

**Análisis jurídico y económico de la OPA  
de GAS NATURAL sobre  
IBERDROLA**

**Javier de Quinto**

(Universidad San Pablo – CEU, Madrid)

**Iñigo del Guayo**

(Universidad de Almería)

**Luis Atienza**

(Economista)

**Richard Watt**

(Universidad Autónoma, Madrid)

---

**Junio 2003**

## ÍNDICE

**1 – Definición de la operación que se va a juzgar**

**2 – Mercados de producto a examinar**

**3 – Alcance geográfico en cada uno de los mercados a examinar**

**4 – Caracterización de estos mercados oligopólicos**

**5 – Los efectos de las fusiones sobre el bienestar social**

**6 – Incidencia de la operación en las actividades reguladas que desempeñan las compañías involucradas**

**7 – Las necesarias desinversiones: Una oportunidad para la reestructuración sectorial**

**8 – Efectos horizontales de esta concentración y dominancia individual de la sociedad fusionada**

**9 – Efectos verticales de esta concentración e interacciones verticales**

**10 – Contestabilidad en los mercados**

**11 – Marco jurídico a considerar**

**12 – Opinión de los autores**

**13 – Bibliografía**

## **1 – Definición de la operación que se va a juzgar**

### **1.1 – Antecedentes**

GN acordó en el Consejo de Administración de 11 de marzo de 2003 lanzar una OPA sobre Iberdrola<sup>1</sup> (adquisición del 100% del capital social de Iberdrola, condicionada al 75%).

El procedimiento de adquisición se estructuraba a través de una OPA que se realizaría sobre todas las acciones de Iberdrola (901.549.181), lo cual representa el 100% del capital social de la citada entidad, de tres euros de valor nominal, y que no son propiedad directa o indirectamente de GN.

La efectividad de la OPA se condicionaba a un número mínimo de aceptaciones que representen el 75% de las acciones de Iberdrola (676.161.886 acciones), o del 50,0001% (450.774.592 acciones) en el caso de que la Junta General de Accionistas de Iberdrola acepte eliminar las restricciones de voto previstas en sus Estatutos Sociales antes de cerrar la OPA.

GN pretendía promover una modificación de los estatutos de Iberdrola en el plazo de 12 meses desde la fecha de finalización de la oferta, con el objeto de eliminar la limitación contenida en el artículo 20 de sus Estatutos Sociales en cuanto al número máximo de votos que puede ejercer un mismo accionista o sociedades de un mismo grupo. Esto se contemplaba en el caso de que no se hubiera realizado el cambio en los estatutos antes del término del plazo señalado para la aceptación de la oferta.

---

<sup>1</sup> La OPA fue inmediatamente considerada hostil por la empresa eléctrica y sus principales accionistas. GN ofreció a los accionistas de Iberdrola 340 euros en dinero más 29 acciones de la empresa gasista de nueva emisión, con un valor de un euro cada una por cada 50 acciones de la eléctrica vasca, lo que equivale a 6,80 euros en dinero más 0,58 acciones de GN por cada acción de Iberdrola. Es decir, que GN ofreció 17,05 Euros por cada acción de la eléctrica. La Bolsa castigó a GN con un 13% de descenso de la cotización y premió a Iberdrola con un 1,1% de aumento. El acuerdo fue rechazado por aquellos miembros del Consejo de Administración designados por Repsol, salvo el consejero delegado (López de Silanes), que votó a favor, y que, así, contribuyó a desempatar el teórico empate que se había producido (siete miembros a favor y cinco en contra). De esta manera, las relaciones entre La Caixa y Repsol en GN se vieron dañadas.

Por lo que respecta a las autoridades encargadas de velar por la competencia, la OPA fue notificada al SDC el 14 de marzo de 2003, y tuvo su entrada en el TDC el 24 de abril de 2003 (Expediente C 80/03). El TDC hubiese tenido (de haber continuado GN con la OPA) hasta el 26 de junio de 2003 para emitir su dictamen.

El planteamiento general responde a las tendencias que se están produciendo ya en otros países, debido a la convergencia de los negocios de gas y electricidad. Antecedentes similares son E.ON – Ruhrgas (Alemania), así como casos en el Reino Unido, Bélgica y las iniciativas que han empezado a desarrollar las autoridades portuguesas (EDP – activos gasistas de Galp) y francesas (EDF – GDF) para crear grandes grupos energéticos con capacidad para competir en el exterior. Y en esa misma línea, ya en nuestras fronteras, deben entenderse también los acuerdos que mantienen Unión Fenosa y ENI.

Ante la consideración de intentar un crecimiento que pudiera adelantar en varios años la estrategia de ambas sociedades y situar a la sociedad fusionada en la posición de llegar a ser uno de los grandes agentes del sector energético a nivel europeo y mundial, GN pensó que una integración con Iberdrola era la mejor opción.

La operación no se hizo de una forma pactada. Pero una oferta pactada no es necesariamente sinónimo de éxito, y si se repasa nuestra historia reciente, podrán encontrarse ejemplos, como es el caso del intento de fusión entre Iberdrola y Endesa, o la toma de control de Hidrocantábrico por Unión Fenosa.

En una iniciativa sin precedentes, GN asumió una serie de compromisos que integró en su propuesta. Son básicamente los siguientes:

- Dar prioridad a las inversiones en actividades reguladas sobre cualquier otra inversión.
  
- Asumir como propio el volumen total de inversiones previstas por los planes estratégicos declarados hasta la fecha por Iberdrola y Gas Natural en actividades reguladas para el período 2003-2006. El importe de las inversiones comprometidas en distribución de electricidad, según el Plan Estratégico (PE) de

Iberdrola, era de 1.588 millones de euros y, de acuerdo con el PE de Gas Natural, de 1.510 millones de euros en distribución de gas.

- Las desinversiones presentadas al Servicio de Defensa de la Competencia, no tendrían impacto alguno en las actividades reguladas, ya que se realizarían con todos los requisitos legales y técnicos para permitir la continuación de la operación por los nuevos adquirentes. Como garantía añadida, GN especificaba que las desinversiones se realizarían siempre y cuando existieran compradores que garantizaran el cumplimiento de las obligaciones regulatorias (350 millones de euros); en caso contrario se mantendrían los activos dentro del Grupo.
- Mantener un nivel de fondos propios que se situara como mínimo en el 30% sobre los fondos totales, y ello en todas las filiales.
- Garantizar la aportación de fondos a aquellas filiales en actividades reguladas con flujo de caja insuficiente para la realización de las inversiones previstas, a través de compromisos de pago que se instrumentarían adecuadamente.
- Situar el Fondo de Comercio generado en la operación dentro de las actividades liberalizadas.
- Además, GN aseguraba que si la CNE lo considerara necesario, aceptaba fórmulas adicionales que garantizaran los compromisos de inversión en actividades reguladas, tales como avales o garantías bancarias.

Los compromisos asumidos pretendían garantizar que no existieran riesgos significativos ni efectos negativos en actividades reguladas que no quedaran evitados, o debidamente cubiertos, en la operación. Dichos compromisos, eran, en todo momento, compatibles con el mantenimiento de los objetivos de inversión en las actividades liberalizadas en gas y electricidad en España, especialmente en generación eléctrica.

Sin embargo, y a pesar de todo ello, la oferta a los accionistas de Iberdrola no puede seguir adelante en virtud de la resolución de la CNE (30 de abril de 2003).

Tras esa resolución, el Consejo de GN acordó, por unanimidad, solicitar a la CNMV el desistimiento de la OPA y desistir, asimismo, del expediente de concentración ante el Tribunal de Defensa de la Competencia.

Posteriormente, el Consejo de GN ha decidido no recurrir la resolución de la CNE.

## **1.2 – Metodología**

Con carácter previo, conviene recordar que el artículo 16 de la Ley de Defensa de la Competencia dice que “la apreciación de si un proyecto u operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado se basará en un análisis de sus efectos restrictivos, previsibles o constatados, atendiendo principalmente a las siguientes circunstancias:

- a) Delimitación del mercado relevante.
- b) Su estructura.
- c) Las posibilidades de elección de los proveedores, distribuidores y consumidores o usuarios.
- d) El poder económico y financiero de las empresas.
- e) La evolución de la oferta y la demanda.
- f) La competencia exterior.

El Tribunal podrá considerar, asimismo, la contribución que la concentración pueda aportar a la mejora de los sistemas de producción o comercialización de la industria nacional o a los intereses de los consumidores o usuarios y si esta aportación es suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia (...) En los casos de empresas en participación se analizarán especialmente los posibles efectos restrictivos de la competencia derivados de la empresa participada y de las empresas matrices en un mismo mercado o en mercados ascendentes, descendentes o próximos”.

También hay que señalar que en los Estados Unidos, para casos como el que vamos a analizar en este trabajo, el Departamento de Justicia evalúa, tras conocer el informe de la Monopolies and Mergers Commission, las propuestas de fusión o las concentraciones económicas, y considera que una fusión es ilegal si “disminuye sustancialmente la

competencia o tiende a crear un monopolio”, quedando al arbitrio de los jueces la interpretación exacta de tal aserto.

Para limitar imprecisiones y posibles arbitrariedades, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos publicó en 1982 (revisado en 1984) un documento con las directrices sobre fusiones que deben guiar a las decisiones de los jueces (Horizontal Merger Guidelines).

Estas directrices establecen cinco apartados, a saber:

- En primer lugar, se debe determinar con exactitud el mercado relevante
- Se calcula un índice de concentración ex – ante y ex – post (el índice Herfindahl-Hirschman –en adelante HHI- es el que está de moda)
- Se evalúa la facilidad de entrada en la industria de nuevas empresas
- Se investiga si existen otros factores que pueden implicar colusión entre las empresas (incluido el intercambio de información y las prácticas contractuales poco ortodoxas)
- Se analiza cualquier posible beneficio de eficiencia que la fusión puede crear, sobre todo los ahorros en los costes de producción y como se van a distribuir dichos ahorros

La directriz deja en manos de los jueces competentes la tarea de ponderar estos cinco factores de la manera que estimen oportuna, y así llegar a una decisión final sobre los efectos sociales de la propuesta fusión.

También existen una serie de recomendaciones más precisas, pero con bastante poca fundamentación teórica, como por ejemplo:

- En un mercado en concreto, existen barreras significativas de entrada si un monopolista hipotético pudiera elevar el precio actual en un 5% durante un año, sin que entren nuevas empresas a competir
- El juez no se debe oponer a una fusión siempre que el valor ex – post del índice HHI sea 1000 o inferior

- Siempre se debe oponer a una fusión que implique un valor ex – post del HHI por encima de 1800
- Si el valor del HHI está entre 1000 y 1800 después de la fusión, el juez se debe oponer a la fusión, siempre que el HHI se haya incrementado en más de 100 puntos

El trabajo que sigue a continuación, sin asumir estos criterios norteamericanos, tal vez un tanto subjetivos, va a tratar de seguir esta pauta metodológica, que parece interesante, que de alguna forma es seguida en España por el TDC, y que también de alguna forma está recogida en el índice de este informe.

No podemos dejar de señalar, sin embargo, que el HHI ha sido objeto de crítica en los Estados Unidos y que, en todo caso, no es un índice que sea de la satisfacción general, pues los umbrales fijados no dejan de ser arbitrarios y nunca deben convertirse en un dogma (ver Ariño y López de Castro, 2003).

### **1.3 - Las empresas y actividades implicadas**

#### **1.3.1 – Iberdrola<sup>2</sup>:**

Iberdrola desarrolla actividades tanto en el sector eléctrico como en el sector gasista, y en ambos, va a centrar sus esfuerzos en los próximos años, de acuerdo con un Plan Estratégico 2002-2006.

Iberdrola vendió en 2002 sus activos de transporte a Inalta (que pertenece, en un 75%, a CVC Capital Partners y, en un 25%, a REE).

En generación de electricidad, ha encabezado la puesta en servicio de centrales de ciclo combinado: Castellón (800 MW), Castejón (Navarra) (400 MW), y participa con un 25% en la recientemente inaugurada Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), de 800 MW. En 2003 entrará en funcionamiento otro ciclo en Tarragona, que lleva a cabo junto con

---

<sup>2</sup> Los datos han sido extraídos de la página web de la empresa:  
<http://www.iberdrola.es/webcorp/wcorp/es/index.html>



RWE<sup>3</sup>. Además, en los dos próximos años aumentará su capacidad instalada en 2400 MW: 1200 en 2004 (Santurce, con 400 MW y Arcos A, con 800 MW) y otros 1200 en 2005 (Aceca A, en Toledo, con 400 MW y Arcos B, con 800 MW)<sup>4</sup>.

Iberdrola tendrá en diciembre de 2003 una potencia instalada mediante energías renovables de 2600 MW.

La empresa cuenta con un abastecimiento diversificado de gas natural (que cubre las necesidades de la empresa para los próximos 15 años): Eni - Snam (1,2 bcm), Statoil (1,5 bcm), Gas Natural (1,3 bcm), Sonotrach (1 bcm) y Nigeria LNG (0,5 bcm). Además, le fue adjudicado en octubre de 2001 más de 1 bcm en la subasta del gas de Argelia (para suministro de sus clientes hasta 2003). Según la empresa, los contratos de abastecimiento son flexibles y tienen unos precios competitivos, pues están poco expuestos a los riesgos cambiarios y a las fluctuaciones del precio del petróleo (está ligada a una cesta de índices, como la evolución del IPC, precios del carbón, de la electricidad y el petróleo).

Iberdrola tiene contratos de regasificación y transporte con Enagas para llevar el gas hasta sus plantas de ciclo combinado. En 2001 se firmaron los primeros contratos (para el suministro a las centrales de Castellón, Castejón y Tarragona). Además, participa, en un 25%, en la planta regasificadora BBG y participará en la de Sagunto (Valencia) (ambas plantas tienen una capacidad regasificadora de 6 (extensibles a 9) bcm anuales y 5 (extensibles a 11) bcm anuales).

En el mercado gasista liberalizado (comercialización de gas natural), Iberdrola alcanzó en 2002 una cuota del 7,3% (165 contratos, con un consumo anual total de 1,13 bcm). En 2006, quiere tener una cuota global en el mercado gasista del 20% (dos tercios para sus ciclos combinados, y un tercio para clientes finales).

---

<sup>3</sup> Vid. Decisión de la Comisión Europea núm. COM P/M.1952 - RWE/Iberdrola/Tarragona Power JV, de 21 de agosto de 2001, donde se afirma que la Operación tiene dimensión comunitaria y que no suscita dudas acerca de su compatibilidad con el Mercado Común.

<sup>4</sup> Los proyectos de Arcos fueron comprados por Iberdrola a Enron y Abengoa.

En el mercado eléctrico liberalizado (comercialización de electricidad), Iberdrola tiene una cuota del 38,3% del mercado, si bien varía según la diferente hidraulicidad de cada año. Su cuota en distribución de electricidad es del 41%.

### **1.3.2 – Gas Natural<sup>5</sup>:**

El Grupo Gas Natural tiene las siguientes empresas: Gas Natural Aprovisionamientos (es titular, entre otros, de los contratos con la empresa argelina Sonatrach), Gas Natural Comercializadora (comercializa gas y electricidad), Gas Natural Servicios, Gas Natural Electricidad y Gas Natural Trading (opera en el mercado internacional de trading de GNL, con el gas procedente, básicamente, de Nigeria y Trinidad y Tobago). Las empresas con licencia para comercializar electricidad son Gas Natural Comercializadora, Gas Natural Servicios y Gas Natural Electricidad.

En cuanto a sus aprovisionamientos argelinos, téngase en cuenta que de acuerdo con la DT 16 de la LH (introducida en 2000), tuvo que asignar el 75% a Enagas, para que lo vendiese a los distribuidores, y el 25% a los comercializadores.

Participa mayoritariamente en 10 compañías distribuidoras y tiene participaciones inferiores al 50% en otras tres compañías de distribución en Aragón y País Vasco.

Tiene 3,9 millones de clientes en España, en los mercados doméstico, comercial e industrial. Vende también, lógicamente, gas natural a los productores de electricidad.

Desde 2002 comercializa gas natural en Italia.

GN tuvo en 2002 una cuota del 4% del mercado de comercialización de electricidad. Desde 2002, genera electricidad. Tiene dos ciclos combinados, uno en San Roque, Cádiz, de 400 MW (la primera en España, que obtuvo la DIA en 1999) y otro en San Adrià de Besòs, Barcelona, también con 400 MW.

---

<sup>5</sup> Los datos han sido extraídos de la página web de la empresa: <http://www.gasnatural.com>

Pretende tener el 10% del mercado de generación para 2007 (con una potencia instalada de 4.800 MW). Tiene en marcha dos proyectos para instalar cuatro grupos de generación con ciclos combinados, de 400 MW cada uno, en La Rioja y Cataluña.

El Grupo es socio mayoritario de Metragaz (la compañía que opera el gasoducto Magreb-Europa) con un 72,36% (por medio de Sagane) (los otros dos accionistas son Transgas, con el 27,3% y SEP, con el 0.34%).

GN es propietaria de un 40,6% de Enagas (el exceso sobre el máximo permitido por la DA 20, de la LH, corresponde al *green shoe* de 5,9% no ejecutado por las entidades colocadoras de la OPV y, en todo caso, los derechos de voto sobre tal exceso están en suspenso).

## 2 – Mercados de producto a examinar

La delimitación del mercado relevante tiene una influencia decisiva en la valoración de la operación de concentración desde el punto de vista de la competencia. El objetivo que persigue es definir los límites dentro de los cuales se produce la competencia entre empresas para identificar, de esta forma, las restricciones a las que éstas se enfrentan en el desarrollo de su interacción competitiva, tanto presente como futura.

Tradicionalmente se han considerado dos dimensiones distintas en la delimitación del mercado: la definición del producto y la del área geográfica relevantes.

En este sentido, la Comisión Europea señala, en su Comunicación<sup>6</sup> relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa en materia de competencia, que “el objetivo de definir un mercado en sus dos dimensiones, de producto y geográfica, es identificar a aquellos competidores de las empresas en cuestión, que son capaces de restringir su comportamiento y de impedirles que actúen sin sentirse sometidas a una presión competitiva eficaz.”

En definitiva, el análisis de los mercados relevantes trata de identificar el conjunto de empresas que compiten entre sí, por el tipo de producto que venden (mercado de producto) y por la dimensión geográfica en la que lo hacen (mercado geográfico).

Tal y como dispone el Servicio de Defensa de la Competencia en su Comunicación sobre los “Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del Servicio de Defensa de la Competencia”, el criterio principal para determinar el producto relevante o conjunto de productos que, por sus características, forman parte de un mismo mercado, es la sustituibilidad por el lado de la demanda. Además de la sustituibilidad de la demanda, la definición del mercado de producto puede considerar también la sustituibilidad de la oferta, teniendo en cuenta aquellos operadores que pueden estar en disposición de ofertar un determinado producto o servicio en el mercado como reacción a una subida significativa del precio.

---

<sup>6</sup> “Comunicación de la Comisión Europea relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa comunitaria en materia de competencia” (DOCE C372 de 09/12/1997).

En el ámbito comunitario se define como mercado de producto, a aquel que "comprende la totalidad de los productos y servicios que los consumidores consideren intercambiables o sustituibles por razón de sus características, su precio y el uso que se prevea hacer de ellos"<sup>7</sup>.

En nuestro caso cabe distinguir dos mercados de producto relevantes, el mercado de producto de la electricidad y el mercado de producto del gas natural, dado que, a pesar de la fuerte interrelación existente entre los mercados energéticos de gas y electricidad, ambos presentan diferencias notables: su modo de obtención; la posibilidad de almacenabilidad, que en el caso de la electricidad no existe; los medios de transporte de ambos, gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión; redes de distribución; características de instalaciones; puntos de consumo; etc.

Ello comporta que no exista más que una sustituibilidad parcial entre ambos desde el punto de vista de la demanda, lo que ha determinado que multitud de decisiones de los organismos comunitarios y españoles de defensa de la competencia hayan estimado la existencia de dos mercados de producto diferenciados: la electricidad y el gas natural.

## **2.1 – Electricidad**

El proceso de suministro de electricidad se divide básicamente en las siguientes fases:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Comercialización

En contextos en que algunas actividades tiene carácter de actividades liberalizadas y otras de actividades reguladas, como es el caso, es más apropiado hacer una definición del mercado relevante más ajustada a la naturaleza de cada una de las actividades, máxime cuando es posible que las condiciones de entrada en cada uno de esos mercados sean muy distintas desde el punto de vista regulatorio y que los agentes que participen

---

<sup>7</sup> Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.

en los mercados no sean los mismos. En consecuencia, cabe diferenciar un mercado relativo a las actividades de transporte, otro de las actividades de distribución, y en cuanto a las actividades liberalizadas, un mercado de generación y otro de comercialización.

A pesar de estas condiciones de monopolio natural que presentan las actividades de transporte y distribución, no por ello dejan de estar sometidos a la normativa de defensa de la competencia.

El gas natural es un combustible en la producción de energía eléctrica, empleado principalmente en las centrales de generación de ciclo combinado. En este sentido, GAS NATURAL se configura como el principal proveedor de gas del sistema nacional, disponiendo de una cuota en aprovisionamiento que supera el 80%. La integración vertical que se produciría con la operación de adquisición podría provocar efectos en el mercado de producción de energía eléctrica.

Otra consideración se refiere al mercado de comercialización. En este sentido, se debe mencionar que la apertura total del mercado de electricidad a partir del 1 de enero de 2003, podría afectar a la delimitación de los mercados de consumidores finales. Pero por el momento, y ante el limitado uso del citado derecho por parte de los consumidores que hasta el 1 de enero de 2003 eran considerados clientes a tarifa, se debe continuar considerando la comercialización y distribución de energía eléctrica como dos mercados de producto diferentes, aunque estrechamente relacionados entre sí. Seguramente en un horizonte temporal más amplio se pueda identificar un único mercado de consumidores finales.

El TDC en su análisis de la concentración Unión Fenosa – Hidrocantábrico<sup>8</sup> “considera que resulta adecuado delimitar como mercados relevantes afectados 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 comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. Entiende el Tribunal que si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén

---

<sup>8</sup> Ver TDC (2000)

presentes empresas que, a su vez, lo están en 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”.

En resumen, parece adecuado considerar un mercado de generación de electricidad y otro mercado de comercialización de electricidad, con vinculaciones verticales directas y con la distribución.

## **2.2 – Gas natural**

En el suministro de gas natural pueden identificarse las siguientes actividades:

- Fabricación o aprovisionamiento
- transporte (transporte, regasificación, licuefacción y almacenamiento)
- distribución
- comercialización

La Ley de Hidrocarburos segmenta las actividades necesarias para el suministro del gas natural. El artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos establece que la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas; mientras que la comercialización se ejerce libremente y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes. Por otro lado, las actividades de adquisición y producción de gas natural se desarrollan más propiamente en un entorno de competencia.

Dejando ahora a un lado la fabricación o aprovisionamiento, en la operación analizada se ven implicadas dos empresas que operan en algunas de esas actividades o mercados. Concretamente, tanto Iberdrola como GN comercializan gas natural, y GN distribuye gas natural. En cuanto al transporte, ninguna de esas dos empresas desarrollan actividades en ese ámbito, salvo las participaciones accionariales que tienen en empresas que sí operan en el transporte (en sentido amplio, es decir, y como hace la LH, incluyendo la regasificación y el almacenamiento).

El aprovisionamiento no constituye una actividad independiente, propiamente dicha, sino que la LH dice que podrán adquirir gas los comercializadores para su venta a los consumidores cualificados u a otros comercializadores, los consumidores cualificados y,

por supuesto, los transportistas, para su venta a otros transportistas y a los distribuidores para atender suministros a tarifa (art. 61). Todos ellos tienen, además, la obligación de tener unas existencias mínimas de seguridad y de diversificar sus aprovisionamientos (arts. 98 y 99 de la LH).

En el informe de 6 de mayo de 1999, a propósito de la operación consistente en la toma de control conjunto, por parte de Endesa y GN en Gas Aragón, S.A. y la integración de las autorizaciones administrativas para la distribución de gas natural de Megasa (del grupo Endesa) en Gas Andalucía, S.A. (del grupo GN), el TDC afirmó lo siguiente:

“Con arreglo a lo dispuesto en el Reglamento CEE núm. 4064/89, del Consejo, sobre el control de operaciones de concentración entre empresas, el mercado de producto, considerado desde el punto de vista de la competencia, debe abarcar aquellos bienes y servicios que los consumidores consideran sustituibles por razones de sus características, su precio o el uso que se prevea hacer de ellos. Es decir, la determinación del mercado relevante debe tener en cuenta, prioritariamente, las preferencias de los consumidores o, lo que es lo mismo, el lado de la demanda. La posible sustituibilidad de la oferta es un concepto importante para determinar la impugnabilidad del mercado, pero no para definir la gama de productos incluidos en el mercado relevante (...) En resumen, y a la vista del análisis realizado, se concluye que los mercados de producto afectados por las dos operaciones de concentración objeto del presente Informe son tanto el de la distribución, como el de la comercialización de gas natural”<sup>9</sup>.

En resumen, parece adecuado considerar un mercado de aprovisionamiento de gas y otro mercado de comercialización minorista, con vinculaciones verticales directas entre ellos y con la distribución.

En definitiva, conviene subrayar que en ningún caso se ha de considerar como “producto relevante” ni la distribución de gas natural ni la distribución de electricidad, dado que las empresas implicadas en la operación, o distribuyen gas o distribuyen electricidad, pero no ambas cosas y, por tanto, ninguna concentración se produce en esos sectores del mercado

---

<sup>9</sup> Ver TDC (1999 a)



No se ha de despreciar la circunstancia de que el aprovisionamiento de gas natural sí es una actividad afectada por la operación –ambas empresas tienen contratos de abastecimiento con empresas suministradoras extranjeras- y en la medida en que de tal aprovisionamiento depende, en buena medida, la distribución de gas natural, podrían detectarse ciertas conexiones entre ambos mercados. A este respecto, téngase en cuenta que el titular de los contratos con Argelia debe, según el RD-L 6/2000 destinar prioritariamente sus suministros al mercado de distribución. No obstante, este escollo se salva por la sencilla razón de que, según la LH, ni Iberdrola ni GN venden gas a los distribuidores, en su condición de comercializadores, sino que ese tipo de venta está reservada a los transportistas.

### **2.3 - ¿Un mercado energético conjunto?**

Hay que señalar que, tanto en España como en otros países, se producen movimientos conducentes a reestructuraciones tanto en los mercados como en empresas energéticas, que trascienden el sector eléctrico y que indican que se consolidan ciertos valores en la industria, mientras otros se diluyen o desaparecen. Y una tendencia que hoy parece imparable es la integración gas (en su vertiente downstream) – electricidad.

Efectivamente, en poco tiempo, el precio marginal del gas podría ser fijado bien por consumidores finales con capacidad a corto plazo de variar su alternativa energética, bien por empresas eléctricas con margen de reserva y un mix de generación variado. En la medida que esto ocurra de forma suficiente, se establecerá un arbitraje entre gas y electricidad que integrará ambos mercados.

Si bien la tendencia a este tipo de integración es imparable y seguramente deseable, debemos fijarnos en qué medida están hoy integrados los mercados de gas y electricidad en España. Y la respuesta obtenida de diversos pronunciamientos del TDC y otras autoridades es tajante en el sentido de que todavía estamos lejos de tal integración.

Un buen ejemplo es el siguiente:

---

“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. 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. (...) 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.(...) 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. (...) No cabe pues, plantearse duda alguna sobre la delimitación del producto relevante afectado por la presente operación...”<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> TDC (2000 a)

## **2.4 – Presencia de las empresas incumbentes en los diferentes mercados**

En cuanto a los operadores económicos implicados en la operación de concentración Iberdrola está presente en los sectores de: generación, comercialización y distribución de energía eléctrica; y aprovisionamiento y comercialización de gas natural.

A esto se añade, su participación en las plantas de regasificación de Bahía Bizcaia y Sagunto.

Por su parte, GAS NATURAL, está activo en España en el aprovisionamiento de gas natural, almacenamiento, regasificación, transporte y distribución de gas natural a clientes industriales, comerciales y domésticos; y en el mercado eléctrico producción y comercialización de energía eléctrica.

A la vista de los sectores en los que se encuentran presentes Iberdrola y GAS NATURAL, los mercados de producto a considerar en esta operación de concentración son los de aprovisionamiento y comercialización.

Respecto a la actividad de regasificación, ciertamente GN es propietaria del 35% de Enagas, que a su vez es la sociedad propietaria del 95% de la capacidad de regasificación nacional. Por otro lado, Iberdrola participa en el capital accionario de dos plantas de regasificación: Bahía Bizcaia (en operación) y Sagunto (en proyecto). Dado que GN se plantea desinvertir significativamente en ENAGAS, no creemos que la regasificación deba ser objeto de análisis de competencia.

### **3 – Alcance geográfico en cada uno de los mercados a examinar**

Según el TDC (2000 b), 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”.

También, atendiendo a la definición de la Comunidad Europea, el mercado geográfico relevante “comprende la zona en la que las partes afectadas desarrollan actividades de suministro y prestación de productos y servicios, en la que las condiciones de competencia son lo bastante homogéneas y que puede distinguirse de otras zonas debido en particular a que las condiciones de competencia en ella prevalentes son sensiblemente distintas a aquéllas” <sup>11</sup>.

Por su parte, el Servicio de Defensa de la Competencia en los “Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas”, considera que la delimitación del mercado geográfico tiene por objeto definir el área potencialmente afectada por la operación de concentración, en la que compiten entre sí las empresas que operan en los mercados de producto correspondientes.

Al igual que sucedía en el mercado relevante de producto, para delimitar el mercado geográfico es necesario hacer una diferenciación entre la electricidad y el gas natural.

#### **3.1 – Electricidad**

Respecto al mercado mayorista de energía eléctrica, cabe considerar que en la actualidad se trataría de un mercado de carácter nacional - peninsular, justificada esta delimitación, en gran medida, por la limitada capacidad de interconexión que presenta

---

<sup>11</sup> Definición de la Comisión Europea en el formulario de notificación de la concentración.

España con sus países vecinos, principalmente con Francia. A esto se añade la diferente normativa y grado de apertura existentes en el sistema portugués y francés.

La Comisión Europea ha realizado una definición de mercado relevante geográfico de carácter nacional, debiendo resaltar la que ha tenido lugar en el sector eléctrico español con ocasión de la creación por Iberdrola S.A. y RWE de la filial común TARRAGONA POWER<sup>12</sup>. En su decisión, la Comisión señala que debido a la restringida capacidad de interconexión en las fronteras españolas, el suministro de electricidad puede ser todavía considerado de carácter nacional.

También el TDC recientemente se ha pronunciado con claridad al respecto<sup>13</sup>: “En conclusión este Tribunal considera que (...) el mercado afectado por la presente operación (se refiere a Unión Fenosa – Hidrocantábrico) es el mercado peninsular nacional”.

Muchos autores (por ejemplo NERA o la CNE en algún momento<sup>14</sup>) hemos considerado la posibilidad de que para el medio o largo plazo se pudiera pensar en un ámbito de mercado relevante ibérico. Pero el TDC lo descarta tajantemente, sintéticamente basándose en los siguientes argumentos:

- EDP no oferta en el pool español (las empresas españolas tampoco en Portugal, añadiríamos nosotros).
- La capacidad física de conexión entre España y Portugal es de 4.010 MW, lo que supone un 9% de la potencia instalada en España.
- Dado que una gran parte de esa capacidad de conexión hay que preservarla para cumplir objetivos de seguridad entre ambos sistemas, la capacidad

---

<sup>12</sup> Decisión adoptada en aplicación del artículo 6 (1)(b) del Reglamento Comunitario de concentraciones, en el asunto N° COMP/M.1952-RWE/IBERDROLA/TARRAGONA POWER/JV.

<sup>13</sup> Ver TDC (2000 a) punto 4.2.

<sup>14</sup> La CNE (entonces CNSE) analizando el acuerdo Iberdrola – EDP, en Mayo de 1998, sostenía que “el mercado español y el mercado portugués constituyen dos mercados geográficos separados (ya que) las condiciones en la península ibérica no son lo suficientemente homogéneas para poder constituir el mercado geográfico relevante.” Pero en el caso Unión Fenosa – Hidrocantábrico, cambió radicalmente de opinión para considerar que parece razonable “defender la tesis de que España y Portugal constituyen un único mercado geográfico”.

comercial es de sólo 750/650 MW (datos de REE al TDC) lo que representa el 1,7% de la capacidad instalada en régimen ordinario en España<sup>15</sup>.

- La energía importada de Portugal (en 1999) fue de sólo 1.351 Gwh, frente a 165.263 Gwh producida en régimen ordinario en España.

### **3.2 – Gas natural**

En el caso del gas natural, el mercado geográfico relevante es el mercado peninsular español, en tanto que es el territorio donde las condiciones de competencia son homogéneas y dadas las limitaciones existentes en las infraestructuras de conexión del sistema gasista español, lo que supone importantes barreras a la posible entrada de empresas de otros Estados miembros.

Por otro lado, no cabe definir un mercado geográfico relevante de la actividad regulada de importación y regasificación de gas natural de dimensión territorial infrapeninsular española, debido a que, con independencia de la ubicación del punto de entrada al sistema español, el coste del transporte de gas natural importado será idéntico, debido a que la actividad de transporte en España se ha definido en base al sistema de “peaje postal” y, en consecuencia, para la determinación del coste de transporte resulta indiferente la distancia a recorrer desde el punto de entrada al sistema hasta el punto de suministro o consumo final. Por lo tanto, la elección de un punto u otro del sistema tendrá más que ver con la existencia de capacidad en el mismo y, en su caso, con el origen concreto del gas importado<sup>16</sup>.

En el Dictamen sobre la toma de control conjunto de Gas Aragón, el TDC se pronunció de la siguiente manera, a propósito del ámbito geográfico de la distribución y de la comercialización de gas natural:

“En los mercados de distribución de gas natural a consumidores, el mercado geográfico relevante es el área geográfica que abarcan las autorizaciones administrativas afectadas para la distribución de gas natural (...). Cualquier nueva comercializadora que desee

---

<sup>15</sup> El TDC también deja claro que la situación de las conexiones con Francia y Marruecos son similares a la descrita para Portugal.

<sup>16</sup> Ver Informe de la CNE PLANTA DE SAGUNTO.

iniciar su actividad en España intentará conseguir una masa crítica de clientes suficiente para rentabilizar su empresa, por lo que tratará de ampliar su ámbito de actividad al mercado nacional, dado además que el marco jurídico establecido por la LH así se lo permite. Por tanto, se concluye que en lo que se refiere al mercado de la comercialización de gas natural el mercado geográfico de referencia será el mercado nacional”<sup>17</sup>.

Evidentemente, en el caso examinado el mercado geográfico es, tanto para la distribución como para la comercialización, el mercado nacional, dado que, en el caso de la distribución, el Grupo GN tiene una posición de dominio casi completa en todo el territorio nacional, salvo algunas excepciones (Asturias y Andalucía, entre otras) y, en el caso de la comercialización, las autorizaciones recibidas por ambas empresas lo son para comercializar en toda España.

---

<sup>17</sup> TDC (1999 a)

## 4 – Caracterización de estos mercados oligopólicos

### 4.1 – Introducción

Si el número de ofertantes en un mercado no es muy grande, o si alguno de estos tiene por sí mismo capacidad para influir en las cantidades comerciadas o en la fijación de los precios, estamos ante un oligopolio.

Esta facultad para influir en cantidades o precios se la denomina “poder de mercado”.

“Cuando una empresa posee la capacidad de modificar las condiciones del mercado a su favor en un horizonte temporal no preciso se dice que ostenta un poder de mercado. A pesar de la existencia de un elevado número de entidades en un sector, si una de ellas o un grupo homogéneo de entidades controla una cuota de mercado lo suficientemente alta como para manipular a los demás adversarios económicos, la competencia se verá alterada ...”<sup>18</sup>

El poder de mercado puede ser o bien de naturaleza “horizontal”, cuando una empresa presenta una clara posición de dominio en el “mercado de referencia o relevante”, o bien de naturaleza “vertical”, cuando una empresa determinada tiene una posición de “dominio”, bien sea “aguas arriba” o “aguas abajo” del proceso de producción; posición que le otorga claras ventajas en el “mercado de referencia” o “mercado relevante”. Esto es lo que, de algún modo, expresa el art. 16, 2 de la Ley de Defensa de la Competencia de 1989, cuando en su art. 16, 2 habla de mercados ascendentes, descendentes o próximos.

No obstante, siempre vale la pena recordar que el ejercicio de poder de mercado tiene, en casi todos los casos, efectos ambiguos sobre el bienestar de la sociedad. Esto es trivialmente cierto, puesto que una empresa (o grupo de empresas) que ostentan poder de mercado de alguna forma, solamente lo ejercerán si así se benefician, o en otras palabras, si el ejercicio del poder de mercado es eficiente para ellos. Siendo ellos miembros de la sociedad, hay un efecto directo positivo para el funcionamiento

---

<sup>18</sup> Bueno y Morcillo (1994). Pág 167.



eficiente de la economía. Por supuesto, el ejercicio de poder de mercado de unos también puede<sup>19</sup> resultar en efectos negativos para otros, y entonces puede resultar en disminuciones del bienestar de otros miembros de la sociedad. Entonces, en este caso hay efectos positivos y otros negativos. El gran dilema es ¿cómo debemos de sopesar los efectos contradictorios del ejercicio de poder de mercado para poder así pronunciarse sobre su efecto social neto?

Como ejemplo, en los modelos más sencillos de mercados de oligopolio, que serán descritos con más detalle más adelante, es bien sabido que de los dos modelos tradicionales de competencia en cantidades (el modelo de Cournot y el de Stackelberg), el que corresponde con un mayor bienestar social en el equilibrio resulta ser el de Stackelberg, aunque en este modelo hay una empresa que ostenta mayor poder de mercado que los demás (cosa que no sucede en el modelo de Cournot).<sup>20</sup>

En cualquier caso, si nos centramos en modelos de oligopolio de competencia en cantidades, entonces existe un modelo en concreto que revela ciertas verdades sorprendentes. El modelo en cuestión se determina “el modelo de Stackelberg generalizado” (véase Watt (2002)) y tiene como casos especiales sencillos todos los modelos de competencia en cantidades tradicionales.<sup>21</sup> En este modelo, es sencillo demostrar que, suponiendo un número de empresas activas  $n$ , en donde  $n$  es finito, la configuración por el lado de la oferta que maximiza el bienestar social corresponde con una jerarquía de niveles, en donde hay empresas grandes (el mayor de todos tendrá una cuota de mercado por encima del 50%), empresas de tamaño medio, y otras pequeñas. En particular, en ningún caso sería socialmente óptimo una situación con todas las empresas del mismo tamaño. Entonces, se alcanza un óptimo social con una configuración en el lado de la oferta que es bastante asimétrica, con poder de mercado asimétrica, o en otras palabras, una competencia bastante imperfecta.<sup>22</sup>

---

<sup>19</sup> Puesto que los equilibrios económicos no son un juego de suma nula, no es cierto que el ejercicio de poder de mercado necesariamente sea perjudicial para algunos agentes económicos.

<sup>20</sup> También, el ejercicio de un poder de monopolio conlleva una pérdida para el bienestar social, pero si se aumenta el poder de mercado del monopolista para que pueda discriminar en precios, entonces dicha pérdida es menor (e incluso desaparece con discriminación perfecta en precios).

<sup>21</sup> El modelo también explica, con una precisión sorprendente, muchos mercados del mundo real, entre los cuales está el mercado de la generación eléctrica en España.

<sup>22</sup> De allí, como caso especial, tenemos el hecho – ya mencionado – de que el modelo de Stackelberg, con una empresa en una situación dominante sobre el resto, corresponde con un mayor bienestar social que el modelo de Cournot (en donde todas las empresas son de igual tamaño).

## 4.2 – Electricidad

La forma de competir en el mercado mayorista de electricidad viene condicionada por:

### A) Relativas al producto

- Homogeneidad del producto y enormes dificultades para diferenciar el producto: competencia en precio

### B) Por el lado de la demanda

- Muy baja elasticidad – precio de la demanda
- Predictibilidad de la demanda

### C) Por el lado de la oferta

- Concertación oferta – demanda
- Ofertantes con cartera de generación
- Hay cierta homogeneidad en el mix de potencia y en la función de producción
- Altas barreras de acceso<sup>23</sup>

### D) Respecto a la formación del precio

- Subasta horaria de potencia
- Numerosísimos componentes regulados en la formación de precios, tanto en el mercado, como al consumidor

Las compañías eléctricas disponen de una cartera de activos de generación y su estrategia en el mercado consiste en el manejo de tal cartera. La curva de oferta y

---

<sup>23</sup> Más adelante se detallarán tales barreras de acceso.

demanda en el mercado eléctrico varía para cada hora, siendo básicamente vertical tanto por uno como por otro lado. Esto significa que la mayor partes de las unidades ofertantes son “tomadores de precio”, pero hay una serie de centrales marginales para cada hora que son las que asumen el riesgo y la oportunidad de fijar precios. Si se conoce con la debida seguridad la demanda, los riesgos son menores.

Dicho todo esto, la calidad y cantidad de la cartera de generación y las economías de escala y músculo financiero de las compañías resulta fundamental para tener éxito en este mercado.

### **4.3 – Gas natural**

La forma de competir en el mercado mayorista de gas natural viene condicionada por:

#### **E) Relativas al producto**

- Homogeneidad y almacenabilidad (limitada y costosa) del producto.
- Dificultades para diferenciar el producto: competencia en precio

#### **F) Por el lado de la demanda**

- Baja elasticidad – precio de la demanda
- Predictibilidad de la demanda

#### **G) Por el lado de la oferta**

- Ofertantes con cartera de contratos
- Dificultades para transmitir a la demanda las rigideces contractuales
- Altas barreras de acceso

La calidad y diversidad de la cartera de contratos, muy condicionada por las economías de escala y músculo financiero de las compañías, resulta fundamental para tener éxito en este mercado.

## **5 – Los efectos de las fusiones sobre el bienestar social**

### **5.1 – Introducción**

Una fusión implica transferencias de grandes cantidades de dinero, variaciones en los mercados de capitales y en la mano de obra, además de efectos en el mercado del bien o servicio producido por las empresas en cuestión. Estos efectos, lógicamente, son mayores en función del tamaño de las empresas implicadas.

Por ello, las fusiones tienen implicaciones para el bienestar individual de muchos consumidores, trabajadores, inversores, empresas que hacen bienes o servicios sustitutivos o complementarios, y también la hacienda pública.

Las fusiones tienen efectos sociales positivos, ya que permiten que las empresas operen de manera más eficiente. No obstante, también pueden tener efectos negativos sobre otros miembros de la sociedad, en particular los consumidores, si tienen el efecto de empeorar el grado de competencia en la industria, lo cual puede implicar mayores precios y menor accesibilidad al consumo de los bienes finales.

En principio, hacen falta por lo menos dos condiciones para que una fusión tenga un efecto anti-competitivo:

- a) el mercado post-fusión debe quedar muy concentrado,
- b) tienen que existir barreras de entrada para (potenciales) nuevas empresas.

En principio, una fusión solamente se debe clasificar como “favorable” si el efecto agregado a nivel social es positivo y, consecuentemente, los órganos capacitados para aprobar aquellas fusiones deberán hacerlo en los casos en los que tengan un efecto neto positivo sobre el bienestar social, y combatir las que conlleven el efecto de reducir el bienestar social.

Puesto que los conceptos importantes a la hora de evaluar una propuesta fusión, como por ejemplo el “bienestar social” y la “competencia”, en una industria están sujetos a

ciertas valoraciones personales, consiguientemente las directrices relevantes son imprecisas.

En general, aunque es imposible expresar, de forma exacta, el bienestar social en términos del valor del HHI, las recomendaciones del Departamento de Justicia de los Estados Unidos con respecto a la utilización de este índice a la hora de evaluar los efectos sociales de una propuesta de fusión son una primera aproximación generalmente aceptada.

En términos teóricos más precisos, los economistas evalúan los efectos sociales de las fusiones entre las empresas según sus efectos previsibles sobre el bienestar social de equilibrio.

Desde la época de Alfred Marshall, es generalmente aceptado que una adecuada medición del bienestar social, es la suma del excedente de los consumidores (el área debajo de la curva de demanda y por encima del precio de mercado) y los beneficios de los productores activos en el mercado.

En lo que resta de este apartado, esta medición será indicada por la letra  $M$ .  $M$  tiene la ventaja de ser relativamente fácil de calcular en casos empíricos, una vez que se tiene la ecuación para la demanda de mercado, y suponiendo una modelización también apropiada de cómo las empresas compiten entre sí.

Los distintos modelos de comportamiento empresarial conllevan, lógicamente, distintos resultados sobre el valor de  $M$  debidos al efecto final de una variación en la estructura del mercado.

Sin embargo, un fenómeno común a todo análisis de teoría económica, pero habitualmente ausente en las directrices empleadas por las comisiones de evaluación de propuestas de fusión, es analizar los efectos de una fusión según el movimiento de un equilibrio inicial a un segundo equilibrio posterior (en la jerga de los economistas, variaciones con una “estática comparativa”).

Esto es de suma importancia para una correcta evaluación de los efectos de una variación en la estructura de un mercado, puesto que se toman en cuenta los efectos secundarios que se pueden esperar después de que se efectúa un movimiento inicial.

Cualquier análisis de una propuesta de fusión que omita estos efectos es sólo aproximado.

## **5.2 – El equilibrio en los mercados oligopolísticos**

Antes de evaluar los efectos de una variación en el número y tamaño de las empresas que suministran un mercado en particular, es necesario establecer una correcta descripción del equilibrio en el mercado, en función del comportamiento de las empresas.

A este fin, existen varios modelos, diferenciados generalmente según sus supuestos sobre las creencias de las empresas activas en el mercado, que ahora resumiremos.

En todo momento dejaremos que el número total de empresas activas sea  $n$ , y supondremos (por el momento) que  $n$  es fijo en el sentido de que una fusión entre un subgrupo de empresas no implica que entren nuevas empresas, ni tampoco que otras empresas que no participan en la fusión salgan del mercado.

Este supuesto no es tan restrictivo como puede parecer. Si, antes de una fusión, la industria se encontraba en una situación de equilibrio a largo plazo, sin entradas ni salidas de empresas, entonces para que una fusión tenga el efecto de incentivar la entrada de empresas, tendrá que reducir aún más cualquier barrera de entrada que existiese. Y esto es muy improbable. Es lógico suponer que una fusión no conlleva una entrada de nuevas empresas.

Por otro lado, para que una fusión implique que algunas de las empresas no relacionadas con tal fusión deseen cerrar (es decir, salir de la industria), entonces la fusión tendría que haber reducido sus beneficios hasta números negativos. Y esta no es una

característica de ninguno de los modelos de competencia oligopolística tradicionales.<sup>24</sup> Sin embargo, lo que sí puede ocurrir es que la fusión entre un grupo de empresas activas en la industria cree un incentivo para nuevas fusiones entre otras empresas posteriormente, algo que tampoco consideraremos.

Así que nuestro análisis será estrictamente a corto plazo, ya que en el largo plazo, el número de empresas activas, y el tamaño de cada una de ellas, debe ser determinado endógenamente, en función de las posibles barreras de entrada y de posteriores fusiones que puedan existir.

### **- El modelo de Cournot**

El primer modelo de comportamiento empresarial en condiciones de oligopolio fue elaborado en 1838 por Auguste Cournot. El supuesto básico de Cournot es que todas las empresas producen una cantidad suponiendo constante la producción de las demás empresas (la creencia Cournot).

En este sentido, existirá un equilibrio siempre cuando la producción de cada empresa es óptima, dada la elección de producción de todas las demás empresas. Puesto que esto corresponde al equilibrio de Nash en el juego, habitualmente se denomina el equilibrio en este tipo de mercado el equilibrio “Cournot-Nash”.

El equilibrio Cournot-Nash conlleva el resultado de que, si las empresas son idénticas entre sí (sobre todo en cuanto a sus respectivas funciones de costes), entonces cada una producirá la misma cantidad de producción, es decir, cada empresa tendrá una cuota de mercado igual a  $1/n$ , y correspondientemente, cada empresa recibirá el mismo beneficio.

Es fácil demostrar que si las empresas tienen distintas funciones de costes marginales, entonces en el equilibrio Cournot-Nash las empresas con menores costes marginales acabarán con mayores cuotas de mercado.

---

<sup>24</sup> No obstante, un supuesto común en estos modelos es que los costes fijos de operación son nulos (es decir, tratan situaciones a largo plazo). Si los costes fijos son lo suficientemente altos, entonces si la

Habitualmente se modela un mercado de este tipo con empresas con idénticas funciones de costes, ya que puestos a elegir, cada empresa usará la tecnología productiva correspondiente a la función de costes más eficiente. En ausencia de problemas de información asimétrica y otras restricciones,<sup>25</sup> la implicación directa de todo esto es que todas las empresas usarán la misma tecnología. Dado este supuesto, se deduce que todas las empresas tienen el mismo coste marginal, y suponemos que éste es constante.

### **- El modelo de Stackelberg**

En el modelo de Stackelberg, se tiene un mercado con  $n-1$  empresas que están funcionando con creencias Cournot (es decir, producen suponiendo la producción de las demás empresas es constante), y una empresa que actúa con una creencia un poco más sofisticada: esta empresa produce tomando en cuenta el efecto que su elección de producción tiene sobre las elecciones de producción de las demás empresas.

En este sentido, las  $n-1$  empresas con creencias Cournot se denominan los “seguidores”, y la empresa más sofisticada se denomina el “líder”. El equilibrio en este mercado requiere que el líder resuelve, mediante la inducción recursiva, la respuesta de producción del grupo de seguidores a cualquier elección suya, así pudiendo calcular el beneficio final que obtendrá con toda posible elección propia. Luego escoge aquel nivel de producción que corresponde al máximo de su propio beneficio.

Usando los mismos argumentos que en el modelo de Cournot, para establecer que es razonable que todas las empresas (incluido el líder) tienen la misma función de costes, en el equilibrio cada empresa seguidora produce una cantidad idéntica, y la empresa líder produce más que cualquier empresa seguidora. En concreto, si hay  $n$  empresas en total, con 1 empresa líder y  $n-1$  seguidoras, entonces la cuota de mercado de la empresa líder en el equilibrio es  $n/(2n-1)$ , y la cuota de cada una de las empresas seguidoras es de  $1/(2n-1)$ . Entonces, en este modelo la empresa líder obtiene una cuota de mercado que

---

fusión reduce los beneficios de operación de las demás empresas suficientemente, entonces puede ser que algunas desean cerrar en el corto plazo.

<sup>25</sup> Probablemente el más importante es la incorporación de I+D, es decir, procesos mediante los que una empresa puede encontrar una tecnología más eficiente, y luego protegerla mediante una patente para conseguir una posición más favorable en el mercado. Mientras que son, sin lugar a dudas importantes, hemos preferido apartar estas complicaciones de la mayor parte de nuestro análisis con el objeto de que las ideas fundamentales detrás de las fusiones en sí sean más evidentes.



es  $n$  veces mayor que cualquiera de las seguidoras, y que es incluso mayor que la suma de las cuotas de todas las empresas seguidoras.

Consecuentemente, si los costes marginales son constantes e iguales para todas las empresas, la empresa líder recibe un beneficio mayor que cualquier empresa seguidora.

### **- El modelo de Bertrand**

Los modelos de Cournot y de Stackelberg comparten la idea de que las empresas compiten en base a sus decisiones con respecto a la producción propia, y luego la función de demanda establece el precio de mercado (en el cual todas las empresas pueden vender su producción) en función de la producción agregada (la suma de las cantidades producidas por todas las empresas). En cambio, el modelo de Bertrand se basa en la hipótesis de que las empresas compiten en base al precio al que ofrecen vender su producción.<sup>26</sup>

Como demuestran formalmente Deneckere y Davidson (1985), en cualquier modelo de competencia en precios, las fusiones entre empresas nunca son perjudiciales para el bienestar social, independientemente de cuántas empresas se fusionan, siempre que después de la fusión sigan por lo menos dos empresas sigan activas.

Este resultado es fácil de comprobar, cuando se observa que en un modelo con competencia de tipo Bertrand, en donde cada empresa funciona con el mismo coste marginal, el equilibrio con  $n > 1$  requiere que cada empresa fije su precio igual a su coste marginal, es decir, se obtiene la solución de competencia perfecta con beneficios nulos para cada empresa activa.

Si las empresas tuviesen distintas funciones de costes, entonces solamente quedarían activas en el equilibrio aquellas empresas con el menor coste marginal ya que éstas pueden siempre cobrar un precio menor que las empresas con mayores costes marginales, lo que implica que ningún consumidor acudirá a comprar en las empresas de mayor coste marginal (y de mayor precio).

---

<sup>26</sup> Kreps y Schienkman (1983) demuestran que el modelo de Bertrand y el de Cournot son iguales si existen restricciones de capacidad en el primero.

En este caso, hay dos opciones, que podemos explicar en función de los componentes del vector de costes marginales de las empresas. Sea el vector de costes marginales  $c=(c_1, c_2, \dots, c_k)$ , en donde  $c_i < c_{i+1}$ , entonces:

- a) Si hay más de una empresa con el coste marginal igual a  $c_1$ , entonces éstas serán las únicas en producir, y el precio de mercado será igual a  $c_1$ . En este caso, el bienestar social,  $M$ , es igual al excedente de consumidor (es decir, todas las empresas reciben un beneficio nulo). Si existen costes fijos, entonces se obtiene el óptimo social con 2 empresas activas.<sup>27</sup>
- b) Si solamente hay una empresa con el coste marginal igual a  $c_1$ , entonces ésta será la única en producir, y el precio de mercado será igual a  $c_2$ . En este caso, siendo  $x$  la cantidad producida por la empresa que suministra el mercado, la empresa recibe un beneficio igual a  $x(c_2 - c_1)$ , el excedente de consumidor es menor que el bienestar social, y existe una pérdida de eficiencia que es menor cuanto más pequeño es  $c_2 - c_1$ .

### **- El modelo de Stackelberg extendido**

Como ya hemos señalado anteriormente, el modelo de oligopolio de Stackelberg estudia el equilibrio de mercado cuando existen una empresa líder y  $n$  seguidores, produciendo un bien homogéneo de manera no cooperativa.

El primer modelo que relaja el supuesto de una sola empresa líder es Sherali (1984), quien considera una situación de un número general ( $m$ ) de líderes y un número general ( $n$ ) de seguidores.

En su modelo, Sherali define a cada empresa seguidora como un competidor con creencias Cournot (es decir, supone que la producción de las otras empresas es fija), mientras que las empresas líderes tienen creencias Cournot respecto a las demás empresas líderes y creencias Stackelberg respecto a las empresas seguidoras.

Por tanto, las empresas líderes participan en un juego de tipo Cournot entre sí, tomando en cuenta el comportamiento maximizador del grupo de empresas seguidoras.

Usando supuestos habituales sobre la demanda y las funciones de costes de todas las empresas, Sherali demuestra que existe un equilibrio de Nash perfecto (en subjuegos) que es único. En el equilibrio, cada empresa líder produce más y gana un mayor beneficio que cada empresa seguidora.

El modelo de Sherali supone que únicamente puede haber dos niveles de empresas, en donde “nivel” significa un rango de cuota de mercado en concreto. Por supuesto, el mundo real presenta escenarios oligopolísticos bastante distintos, y a veces incluso puede haber tantos "niveles de actividad" como empresas, es decir, cada empresa actúa en su propio nivel.

Los argumentos que normalmente se usan para defender la idea de que se debe generalizar el número de empresas líderes en el modelo original de Stackelberg también indican que se debe generalizar el número de niveles de empresas (por ejemplo, la inercia de empresas existentes les proporciona una ventaja sobre nuevos entrantes, debido a su mayor experiencia en el mercado, a contratos de suministro ya establecidos, a una mayor facilidad para absorber las incertidumbres del mercado, etc.; que les permite producir con mayor sabiduría, información y seguridad, lo que les proporciona una ventaja estratégica).

Existen varios artículos que han generalizado el modelo tradicional para incorporar más de dos niveles de empresa (véase, por ejemplo, Hamilton y Slutsky (1990), Anderson y Engers (1992), Economides (1993), Matsumura (1999), y Watt (2002)). Estos artículos generalmente consideran la estructura industrial que emergería endógenamente. En particular, Matsumura (1999) permite que  $n$  empresas elijan cuánto producir y también el período en el cual se produce. Por tanto, en el artículo de Matsumura, los “períodos”

---

<sup>27</sup> En el modelo de Bertrand, la competitividad existente no está afectada por una variación en el número de empresas activas, siempre que no hay un monopolio. En las palabras de White (1987, pág. 14), “solamente hacen falta dos caballos para que haya carrera”.

son equivalentes a lo que aquí se denomina los “niveles”. Matsumura demuestra que, por lo menos  $n-1$  empresas escogerían producir simultáneamente en el primer período. Sin embargo, Watt (2002) demuestra que el óptimo social se establece con 1 empresa en cada nivel, lo que, junto con el resultado de Matsumura, indica que el óptimo social no se obtiene endógenamente.

Además, Anderson y Enders (1992) comparan los equilibrios del modelo clásico Cournot (todas las empresas producen simultáneamente) con el equilibrio cuando las mismas empresas producen secuencialmente, y encuentran que el modelo de producción secuencial proporciona mayor bienestar social. Esto es precisamente el resultado señalado más arriba, que el óptimo social se alcanza con una asimetría clara y marcada en el reparto de poder de mercado.

### **5.3 – El efecto de las fusiones**

El efecto que tienen las fusiones sobre el funcionamiento de una economía difiere, sustancialmente, cuando la fusión en cuestión es a nivel horizontal, y cuando es a nivel vertical.

En esta sección vamos a tratar cada una de estas dos opciones por separado.

No obstante, y para empezar, dejemos clara la perspectiva de los economistas con respecto de las fusiones en general, y sobre la manera de medir sus efectos en particular.

La primera (y la más fundamental) cuestión metodológica que resulta al tratar de analizar los efectos económicos de las fusiones, es que lo único razonable es un análisis de tipo estático comparativo, siempre que se comparen equilibrios *ex ante* y *ex post*.

Nunca es relevante un análisis que no prevea los efectos secundarios que una fusión entre empresas implica.

De hecho, los efectos secundarios pueden ser de mayor importancia que los efectos directos o a corto plazo de una fusión.

El supuesto de que una fusión entre empresas en un mercado oligopolístico no conllevará efecto alguno sobre la actividad del resto de las empresas (cambios en sus estrategias de producción, sobre todo) es equivalente a suponer, por ejemplo, que un aumento en el precio de las llamadas de teléfono fijo no afectará a la demanda de las llamadas por teléfono móvil.

En toda esta sección, nos centraremos en los efectos de las fusiones sobre los equilibrios respectivos.

En segundo lugar, vamos a cuestionar la validez de la utilización del HHI como único baremo de medición de los efectos de una fusión.

En general, las autoridades regulatorias consideran oponerse a las fusiones que aumentan el valor del HHI.

Es sencillo demostrar que el HHI se puede escribir como<sup>28</sup>

$$HH = \left( \frac{1 - \bar{s}}{\bar{s}} \right) v + \bar{s}$$

en donde  $\bar{s}$  es la cuota de mercado media, y  $v$  es la varianza de las cuotas de mercado de las empresas activas.

Es inmediato calcular que HHI crece con incrementos en  $v$  y decrece con aumentos en  $\bar{s}$ .

Pero, por definición, resulta que  $\bar{s} = 1/n$ , en donde  $n$  es el número de empresas activas.

Como una fusión tiene el efecto de reducir  $n$ , tendrá también el efecto de incrementar  $\bar{s}$ , y por tanto, un primer efecto negativo sobre el HHI.

---

<sup>28</sup> Véase Watt y de Quinto (2003) para el desarrollo de esta ecuación, y algunas otras observaciones sobre el índice *HH*.

Por tanto, si las autoridades reguladoras sospechan de aquellas fusiones que aumentan el HHI, en realidad lo que entienden como un “mal” social tiene que ser la varianza de las cuotas de mercado, *v.*

No obstante, como ya hemos señalado, el óptimo social (en términos de bienestar social) que se deriva de un mercado suministrado por cualquier número (finito) de empresas se obtiene con un nivel de varianza bastante alta.

Correspondientemente, la varianza de las cuotas de mercado *no* es un mal social, y de allí, la utilización del HHI puede conllevar que ciertas fusiones beneficiosas a nivel social sean objeto de oposición por parte de las autoridades reguladoras.

### **- Fusiones horizontales**

Una fusión horizontal ocurre cuando dos empresas que actúan en un solo mercado (caracterizado por un bien homogéneo).

Si la fusión no resulta en una entrada de nuevos competidores, entonces el número de empresas que suministran el mercado se ve reducido. Como esto implica mayor proximidad a la posición de monopolio, la fusión se asocia a una reducción de la “competencia en el mercado”, y esta es la justificación para oponerse.

Pero los efectos de una fusión horizontal sobre HHI y sobre el bienestar social son ambiguos.

Como la ecuación arriba indica, una fusión horizontal solamente puede incrementar el valor del HHI si resulta un incremento en la varianza de las cuotas de mercado en el equilibrio *ex post*.

No obstante, el incremento en la varianza tiene que ser lo suficientemente grande como para contrarrestar el efecto negativo sobre el HHI que tiene la fusión cuando reduce el valor medio de las cuotas de mercado.

Por otro lado, como el bienestar social se maximiza con una varianza de cuotas de mercado positiva, una fusión horizontal que incremente dicha varianza puede tener el efecto de incrementar el HHI y a la vez incrementar el bienestar social.

Todo depende de que si en la situación ex ante la varianza de las cuotas de mercado fuera superior o inferior al nivel maximizador de bienestar social.

Como ejemplo en concreto, considérese la siguiente situación inicial: un mercado es suministrado por dos niveles de empresas en el espíritu del modelo Stackelberg generalizado con demanda lineal y costes marginales constantes y comunes. Sea el número de empresas en ambos niveles igual a 3 (en cada nivel) inicialmente. Luego, se fusionan una de las empresas del nivel 1 con una del nivel 2, así creando una nueva empresa que se establece como líder absoluto del mercado (con los mismos costes marginales que antes de la fusión), que produce en un nuevo nivel por encima de los demás (es decir, ya hay tres niveles, con la nueva empresa en el nivel 1, y con 2 empresas en los niveles 2 y 3).

En este ejemplo, inicialmente el valor del bienestar social es:

$$M = 16$$

La cuota de mercado de cada una de las empresas, según su nivel, es inicialmente

$$s_1 = 26,66\%$$

$$s_2 = 6,66\%$$

Correspondientemente, el valor del HHI es

$$HH = 3(26,66)^2 + 3(6,66)^2 = 2266,66$$

A cambio, después de la fusión, se tiene

$$M' = 18$$

(es decir, el bienestar social aumenta con la fusión) y

$$s_1 = 52,94\%, \quad s_2 = 17,65\%, \quad s_3 = 5,88\%$$

Correspondientemente, el valor del HHI después de la fusión es

$$HH' = (52,94)^2 + 2(17,65)^2 + 2(5,88)^2 = 3494,81$$

Así que, la fusión aumenta el HHI (en 54,18%), y sin embargo aumenta el bienestar social (en 12,5%).

En este ejemplo, siendo  $a$  el parámetro de intersección vertical de la función de demanda,  $b$  el parámetro de su pendiente, y  $c$  el coste marginal de todas las empresas, en la situación inicial (dos niveles con 3 empresas en cada nivel), se tiene un precio de mercado de  $p = a - 0,9375(a - c)$ , un excedente de consumidor de

$CS = 0,4394(a - c)^2/b$ , y los beneficios de cada empresa en cada nivel son

$p_1 = (a - c)^2/64b$  y  $p_2 = (a - c)^2/256b$ .

Mientras tanto, después de la fusión y re-estructuración, se obtienen valores de

$p' = a - 0,9444(a - c)$ ,  $CS' = 0,4459(a - c)^2/b$ ,  $p_1 = (a - c)^2/36b$ ,  $p_2 = (a - c)^2/108b$ ,  
y  $p_3 = (a - c)^2/324b$ .

En resumen, la fusión no solamente tiene el efecto de aumentar el bienestar social, sino disminuye el precio de mercado (y así, aumenta la cantidad total de equilibrio), incrementa el excedente de consumidor, y disminuye los beneficios de cada empresa no implicada en la fusión. El beneficio de la empresa fusionada es mayor que la suma de los beneficios de los dos socios de la fusión en la situación inicial, y así existe el incentivo para que la fusión se realice.

Este sencillo ejemplo indica claramente que:

a) No es necesariamente cierto que una fusión horizontal que produzca un aumento en el HHI vaya a disminuir el bienestar social, y

b) No es necesariamente cierto que una fusión horizontal que produzca un aumento en el poder de mercado (potencial) vaya a tener un efecto adverso sobre los consumidores.

No obstante las objeciones a la utilización del HHI para considerar los efectos sociales de las fusiones horizontales, debemos reconocer que, como primera aproximación, el HHI puede dar un enfoque general útil en esta cuestión.

La utilidad más obvia del índice HHI es su reducido requerimiento de información.

Solamente hace falta conocer las cuotas de mercado para calcular el HHI, aunque eso sí, si se desea aventurar el efecto sobre el índice de una fusión, hará falta también un modelo de comportamiento estratégico definido sobre las cuotas de mercado.



Dado que el modelo de Stackelberg generalizado abarca una gama tan amplia de casos de competencia en cantidades, es interesante contemplar el equilibrio que se deriva de él en términos de cuotas de mercado, y así intentar que el modelo nos proporcione un mecanismo de juicio de los efectos sobre el bienestar social con los mismos (o incluso menos) requisitos de información que el HHI.

Resulta que, en el equilibrio del modelo Stackelberg generalizado, la cuota de mercado de cada empresa en el último nivel de actividad (las empresas más pequeñas que son activas) está negativamente relacionada con el bienestar social (véase Watt y de Quinto (2003) para los detalles).

### **- Fusiones verticales**

Una fusión vertical ocurre cuando las empresas implicadas en la fusión estaban, ex ante, en una relación de comprador-vendedor en la cadena de producción (es decir, una de las empresas era suministrador de algún factor productivo para la otra).

Los efectos de estos tipos de fusión son mucho menos obvios, y mucho más discutidos que el caso de las fusiones horizontales.

Existen diferencias importantes en la precisión para predecir las consecuencias económicas de las fusiones según sean horizontales o verticales. En ambos casos es necesario contemplar los efectos de la fusión sobre las ganancias y pérdidas en eficiencia. Pero la comparación (en el caso vertical) es mucho más difícil por el hecho de que las fusiones verticales tengan muy claras ganancias, y pérdidas más discutibles.

Una fusión vertical tiene el efecto de reducir ciertos costes de transacción, una ganancia en eficiencia que está completamente ausente en el caso de las fusiones horizontales.

Por ejemplo, una fusión vertical elimina la necesidad de negociación y ejecución de contratos, reduce el riesgo y la incertidumbre en las transacciones entre empresas, y en general facilita la comunicación y el flujo de información.

Las fusiones verticales también conllevan mayor coordinación en el diseño de los procesos de producción y distribución, e internalizan las decisiones sobre precios de bienes intermedios, conduciendo a menores precios de consumo finales.

Para las fusiones horizontales, existe una teoría bastante desarrollada y fundada sobre los efectos competitivos, y a la vez, para las fusiones horizontales es a menudo más difícil localizar las ganancias en eficiencia que contrarrestan los efectos negativos sobre la competencia.

Por otro lado, en cuanto a las fusiones verticales, los efectos negativos sobre la competencia son mucho menores, y los efectos positivos en eficiencia son mucho más obvios, haciendo muy lógico que una fusión vertical sea beneficiosa para el bienestar social.

Existen varias teorías que intentan establecer un efecto negativo de las fusiones verticales, y aquí discutiremos los tres más importantes:

- a) la habilidad de incrementar los costes de las empresas rivales,
- b) la posibilidad de un incremento en la coordinación anticompetitiva, y
- c) la posibilidad de evadir la regulación.

### **Incrementar los costes de las empresas rivales**

Esta teoría avanza la idea de que una fusión vertical puede dar la oportunidad a la nueva empresa de negar el suministro de bienes intermedios a rivales aguas abajo, o bien de aumentar los costes de los factores productivos de estos rivales, obteniendo así un beneficio en su empresa verticalmente integrada aguas abajo.

No obstante, para que esto sea realmente un problema de competencia, tiene que ser cierto que los rivales aguas abajo no disponen de fuentes alternativas de suministro del factor de producción en cuestión. Es decir, la industria aguas arriba tiene que ser muy concentrada.

Un aspecto relacionado es la posibilidad de que la fusión vertical tenga el efecto de reducir sustancialmente el coste del factor de producción en cuestión para el competidor aguas abajo verticalmente implicado en la fusión.

Que esto sea cierto es, a fin de cuentas, la razón por la cual una determinada fusión tiene lugar. Pero hay muchos argumentos que indican que aún en este supuesto, no habrá problemas de competencia.

En primer lugar, si la reducción en el coste marginal del competidor aguas abajo solamente tiene el efecto de dejar que ésta capture una mayor cuota de mercado, sin reducir la producción total en la industria, entonces no habrá efectos negativos sobre la competencia.

En segundo lugar, al disminuir el precio del factor de producción para la empresa aguas abajo implicada en la fusión, ésta cambiará su proceso productivo para que sea más intensivo en este factor.<sup>29</sup> El resultado será que esta empresa disminuirá su demanda de los demás factores productivos, y así se disminuyen los precios en los mercados de los demás factores también.

Consiguientemente, una fusión vertical tendrá, en principio, un efecto de reducción de los costes marginales para todas las empresas aguas abajo.<sup>30</sup>

Los procesos productivos de las empresas aguas abajo serán distintos, con diferentes intensidades de consumo de los diferentes factores.<sup>31</sup>

### **Incrementos en coordinación anticompetitiva**

Cuando haya información relevante, en particular sobre precios y tecnología, ésta debe ser compartida entre oferentes y consumidores y en caso de una fusión vertical puede

---

<sup>29</sup> Este resultado se encuentra demostrado y analizado en cualquier manual de texto de microeconomía intermedia.

<sup>30</sup> Incluso, cuando las empresas aguas abajo no implicadas en la fusión reducen su demanda del factor suministrado por la empresa aguas arriba implicada en la fusión, el resultado previsible será que el precio de este factor también disminuye.

crearse un incentivo para la coordinación anticompetitiva. Para que esto resulte perjudicial para el bienestar social, tiene que darse que los ofertantes puedan incrementar los precios en el mercado aguas abajo.

Hay dos maneras mediante las cuales, la información puede implicar un efecto “anticompetitivo”.

Quizá el más temido es, cuando debido a flujos de información aguas abajo, la empresa verticalmente integrada puede actuar en contra de los intereses de los consumidores.

No obstante, sobre este punto vale la pena recordar que los modelos de competencia imperfecta tradicionales suponen una situación de perfecta información entre empresas y, sin embargo, la coordinación anticompetitiva en estos modelos es imposible por ser un juego de tipo “dilema de prisionero”.

Por otra parte, una fusión vertical puede evitar que ciertos adelantos tecnológicos importantes en la producción del bien final sean difundidos ampliamente. No obstante, hay que recordar que este tipo de efecto es un “daño potencial” y no un “daño real”, puesto que lo que implica es que, en lugar de incrementar el precio aguas abajo, el efecto es limitar la manera en que este precio pueda disminuir.

### **Evasión de regulación**

Finalmente, existen teorías respecto a las fusiones verticales que proponen que la entidad nueva, por crearse mediante una fusión vertical, puede evitar el alcance de ciertos reglamentos y requisitos formales controlados por el regulador.

Por ejemplo, cuando las transacciones entre empresas aguas arriba y aguas abajo son internas (por tratarse de una sola empresa), se pueden emplear precios de transacción artificiales para así evitar restricciones regulatorias.

---

<sup>31</sup> El Profesor R. Preston McAfee de la Universidad de Texas ha calculado que una fusión vertical puede resultar en una disminución de los costes marginales de los competidores aguas abajo en hasta 8% (véase McAfee (1999)).

También, este tipo de transacción conlleva la posibilidad de que los beneficios de la operación verticalmente integrada se dividan entre sus empresas aguas arriba y aguas abajo de manera que el impuesto total sea el menor posible. Sin embargo, sobre este punto, debemos señalar que, si la razón inicial para la fusión era (como es de suponer) un beneficio integrado mayor que la suma de los partes iniciales, entonces el beneficio total, y correspondientemente la tributación, serán mayores que antes.

En resumen, siempre y cuando la empresa verticalmente integrada no consiga esconder información tributaria relevante, una fusión vertical no necesariamente supone una reducción en el ingreso para la Hacienda.

### **- Herramientas de análisis de los efectos de las fusiones verticales**

En la sección anterior, se han expuesto ciertas objeciones para la utilización del HHI como única medición de los efectos sociales reales de las fusiones horizontales. No obstante, como primera aproximación, este índice pueda ser orientativo cuando se trata de una fusión horizontal.

Pero esto no es cierto para el caso de las fusiones verticales. En este caso, el HHI es de muy baja utilidad, puesto que los efectos de concentración no ocurren en una sola industria, sino entre empresas aguas arriba y aguas abajo. Como expone Timothy Daniel (véase Daniel (2002)):

“... the analysis of vertical transactions must be a fact-based, detailed inquiry that does not rely on simple formulae or analytical shortcuts. One shortcut to be avoided is assuming that measures of market share and concentration can identify the threat to competition that a proposed vertical merger may pose. Economically, a vertical merger’s likely impact on competition has no consistent or predictable relationship with the market shares of the merging firms or with market concentration.”.

En particular, Daniel indica que para el caso de las fusiones verticales, los factores a tomar en cuenta son las relaciones existentes antes de la fusión en cuanto a suministro entre las empresas aguas arriba y aguas abajo, y la capacidad excedente en las empresas no implicadas en la fusión.

Solamente puede haber efectos anticompetitivos, y perjudiciales para el bienestar social, cuando la entidad verticalmente integrada es imprescindible para el suministro del factor utilizado aguas abajo, y cuando los competidores aguas arriba no disponen de la habilidad de incrementar su suministro de este factor (es decir, que no disponen de capacidad excedente).

En resumen, el análisis de los efectos previsibles de las fusiones verticales es muy complicado, e implica tomar en cuenta muchos factores y detalles particulares al caso (además, como los efectos positivos en cuanto a las ganancias en eficiencia son tan obvios y evidentes, resulta bastante difícil encontrar situaciones de fusiones verticales con un efecto social neto negativo).

Como ha indicado el Comisionario del FTC, Thomas Leary, el análisis de los efectos potenciales en fusiones verticales es muy complicado incluso cuando la fusión se hace entre empresas con cuotas de mercado significativas en sus respectivas etapas del proceso productivo. En concreto, Leary dice<sup>32</sup>:

“... an analysis of the factors that will make foreclosure strategies profitable for a single firm is complicated. The further analysis of the factors that will cause these strategies to be anti-competitive (including consideration of offsetting efficiencies) is more complicated still.”

A su vez, en lo que se reconoce como uno de los artículos más importantes sobre el análisis de las fusiones verticales, Chen (2001) concluye:

“... vertical mergers will generally lead to both an efficiency gain and collusive behavior in horizontal competition. Whether the efficiency or the collusive effect dominates depends on the cost of switching suppliers and the degree of product differentiation. When relationship-specific investment is small (or the input market closely resembles a spot market), it is easy for a downstream firm to change suppliers, and a vertical merger tends to benefit consumers.”

---

<sup>32</sup> Véase Synopsys Inc./Anant Corporation, File N°. 021-0049, de 26 Julio 2002. En el caso en cuestión, las dos empresas tenían cuotas de mercado de aproximadamente 90% y 40% en sus mercados respectivos.

Anexo a la sección 5:

En Watt (2002), se demuestra que en el modelo Stackelberg generalizado con  $z$  niveles de actividad con demanda lineal y costes marginales constantes e iguales, el bienestar social se puede escribir como  $M(z) = (n_1 + 1)(n_2 + 1) \dots (n_z + 1)$ , en donde  $n_i$  es el número de empresas en el nivel  $i$ . Ahora, considere un modelo con solamente tres niveles, en cuyo caso tenemos:

$$M = (n_1 + 1)(n_2 + 1)(n_3 + 1)$$

que es igual a 16 si hay (inicialmente) 3 empresas en los niveles 1 y 2, y 0 en el nivel 3, pero que sube hasta 18 con 1 empresa en el nivel 1 y 2 en los otros dos niveles.

Por otro lado, resulta que en el equilibrio las cantidades producidas de las empresas según su nivel cuando hay dos niveles,

$$x_1 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left( \frac{1}{n_1 + 1} \right)$$
$$x_2 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left[ \frac{1}{(n_1 + 1)(n_2 + 1)} \right]$$

en donde  $a$  es el parámetro de intersección de la curva de demanda,  $b$  es la pendiente de la curva de demanda, y  $c$  es el coste marginal de las empresas. Usando estas ecuaciones, la cantidad total producida es

$$X = n_1 x_1 + n_2 x_2 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left( \frac{n_1(n_2 + 1) + n_2}{(n_1 + 1)(n_2 + 1)} \right)$$

En este caso, la cuota de mercado de cada empresa en el nivel 1 es

$$\frac{x_1}{X} = \frac{n_2 + 1}{n_1(n_2 + 1) + n_2}$$

y la cuota de mercado de cada empresa en el nivel 2 es

$$\frac{x_2}{X} = \frac{1}{n_1(n_2 + 1) + n_2}$$

Por tanto, cuando  $n_1 = n_2 = 3$ , tenemos una cuota de mercado para las empresas en el nivel 1 de  $4/15$ , y una cuota para cada empresa del nivel 2 de  $1/15$ .

Finalmente, con tres niveles de actividad, tenemos

$$x_1 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left( \frac{1}{n_1+1} \right)$$

$$x_2 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left[ \frac{1}{(n_1+1)(n_2+1)} \right]$$

$$x_3 = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left[ \frac{1}{(n_1+1)(n_2+1)(n_3+1)} \right]$$

de donde

$$X = \left( \frac{a-c}{b} \right) \left( \frac{n_1(n_2+1)(n_3+1) + n_2(n_3+1) + n_3}{(n_1+1)(n_2+1)(n_3+1)} \right)$$

Entonces, las cuotas de mercado son

$$s_1 = \frac{(n_2+1)(n_3+1)}{n_1(n_2+1)(n_3+1) + n_2(n_3+1) + n_3}$$

$$s_2 = \frac{(n_3+1)}{n_1(n_2+1)(n_3+1) + n_2(n_3+1) + n_3}$$

$$s_3 = \frac{1}{n_1(n_2+1)(n_3+1) + n_2(n_3+1) + n_3}$$

Con  $n_1 = 1, n_2 = n_3 = 2$ , tenemos

$$s_1 = \frac{9}{17}, s_2 = \frac{3}{17}, s_3 = \frac{1}{17}$$



## **6 – Incidencia de la operación en las actividades reguladas que desempeñan las compañías involucradas**

### **6.1 – Análisis del régimen jurídico de aquellas actividades reguladas que desarrollan las empresas implicadas, y la manera en que quedarían afectadas**

En líneas generales, y de acuerdo con la LSE y la LH, las actividades reguladas son el transporte de gas y electricidad y la distribución de gas y electricidad, encaminadas todas ellas al suministro de ambas formas de energía, un suministro que ha de ser seguro, regular y continuo. En la OPA de GN sobre Iberdrola, las actividades reguladas que se ven implicadas son la distribución de gas natural y la distribución de energía eléctrica y, con ellas, el suministro de electricidad y de gas a los usuarios.

Por lo que respecta a las autorizaciones de distribución de gas natural, ha de tenerse presente que, de acuerdo con el art. 73, 3, de la LH, los solicitantes de una autorización de construcción, modificación, explotación y cierre de instalaciones, deben acreditar suficientemente, entre otros requisitos, su capacidad económico - financiera para la realización del proyecto; es decir, que la Ley se preocupa por la situación financiera de las empresas que vayan a dedicarse a esa actividad; además, el art. 73, 6, de la LH contempla la revocación de la autorización cuando se incumplan los requisitos o varíen sustancialmente los presupuestos que determinaron su otorgamiento. En este sentido, en el comunicado hecho por GN a la CNE el 22 de abril de 2003, se afirmaba que el “nuevo grupo asumirá compromisos adicionales para asegurar las inversiones en expansión de redes y mantenimiento y mejora de la calidad del servicio de las actividades reguladas de GN e Iberdrola” y “se compromete a dar prioridad a las inversiones en actividades reguladas sobre cualquier otra inversión a acometer por parte del nuevo grupo”. En concreto, se comprometía, hasta 2006, a realizar inversiones en distribución de electricidad y gas por importe de 3.098 millones de euros<sup>33</sup>.

El art. 2 de la LSE reconoce, como la LH, la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en ella, que se

---

<sup>33</sup> Rojas, A. y Lago, M.J., *El precio de Iberdrola*, Expansión de 24 de abril de 2003.

ejercerán garantizando el suministro de energía eléctrica a todos los consumidores y que tendrán la consideración de servicio esencial.

Así como la generación se desarrolla en régimen de libre competencia, y los productores, consumidores cualificados, distribuidores y comercializadores podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. La comercialización se ejerce libremente, en los términos previstos en la LSE y su régimen económico viene determinado por las condiciones que se pacten entre las partes (art. 11 de la LSE).

El Art. 40, 1, párrafo 3, de la LSE dispone que “la Administración competente denegará la autorización (de distribución) cuando no se cumplan los requisitos previstos legalmente o la empresa no garantice la capacidad legal, técnica y económica necesarias para acometer la actividad propuesta, o cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema”.

## **6.2 - Viabilidad técnica y económica de las actividades reguladas. La decisión de la CNE sobre la OPA**

La CNE tiene, entre sus funciones, la siguiente (DA 11, Tercero, 1, 14, de la LH):  
“Autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier actividad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley, pudiendo por estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones”.

El art. 18 del Reglamento de la CNE añade que la CNE dispone de un plazo máximo de un mes, transcurrido el cual sin que haya resolución expresa, se entenderá concedida la autorización. La CNE comunicará al Ministerio de Economía la resolución que adopte.

A esa función autorizante remiten tanto la LH como la LSE, en sede de separación de actividades.

En concreto, el art. 63, 7, de la LH, dice así: “Aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del sector de gas natural, previa obtención de la autorización a que se refiere la disposición adicional undécima, tercero 1, decimotercera de esta Ley<sup>34</sup>. En todo caso, las sociedades a que se refiere el presente artículo deberán llevar contabilidades separadas de todas aquellas actividades que realicen fuera del sector del gas natural y de aquellas de cualquier naturaleza que realicen en el exterior”.

Por su parte, el art. 11, 3, de la LSE, dispone lo siguiente:

“Aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos al eléctrico previa obtención de la autorización a que se refiere la función decimoquinta del apartado 1 del artículo 8”.

El art. 8 de la LSE (derogado por la LH) se refería a las funciones de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que fue suprimida por la LH (y sustituida por la CNE). La referencia del art. 11, 3, de la LSE hay que entenderla hoy hecha, por tanto, a la DA 11, Tercero, 1, 14, de la LH, la cual, en todo caso, es una función idéntica a la que, en materia de autorización de participaciones en sociedades en sectores distintos al eléctrico, tenía la extinta CSEN<sup>35</sup>.

El pronunciamiento de la CNE acerca de la incidencia de la operación sobre las actividades reguladas quedó anunciado para el 30 de abril de 2003, y, amén de una división en el seno de la institución a propósito de cuál habría de ser la postura a

---

<sup>34</sup> Dice DA 11, Tercero 1, 13, de la LH, pero debería decir DA 11, Tercero, 1, 14 (vid. corrección de errores de la LH). Es curioso que, al elaborar el RD-L 6/2000 no se haya tenido en cuenta esta errata, que ya estaba en la versión original de la LH.

<sup>35</sup> Según la versión inicial de la LSE, la CSEN tenía, en efecto, esta función: «autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas, de acuerdo con el apartado 2 del artículo 11, en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley, pudiendo, por estas razones, dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones»

adoptar, se anunciaron serias objeciones desde el punto de vista de las actividades reguladas (transporte y distribución de energía eléctrica y de gas natural<sup>36</sup>). La CNE, finalmente, no autorizó la operación.

La aprobación de la OPA por parte de la CNMV dependía, evidentemente, de la postura que adoptase la CNE en esta materia. La decisión sobre la autorización pivotaba alrededor del nivel de endeudamiento que tendría la empresa resultante, en la medida en que de la situación financiera de la empresa se derivarían o no riesgos para las actividades reguladas que llevan a cabo las empresas implicadas<sup>37</sup>, y en particular, para el desarrollo de las redes de distribución y de las redes de transporte.

A la luz de todas estas previsiones, no se entiende el pronunciamiento de la CNE, por varias razones.

En primer lugar, porque toda la decisión está escrita en modo condicional (*podría*), y, de esa manera, está hablando de riesgos potenciales, no de riesgos ciertos ni fehacientes, que la CNE haya podido acreditar cabalmente.

El parámetro de la CNE hubiese debido ser el apalancamiento financiero de otras empresas del sector, pues, de otra forma, se quiebra el principio de igualdad y, además, la decisión de la CNE puede convertirse de discrecional en arbitraria.

No ha habido un procedimiento en el sentido que esta expresión tiene en la LRJPAC, hasta el punto que no hubo trámite de audiencia, pues para resolver se tuvieron en cuenta hechos y alegaciones distintos de los aportados por el propio interesado.

---

<sup>36</sup> ABC, de 24 de abril de 2003.

<sup>37</sup> En la rueda de prensa organizada por Iberdrola el jueves 24 de abril de 2003, para presentar los resultados del primer trimestre de 2003, los directivos de la empresa afirmaron que la opa perjudica a “accionistas, empleados, consumidores y al futuro del sistema energético español”. Descalificaron algunas propuestas de GN sobre reducción de deuda y saneamiento de ciertas filiales comparándolas a las prácticas contables llevadas a cabo por Enron. A juicio de Iberdrola, además, la OPA paralizaría las inversiones por un valor de 4.100 millones, lo cual pondría en riesgo el abastecimiento a la población. La CNMV recriminó a los directivos de Iberdrola que criticasen la OPA antes de que haya sido autorizada por la CNMV, algo que contraviene el art. 14 de la “ley de opas”. La CNMV se negó, igualmente, a registrar como hecho relevante el contenido de esas declaraciones: Expansión, de 24 y 25 de abril de 2003.

A pesar de que la CNE está habilitada por la Ley para otorgar autorizaciones condicionales, la CNE descarta esa posibilidad por si, con posterioridad, esas condiciones no resultan cumplidas por la empresa resultante. Esta forma de argumentar no es admisible, pues, precisamente, cuando una autorización está condicionada, el incumplimiento de tales condiciones es causa de revocación de la autorización.

Los presuntos riesgos sobre el suministro de gas o de electricidad no derivan de la operación, sino de que no se cumpla la LH. Desde ese punto de vista, todos los riesgos señalados están presentes en todas las empresas energéticas cuando no se cumple la Ley (LSE o LH). Por ejemplo, la posibilidad de que los ingresos de las actividades reguladas sirvan para mantener las no reguladas no es un riesgo que justifique la postura de la CNE, sino que, por el contrario, es un riesgo que la LH y la LSE eliminan mediante la exigencia de la separación de actividades.

### **6.3.- Posibles efectos en el transporte (REE, CVC y ENAGAS)**

Hay que analizar si, y hasta qué punto, la operación afecta al transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural (en atención al hecho de que tanto GN como Iberdrola tienen participaciones accionariales en, respectivamente, Enagas, S.L. y en Bahía de Bizcaia Gas, S.L. y en atención, también, a que BP, que es socio de Iberdrola en Bahía de Bizcaia Gas, S.L., tiene un 5% de Enagas). La afección de la operación sobre el transporte eléctrico puede quedar, *a priori*, descartada, máxime ahora que Iberdrola se ha desprendido de su participación en REE. En efecto, ninguna objeción debería surgir, por cuanto el transporte de gas y de electricidad es responsabilidad de dos empresas, independientes tanto de GN como de Iberdrola, que son Enagas y REE. Ya el RD-L 6/2000 impidió que alguna compañía tuviese más del 35% en Enagas y, respecto de REE, la ley de acompañamiento a los presupuestos para 2003 obliga que las eléctricas reduzcan su participación en REE hasta un 3%.

## 7 – Las necesarias desinversiones: Una oportunidad para la reestructuración sectorial

### 7.1 – Descripción de las desinversiones planteadas

La operación iba acompañada de un programa de desinversiones. Este tiene como objeto que no se vea afectada la competencia en ninguno de los mercados relevantes afectados, de forma tal que el volumen de generación, distribución y comercialización eléctrica resultante en los mercados de energía eléctrica no sea superior a las cuotas previas de IBEDROLA. De igual modo, el volumen de aprovisionamiento, distribución y comercialización resultante en los mercados de gas natural no será superior a las cuotas previas de GAS NATURAL.

#### Plan de desinversiones propuesto por GAS NATURAL

DESINVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO			
GENERACIÓN	Potencia Instalada (MW)	Cuota	
Hidráulica	1.354	3%	En Tajo, Ebro y Júcar-Segura
Térmica clásica	1.094	2%	
Carbón	516	1%	Guardo 1 y 2
Fuel/Gas	578	1%	Escombreras 4 y 5
Ciclos combinados (1)	2.400	18%	Arcos de la Frontera y Escombreras
Total	4.848		
COMERCIALIZACIÓN ELÉCTRICA	Energía vendida (GWh)	Cuota	
	2.571	4%	Mercado liberalizado

(1) Dato estimado sobre nueva potencia de CCGT en 2006

DESINVERSIONES EN EL SECTOR GASISTA			
APROVISIONAMIENTO DE GAS	Volumen de gas 5,5 bcm		3 bcm asociados a CCGT

DISTRIBUCIÓN INFRAESTRUCTURAS GAS	E DE		Cuota	
	Distribución   ENAGAS	750.000 Clientes	16% 35,9%	En Galicia, Cantabria, Andalucía y Cataluña
COMERCIALIZACIÓN DE GAS (2)		Energía vendida 7.300 GWh	Cuota 5,5%	Mercado liberalizado

(2) Excluye los consumos en generación propia

En el mercado eléctrico, el Plan propuesto por GAS NATURAL contenía desinversiones en generación y comercialización. Los activos de generación que serían puestos a la venta suman un total de 2.448 MW, lo cual representa el 5% de la capacidad instalada peninsular en régimen ordinario, cuota que se incrementaría con la puesta en marcha de los ciclos combinados que se traspasan. Las desinversiones se efectuarían en instalaciones hidráulicas y en generación térmica clásica (carbón y fuel/gas). En tecnología hidráulica y gestión de bombeo, se desinvertirían 1.354 MW distribuidos por cuencas hidrográficas (744,910 MW en la cuenca del Tajo; 228,710 MW en la cuenca del Ebro-Norte; y 380,710 MW en la cuenca del Este). En térmica convencional se ponen a la venta 1.094 MW (grupos 1 y 2 de la C. T. de carbón de Guardo y grupos 4 y 5 de la C.T de fuel oil de Escombreras).

El Plan de Desinversiones incluía, además, 2.400 MW de proyectos avanzados de ciclos combinados con gas natural. Para estos proyectos se cedían también los contratos de gas asociados necesarios para su funcionamiento (3 bcm). Los proyectos en venta eran la central de Arcos y la central de ciclo combinado de Escombreras, ambos proyectos disponen de la Declaración de Impacto Ambiental y de la Autorización Administrativa correspondiente.

En la actividad de comercialización, el nuevo grupo liberaría la cartera de clientes de GAS NATURAL en el mercado liberalizado en el año 2002, que representa una cuota

del 4% del citado mercado. Esto supone desprenderse de un volumen de ventas de 2.571 GWh.

En el mercado de gas, el Plan propuesto por GAS NATURAL contenía desinversiones en las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas. En el aprovisionamiento, se propone la desinversión de la cartera de contratos a largo plazo que dispone Iberdrola y que asciende a un total de 5,5 bcm. La cesión de los contratos se produciría de la siguiente manera: 1) conjuntamente con la desinversión de los ciclos combinados (3 bcm); 2) conjuntamente con la cartera de clientes liberalizados (1,1 bcm); 3) el resto mediante subasta (1,4 bcm).

En la distribución de gas, GAS NATURAL proponía la desinversión de una cuota del 16% que se localizaría en las comunidades de Galicia, Aragón, Cantabria, Andalucía y Cataluña. En cuanto a las infraestructuras de transporte, GAS NATURAL reduciría la participación en ENAGAS, pasando de la participación actual del 40,9% al 5%.

Respecto a la comercialización, el nuevo grupo liberaría la cartera de clientes de Iberdrola en el mercado liberalizado en el año 2002, que representa una cuota del 5,5% del citado mercado, excluyendo en el cálculo el consumo de gas en generación propia de Iberdrola. Además, se cedería la capacidad de acceso a las plantas de GNL y a la red de transporte firmada con ENAGAS y asociada a dicha cartera de clientes.

Por último, GAS NATURAL se comprometía a respetar las participaciones máximas en OMEL, REE y en otros operadores relevantes.

## **7.2 – Las desinversiones como oportunidad para una reestructuración sectorial**

En una operación como la que significaría la integración de GN e Iberdrola, el mantenimiento de la competencia podría alcanzarse con éxito mediante las exigencias de desinversión que procedan, las cuales, a su vez, habrán de imponerse en el marco del derecho en vigor. De donde, por lo demás, esta operación podría constituir (si los poderes reguladores se ejercitan correctamente), una ocasión oportuna para reestructurar tanto el mercado gasista como el eléctrico y, en consecuencia, para elevar el nivel de competencia en ambos mercados. Concretamente, y en atención a la experiencia acumulada en estos últimos años en el sector energético (intento de Unión Fenosa por



hacerse con Hidrocantábrico e intento de fusión de Endesa con Iberdrola), GN ha anunciado que tiene un plan de desinversión tanto en potencia eléctrica instalada como en el negocio de distribución. La desinversión supondría un total de 5.000 millones de euros.

La LH no proporciona ningún fundamento específico para impedir que la empresa resultante de la integración de GN e Iberdrola domine el negocio de la comercialización de gas natural. Cualquier limitación en ese sentido deberá proceder del Derecho General de la competencia, tal y como se recoge, fundamentalmente, en la LDC. Otra cosa es, por supuesto, desde la vertiente eléctrica, que haya que atender a las limitaciones establecidas por la Disposición Transitoria 17ª de la LSE (introducida por el RD -L 6/2000), para que las empresas de generación eléctrica amplíen su capacidad entre 2000 y 2005. Es más, desde el punto de vista de la seguridad del suministro, la operación contribuye a cumplir mejor las obligaciones de la LH en esa materia, en la medida en que los abastecimientos de la empresa resultante están más diversificados.

Mediante Decisión de 11 de agosto de 1998<sup>38</sup> la Comisión Europea acordó no oponerse a la concentración por la cual Amoco, Iberdrola, Repsol y el EVE tomaron control, conjuntamente, sobre los Proyectos Bahía de Bizcaia Electricidad, S.L. y Bahía de Bizkaia Gas, S.L., y acordó igualmente declararla compatible con el Mercado Común, con base en el art. 6, 1, letra b, del RCOCE. Esos proyectos consistieron, básicamente, en las construcción de una planta de regasificación y una central eléctrica que usará el gas regasificado. Después de afirmar, en atención al volumen de negocios (*turnover*) de las cuatro empresas implicadas, que la operación tiene una dimensión comunitaria, analiza la Comisión el mercado de productos relevantes y se reafirma en la idea de que la electricidad y el gas constituyen dos mercados distintos, principalmente porque la sustituibilidad entre ambos bienes se produce a largo plazo y porque implica una opción por equipamientos distintos, de acuerdo con la fuente de energía escogida por el consumidor<sup>39</sup>. En cuanto a la regasificación, la Comisión afirma que estando toda la capacidad regasificadora en España en manos de Enagas, la nueva planta es el primer paso para crear un mercado de regasificación en la Península. En cuanto al mercado

---

<sup>38</sup> Caso IV/M.1190 Amoco/Repsol/Iberdrola/Ente Vasco de la Energía (98C 288/04): DOCE, Serie C, núm. 288, de 16 de septiembre de 1998 (versión completa en inglés en CELEX, 398M1990).

geográfico, las partes interesadas afirman que se trata de un mercado exclusivamente nacional, pero la Comisión deja la cuestión abierta, dado que, en todo caso, ni la competencia va a quedar restringida como consecuencia de la operación, ni se va a crear –ni, mucho menos, a reforzar– una posición dominante en el mercado. La potencia instalada de generación eléctrica no amenazará la competencia y, en cuanto a la regasificadora, a pesar de que Repsol tiene el 45% de GN, propietaria, hasta entonces, de Enagas y, por tanto, de toda la capacidad regasificadora existente en España, Repsol no va a determinar ella sola (dado que se hace sólo con el 25% de los proyectos) la política comercial de la nueva compañía. En cuanto al acuerdo con el suministrador de GNL para la planta de regasificación, las partes indicaron que estaban negociando un acuerdo con un suministrador en el cual tienen intereses. Dado que el contrato no había sido suscrito en el momento en que la decisión de la Comisión se adopta, la Comisión aclara que tal contrato no queda sujeto a esa decisión.

El problema es doble: hay que determinar, en primer lugar, si el mercado de la comercialización va a experimentar una reducción de la competencia, y, en segundo lugar, si el mercado de generación eléctrica va a quedar limitado y si, en tercer lugar, en la distribución y el suministro de electricidad se pone en riesgo la competencia.

La competencia en el mercado de comercialización de gas natural no se ve expuesta a mayores riesgos que los actuales, puesto que el mercado controlado por Iberdrola no es excesivamente alto (a pesar de que quiera aumentar radicalmente su cuota de acuerdo con el Plan estratégico 2002-2006). Tampoco puede decirse, en sentido estricto, que la operación vaya a suponer una consolidación de la posición de dominio en el mercado de GN en el ámbito de la comercialización de gas. La competencia en este campo, como quedó demostrado con las medidas adoptadas mediante el RD-L 6/2000, no procede del número de operadores, sino de la adopción de *gas release programmes*, es decir, de la apertura del gas canalizado (Argelia y Noruega) que llega por tubería a la Península Ibérica a los operadores existentes. La propia existencia de contratos de aprovisionamiento de gas natural en manos de Iberdrola demuestra, por otro lado, que la competencia en origen es, de algún modo, posible, siempre que, como hoy es el caso en España, haya previsiones específicas sobre el acceso a las plantas de regasificación y a

---

<sup>39</sup> Cita aquí otras Decisiones en el mismo sentido: IV/M.493 Tractabel/Distrigaz II, IV/M.598 EF/Edison-ISE y IV/m.931-Nestel/IVO.

las instalaciones de transporte. Iberdrola tiene contratos con Sonatrach, Eni-Snam, Statoil, Gas Natural y Nigeria LNG. Gas Natural Trading actúa en el mercado internacional con gas procedente de Nigeria y Trinidad y Tobago.

El grado de competencia en el mercado de gas natural en España es limitado, por la sencilla razón que la oferta de gas natural es limitada, tanto porque no hay gas español en origen (la producción autóctona es irrelevante), como porque el número de empresas suministradoras en los países exportadores de gas natural es reducido. En el caso español, además, la oferta de gas canalizado que llega a la Península es, en realidad, un duopolio (Statoil y Sonatrach). Siendo esto así, el grado de competencia al que puede aspirarse, es, realmente, pequeño. Las autoridades que velan por la competencia en España tienen la obligación de ejercer sus potestades para que los mercados –el libre juego de la oferta y la demanda de un determinado bien o servicio en un ámbito geográfico determinado- no decaigan o no desaparezcan y, específicamente, y como señaló el TDC en su dictamen en el asunto Gas Aragón, para que se mantengan en el sector de gas natural los pocos reductos de competencia existentes. Concretamente, las autoridades llamadas a ejercer esa vigilancia en el mercado del gas son la CNE, el Ministerio de Economía (asistido, en el caso de concentraciones económicas, por el SDC y el TDC) y el Consejo de Ministros. Preciso es, no obstante, señalar que tanto la CNE como el Gobierno no son sólo vigilantes de la competencia, sino, también, de otros principios que inspiran la LH, y, en particular, de la seguridad del suministro (la seguridad del sistema), y de la continuidad y regularidad del suministro. Así, por ejemplo, el art. 3, 1, letra d, de la LH, señala que corresponde al Gobierno establecer los requisitos mínimos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de hidrocarburos. La CNE, por su parte, de acuerdo con las funciones que la LH le encomienda, es, principalmente, un vigilante del mantenimiento de la competencia, pero también ha de velar por el buen funcionamiento de las actividades reguladas y, por tanto, por la seguridad, la continuidad y la regularidad.

En el caso de la OPA de GN sobre Iberdrola la cartera de contratos de aprovisionamiento de GN se sumaría la cartera de Iberdrola a corto plazo. Pero ello no altera el grado de diversificación de los aprovisionamientos ni, por tanto, el grado de seguridad del sistema en su conjunto y de cada uno de los consumidores.

Por tanto, podría otorgarse tal autorización en la medida en que, de las eventuales condiciones o limitaciones, podrían derivarse beneficios para la competencia en el mercado eléctrico y en el mercado gasista. En efecto, en el caso de la OPA de GN sobre Iberdrola, y en la medida en que si se hubiese obligado a que las empresas transmitiesen determinados activos (es decir, a que desinviertan), o se hubiesen impuesto otras limitaciones (como, por ejemplo, la prohibición de superar un determinado nivel de capacidad de generación), podría el Gobierno estar contribuyendo a aumentar la competencia en los mercados en que operan ambas compañías. A la luz de estas consideraciones, la operación que se encontraba bajo los poderes específicos de vigilancia del TDC y del Gobierno era una nueva oportunidad que se brindaba al Gobierno, en su condición de protector del interés público, para aumentar la competencia, al tiempo que, indirectamente, satisfacía otras exigencias propias de la política energética española como, por ejemplo, el aumento de la diversificación y, por ende, de la seguridad de su sistema energético, en beneficio de los consumidores.

Parece evidente que las condiciones mínimas exigibles a la operación desde el punto de vista de la competencia son que no implique un retroceso en la misma. Corresponde al TDC y al Gobierno determinar la contribución adicional exigible a la operación en términos de fortalecimiento de la competencia, siempre que no se sitúe en niveles que la hagan inviable.

GN anunció que vendería activos por valor de 5.000 millones de euros, en un plazo de seis meses<sup>40</sup>: 2.200 millones por la venta de participaciones en sociedades cotizadas en bolsa y 2.800 millones por venta de activos en generación de electricidad y en distribución de gas natural. Con esa desinversión trataba la compañía de conseguir dos objetivos: por un lado, despejar el camino ante las autoridades de defensa de la competencia y, por otro, despejar el camino ante las autoridades que velan por la solvencia financiera de la empresa, dado que, con esas desinversiones, se obtiene tanto una reducción de la deuda que pueda surgir por la adquisición de Iberdrola (la deuda de GN es, en la actualidad, muy pequeña), como la parcial retirada de la empresa resultante de dos sectores en los cuales la competencia se pone en peligro (generación eléctrica y distribución de gas natural). Si el Gobierno, en su día, hubiese tenido en cuenta estas

---

<sup>40</sup> ABC, de 24 de abril de 2003.

condiciones (o hubiese aumentado el nivel de desinversión exigible para autorizar la operación), podría estar consiguiendo un mayor nivel de competencia en el mercado de generación de electricidad y en el de distribución de gas natural, a favor, en este segundo caso, bien de nuevos entrantes, bien de aquellas empresas que ya actúan en ese mercado y tienen una pequeña cuota, adelantándose, en el caso de esos activos de distribución, y de modo indirecto, la finalización del plazo de exclusividad de que gozan las empresas de distribución hasta el 1 de enero de 2005. Téngase en cuenta que, como es público y notorio, GN domina el mercado de la distribución y que, si se desprende de activos de distribución, estarán creándose condiciones para que la competencia, en ese segmento, crezca. El nivel de desinversión propuesto por la compañía es el apropiado, a juicio de su Presidente, no sólo para la reducción de la deuda y para obviar los problemas que puedan surgir desde el punto de vista de la competencia, sino también para no limitar el futuro crecimiento de la compañía resultante de la operación.

No debe perderse de vista que, llegado el caso, entre las condiciones que el TDC y el Gobierno podrían haber exigido para que la concentración se llevase adelante, podía encontrarse la relativa al cumplimiento máximo de la cuota máxima del 60%, contemplada en el art. 99.1, de la LH. En la medida en que GN es la empresa titular de los contratos con Argelia, la concentración económica entre GN e Iberdrola podía suponer la superación de ese límite, a no ser que, tal y como contempla el art. 99.1, de la LH, el Gobierno varíe ese porcentaje (a la baja).

El informe del TDC de 6 de mayo de 1999 a propósito de la operación consistente en la toma de control conjunto, por parte de Endesa y GN en Gas Aragón, S.A. y la integración de las autorizaciones administrativas para la distribución de gas natural de Megasa (del grupo Endesa) en Gas Andalucía, S.A. (del grupo GN), fue negativo<sup>41</sup>, y el Consejo de Ministros se opuso a la concentración

Para el TDC, los mercados afectados por las dos operaciones de concentración eran el de la distribución de gas natural y el de la comercialización de gas natural. A pesar de que Endesa y GN insistieron, en sus alegaciones, que el mercado afectado era sólo el de la distribución de gas natural, el TDC, analizando los posibles efectos que estas dos

---

<sup>41</sup> Expediente C-38/99.

operaciones tendrán sobre el mercado desde un punto de vista dinámico, consideró importante destacar que se vería afectado otro mercado conexo, que es el de la comercialización de gas natural. El mercado geográfico era el comprendido por las regiones de Aragón y Andalucía (en el caso de la distribución de gas natural) y el mercado nacional, en el caso de la comercialización de gas natural. Para el TDC fue entonces también relevante que GN estuviera presente en todas las actividades del sector. En este sentido, fue determinante que Enagas (única abastecedora del mercado) fuese, entonces, una filial íntegramente de GN. Hoy, tras el RD-L 6/2000, eso ya no es así. Además, GN controla el 90% del mercado de la distribución y Endesa disponía de todas las autorizaciones para la distribución a clientes doméstico - comerciales en Aragón y de una parte importante de Andalucía (aunque estas últimas no estaban en aquellas fechas operativas). En esas regiones Enagas tenía entonces, también, el 100% de las autorizaciones de distribución a clientes industriales. Otra circunstancia que pesó en el Informe del TDC fue que las normas entonces vigentes limitaban la posibilidad de otorgar nuevas autorizaciones hasta el año 2008, pero tal cosa fue también modificada posteriormente por el RD-L 6/2000, que redujo ese período hasta el 1 de enero de 2005 o hasta la vigencia de la concesión originaria si el plazo es anterior a dicha fecha (art. 14 del RD-L 6/2000, que modifica la Disposición Transitoria 15ª de la LH). Otras consideraciones del TDC fueron de tipo geográfico, como las relativas al origen de las fuentes de aprovisionamiento, las cuales, benefician a GN. Dijo concretamente el TDC, lo siguiente: “La posición geográfica de España en relación a las principales fuentes de aprovisionamiento mundiales (Norte de África, Mar del Norte, Rusia, Noruega) dificulta la posible competencia que se pudiera generar en la fase de aprovisionamiento, ya que alguna de estas fuentes, como Noruega o Rusia, dejan de ser una posibilidad de suministro al encarecerse notablemente el gas debido al transporte, lo que favorece a GN que ya mantiene un contrato de suministro a largo plazo con la zona más próxima, esto es, con Argelia y, por lo tanto, con el gas más barato”. En cuanto a la comercialización, afirmó el TDC que sólo Endesa estaba en condiciones de competir con GN en ese mercado, pues, afirmó, que “la presencia en el mercado de la comercialización de gas natural exige contar con una importante masa crítica de volumen de gas que sólo generadores eléctricos o principales consumidores industriales pueden ayudar a conseguir. En España, tan sólo Endesa, por su doble condición de generador eléctrico y de importante distribuidor de gas natural en Aragón y en Andalucía, está en situación de entrar en el mercado de la comercialización en

condiciones comparables a las de GN. Si se retira del mercado de la distribución como operador independiente, traspasando sus derechos y sus activos de distribución a GN, desaparece su prácticamente único competidor potencial”. Nuevamente, tras la fecha en que se produjo el informe, hubo importantes medidas gubernamentales para fomentar el crecimiento de ese segmento del mercado y, concretamente, las contenidas en las tres normas siguientes: RD-L 6/1999, de 16 de abril (esta norma fue tomada en cuenta, de alguna manera, por el TDC en su informe), RD-L 15/1999, de 1 de octubre y RD-L 6/2000. Este último, además, impuso un programa de entrega de gas sobre el titular de los contratos con Argelia. Para el TDC, el hecho de la integración vertical (posibilidad de que GN tenga su propia comercializadora) y la información privilegiada sobre clientes de que dispone GN son dos obstáculos para que el informe sea favorable. En definitiva, concluye el TDC, “se trata de un mercado muy concentrado donde los potenciales entrantes deberían superar grandes barreras, insalvables a corto y medio plazo, para reaccionar ante los posibles aumentos de precios que pudieran practicar las empresas ya instaladas, dada su escasa contestabilidad”. Para el TDC, además, el mercado del gas natural era entonces, incipiente, y la Administración debe velar para evitar que los “escasos reductos de competencia efectiva y potencial en el mercado” no desaparezcan. Hoy, sin embargo, hay nuevos elementos para considerar que existe un cierto mercado y que ya no hay meros reductos.

Finalmente recordemos lo que el TDC (2000 b) sostenía: “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”.

## 8 – Efectos horizontales de esta concentración y dominancia individual de la sociedad fusionada

### 8.1 - Integración horizontal en el sector eléctrico

#### a) Producción de electricidad

##### Capacidad instalada:

La capacidad total instalada en el sistema peninsular español era de 54.335 MW a finales de 2001. De esta cantidad 10.154 MW corresponden al régimen especial, que representa el 18,69% del total. En el régimen ordinario hay instalados 44.181 MW que se distribuyen entre las distintas tecnologías de generación conforme al siguiente cuadro.

##### Balance de potencia. Año 2001

Tecnología	Potencia instalada (MW)	% sobre total sistema peninsular
Hidráulica	16.586	30,53
Nuclear	7.816	14,38
Carbón	11.565	21,28
Gas Natural	3.582	6,59
Fuel-Oil	4.632	8,52
Régimen ordinario	44.181	81,31
Régimen especial	10.154	18,69
Sistema peninsular	54.335	100,00

Fuente: CNE

Iberdrola dispone actualmente de 16.786 MW instalados lo representa aproximadamente el 38% del total de la potencia instalada en el régimen ordinario peninsular.

Por su parte, GN cuenta con dos centrales de ciclo combinado en funcionamiento SAN ROQUE (800 MW) y SAN ADRIÁ DE BESOS (800 MW). Aunque su participación sobre el total de la potencia instalada es aún poco representativa, ésta se incrementará a medio plazo ya que para el año 2004 está previsto que entren en funcionamiento dos nuevas



centrales de ciclo combinado de su propiedad: ARRUBAL (800 MW) y PLANA DEL VENT (800 MW).

La operación de adquisición supondría, antes de efectuar las inversiones que contempla realizar GN, una potencia instalada en el nuevo grupo de 18.386 MW, lo cual representaría el 41,6% del total instalado en el régimen ordinario peninsular. La tecnología predominante sería la hidráulica donde se concentraría el 46,3% de la capacidad total del nuevo grupo, seguido de la nuclear (18%), del fuel-gas (15,8%) y de los ciclos combinados (12,9%).

### Capacidad instalada en el año 2002. MW

Empresas/Tecnología	Hidráulica	Carbón	Fuel-Gas	Nuclear	CCGT	Total
Iberdrola	8.527	1.247	2.913	3.325	775	16.786
GAS NATURAL					1.600	1.600
IB+GN	8.527	1.247	2.913	3.325	2.375	18.386
Desinversión Prevista	1.354	516	578			2.448
NUEVO GRUPO	7.173	731	2.335	3.325	2.375	15.938

Fuente: Iberdrola, GAS NATURAL y CNE

Las desinversiones previstas se concentran en centrales hidráulicas y térmicas de carbón y fuel-gas, y suman un total de 2.448 MW. Teniendo en cuenta estas enajenaciones que se producirían después de la operación de adquisición, la potencia instalada del nuevo grupo no superaría la cuota que dispone actualmente Iberdrola. Esto se explica en tanto que GN cuenta con 1.600 MW de potencia que están instalados en centrales de ciclo combinado, mientras que las desinversiones previstas alcanzan los 2.448 MW.

En consecuencia, después de ejecutar el plan de enajenaciones, la potencia del nuevo grupo sería de 15.938 MW, cifra inferior a la que actualmente ostenta Iberdrola y que asciende a 16.786 MW. En síntesis, la potencia instalada de la empresa resultante de la OPA sería un 5% inferior a la potencia instalada en el momento actual en las centrales propiedad de Iberdrola.

En cuanto al mix de generación, el nuevo grupo disminuiría en cierta medida la potencia hidráulica instalada respecto al nivel previo que ostenta Iberdrola, al desprenderse de 1.354 MW instalados en centrales hidráulicas. Estos 1.354 MW que se pondrían a la venta representan el 15,8% del total de la potencia instalada en centrales hidráulicas propiedad de Iberdrola. En menor medida, el nuevo grupo también reduciría la cuota de participación en centrales térmicas, al vender 1.094 MW instalados en centrales de carbón y fuel-gas (26,2% de la potencia instalada actualmente en este tipo de tecnologías). Por otro lado, al no enajenarse activos de ciclo combinado que estén actualmente en funcionamiento, la potencia instalada en este tipo de centrales sumará en el nuevo grupo 2.375 MW.

En el periodo 2003-2006 está prevista la entrada en funcionamiento de más de 22.000 MW instalados en centrales de ciclo combinado. Iberdrola y GN figuran entre las empresas promotoras de este tipo de centrales, con proyectos que suman 4.400 MW y 1.600 MW, respectivamente.

### Proyecto de ciclos combinados

Central	Propietarios	Potencia nominal (MW)	Operación comercial prevista
Castejón	Iberdrola	400	2T 2003
Tarragona	Tarragona Power (Iberdrola-Rwe)	400	3T 2003
Tarragona	Grupo Endesa	400	3T 2003
San Roque	Nueva Generadora Del Sur	800	3T y 4T 2004
Santurce	Iberdrola	400	3T 2004
Arrubal	Gas Natural	800	4T 2004
Arcos de la Frontera A	Iberdrola	800	4T 2004
Aceca	Unión Fenosa	400	4T 2004
Palos de la Frontera I	Unión Fenosa	400	4T 2004
Aceca	Iberdrola	400	1T 2005
Escombreras	Repsol YPF	1200	1T 2005
Escombreras	AES Energía, SRL	1200	1T 2005
Palos de la Frontera II	Unión Fenosa	400	1T 2005
Colón	Endesa	380	1T 2005
Plana del Vent	Gas Natural	800	2T 2005
Arcos de la Frontera B	Iberdrola	800	2T 2005
Castelnou	Electrabel	800	2T 2005

Sabón	Unión Fenosa	800	2T y 3T 2005
Escombreras	Iberdrola	800	3T 2005
Soto de Ribera 4	Hidroeléctrica del Cantábrico	400	3T 2005
Osera del Ebro I	Unión Fenosa	400	3T 2005
Amorebieta	Bizkaia Energía	800	4T 2005
Sagunto I	Unión Fenosa	400	4T 2005
Menuza	Edison Mission Energy	400	1T 2006
Castejón 2	Hidroeléctrica del Cantábrico	400	1T 2006
Puentes	Endesa	400	2005-2006
Osera del Ebro II	Unión Fenosa	400	1T 2006
Sagunto II	Unión Fenosa	400	1S 2006
Castellón B	Iberdrola	800	1T 2006
San Roque	Viesgo	700-800	2006
Morata de Tajuña	Electrabel	1200	2T 2006
Escatrón	Viesgo	700-800	2006
Palos de la Frontera	Energía y Gas de Huelva	1200	2006
Catadau	Intergen	1200	3T 2006
Cádiz	Hidroeléctrica del Cantábrico	400	3T 2006

Fuente: CNE

De los 6.000 MW que sumarían los proyectos de ciclos combinados de Iberdrola y GN, el Plan de Desinversiones prevé vender 2.400 MW. Los proyectos propuestos para enajenar están actualmente en manos de Iberdrola y son los correspondientes a las centrales de ARCOS DE LA FRONTERA y de ESCOMBRERAS. Tras la desinversión, el nuevo grupo contaría con 3.600 MW en ciclos combinados que iniciarían sus operaciones en el periodo 2003-2006, y que se sumarían a los 2.375 MW (775 MW de Iberdrola y 1.600 de GN) actualmente en funcionamiento. Por lo tanto, en el año 2006 el nuevo grupo contaría con 5.975 MW en ciclos combinados.

Aunque las desinversiones propuestas de 2.448 MW dejen al nuevo grupo con una potencia inferior a la que actualmente dispone Iberdrola, el hecho de que los proyectos de GN e Iberdrola en ciclos combinados sumen 6.000 MW adicionales que entrarán en funcionamiento de aquí al 2006, obliga a considerar el impacto futuro de la operación de adquisición. Dadas las enormes incertidumbres relativas a la construcción de nueva potencia, no nos resulta posible pronunciarnos al respecto.

### **Participación en el mercado organizado de producción:**

Atendiendo a los datos de OMEL, en el año 2002 la cuota de producción de Iberdrola oscila entorno al 25% de la producción total de energía eléctrica en el programa horario

final. La cuota de GN se sitúa en un valor aproximado al 1% de la producción total. Conjuntamente estos dos operadores sumarían el 26% del total, lo cual indica que la incidencia de la operación en términos de concentración no es considerable. Además, habría que tener en cuenta las desinversiones en activos programadas que suman 2.448 MW, con lo que el porcentaje del nuevo grupo sobre la producción total previsiblemente se reduciría. En síntesis, la empresa resultante de la operación de adquisición tendría una cuota de potencia instalada inferior a la que actualmente ostenta Iberdrola, y previsiblemente una cuota de producción menor.

### **Programa horario final. Unidades de producción. Año 2002**

Agente titular	Energía (GWh)	Cuota (%)
ENDESA GENERACIÓN	78.330	35,30
Iberdrola GENERACIÓN	55.425	24,98
UNIÓN FENOSA GENERACIÓN HIDROCANTÁBRICO	23.295	10,50
GENERACIÓN	13.010	5,86
VIESGO GENERACIÓN	7.705	3,47
GAS NATURAL SDG	2.009	0,91
Total programa horario final	221.903	100,00
IB+GN	57.434	25,88
NUEVO GRUPO		

Fuente: OMEL y CNE

#### **b) Distribución de electricidad**

La demanda total de las empresas distribuidoras supuso en el año 2002 unos 150.000 GWh. La energía distribuida por Iberdrola en este último año representa el 30,54% del total distribuido. GN no realiza actividades como empresa distribuidora de energía eléctrica, por lo tanto el nuevo grupo tendrá la misma cuota de distribución que la que actualmente dispone Iberdrola. Se debe matizar que priori no se prevén desinversiones en distribución de energía eléctrica.

#### **Demanda de las distribuidoras en el programa horario final. Año 2002**

Agente titular	Energía (GWh)	Cuota (%)
ENDESA DISTRIBUCIÓN	45.539	30,40
Iberdrola DISTRIBUCIÓN	45.738	30,54
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN HIDROCANTÁBRICO	17.275	11,53
DISTRIBUCIÓN	7.400	4,94
VIESGO I	691	0,46
Demanda total empresas distribuidoras	149.787	100,00
NUEVO GRUPO	45.738	30,54

Fuente: OMEL y CNE

### c) Comercialización de electricidad

La participación de Iberdrola sobre el total de la energía comercializada es elevada, ya que comercializa más de 23.000 GWh al año, lo cual representa una cuota del 36,12% sobre el total de la energía comercializada en el sistema español. Por su parte, GN lleva pocos años operando como comercializador de energía eléctrica por lo que su participación es mucho menor, en el año 2002 negoció 2.467 GWh que suponen una cuota cercana al 4%.

El nuevo grupo, antes de efectuar desinversiones, ostentaría una cuota cercana al 40% del total de la energía comercializada. Sin embargo, el nuevo grupo liberará la cartera de clientes de GN en el mercado liberalizado en el año 2002, que representa una cuota del 4% del citado mercado. En consecuencia, el nuevo grupo dispondrá de una participación en la comercialización igual a la que actualmente tiene Iberdrola , entorno al 36%.

### Comercialización de energía eléctrica. Año 2002

COMERCIALIZADORA	Energía (GWh)	Cuota (%)
Iberdrola	23.239	36,12

ENDESA ENERGÍA	23.109	35,92
UNIÓN FENOSA	7.723	12,00
HIDROCANTÁBRICO	4.781	7,43
GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG	2.467	3,83
Total programa horario final	64.340	100,00
IB+GN	25.706	39,95
Desinversión	2.571	4,1%
NUEVO GRUPO	23.239	36,12%

Fuente: OMEL y CNE

## 8.2 - Integración horizontal en el sector del gas natural

Hay que tener en cuenta que recientemente Hidrocantábrico se ha adjudicado el 62% del capital de NATURCORP. El resultado es una compañía que suma más de quinientos mil clientes y unas ventas de gas de 20.800 GWh. Estos datos suponen el 10% del mercado nacional en número de clientes y el 8,5% de cuota en cuanto al consumo total en España.

### a) Aprovisionamiento de gas

GN aportó en el año 2002 a través de sus contratos de suministro el 36% del gas natural que abastece el mercado nacional, que medido en unidades eléctricas supone 232.988 GWh. El origen de los aprovisionamientos de GN está bastante diversificado.

Es necesario señalar que GN también es el responsable del aprovisionamiento de gas natural a Enagas, empresa que dispone de una cuota de aprovisionamiento del 45% del mercado nacional. Por lo tanto, GN introduce al sistema nacional el 81% del gas que abastece al mercado, y que agrupa tanto a consumidores liberalizados como a consumidores a tarifa.

En cuanto a Iberdrola, la cuota de aprovisionamiento que ostenta es del 4%.

Atendiendo a los datos del año 2002, y antes de que se efectuaran las desinversiones previstas en esta actividad, el nuevo grupo concentraría el 40% del aprovisionamiento de gas nacional. En este apartado GN propone la desinversión de la cartera de contratos a largo plazo que dispone Iberdrola y que asciende a un total de 5,5 bcm. En consecuencia, la cuota de aprovisionamiento del nuevo grupo sería similar a la que ahora dispone GN (36%).

### **b) Distribución de gas**

GN realiza la actividad de distribución mediante la participación en distintas distribuidoras regionales. Las participaciones accionariales en las distribuidoras regionales otorgan a GN una cuota en la distribución que supera el 85% del total nacional. Iberdrola no participa en la distribución del gas natural.

#### **Datos consolidados de la actividad de distribución. En millones de euros**

Empresas	Importe neto de la cifra de negocios del grupo a 31 de diciembre de 2001	%
GRUPO GAS NATURAL	2.867	84,92
GRUPO NATURCORP	300	8,90
REPSOL BUTANO GRUPO	112	3,32
HIDROCANTABRICO	66	1,94
GRUPO ENDESA	16	0,48
GRUPO CEPSA	9	0,27
GAS FIGUERES	4	0,13
BP GAS ESPAÑA, S.A.	1	0,04
<b>Total</b>	<b>3.376</b>	<b>100,00</b>

Fuente: CNE

GN propone unas desinversiones equivalentes a reducir el 16% de la cuota de distribución. Según esto el nuevo grupo sería responsable del 70% de la distribución nacional.

### **c) Comercialización de gas**

GN es responsable del 65% de la cuota de comercialización del mercado en el año 2002. A esto se añade el 7% que ostenta Iberdrola en esta actividad.

La cartera de negocio del nuevo grupo antes de la desinversión supondría el 72% del mercado liberalizado. El Plan de Desinversiones de GN propone liberar un volumen de energía equivalente a la cartera de clientes de Iberdrola en el mercado liberalizado en el año 2002, que representa una cuota del 5,5% del citado mercado, excluyendo en el cálculo el consumo de gas en generación propia de Iberdrola. Además, se cedería la capacidad de acceso a las plantas de GNL y a la red de transporte firmada con Enagas y asociada a dicha cartera de clientes.

La operación conllevaba un efecto horizontal sobre la comercialización de gas natural. No obstante, no se pierda de vista la nueva Disposición añadida a la LH en 2000 (mediante el RD-L 6/2000), que dice así:

“El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por 100 del gas proveniente del mismo a "Enagas, Sociedad Anónima", que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 por 100 restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados.

Antes del 31 de diciembre de 2000 se fijará, por Orden del Ministro de Economía, el procedimiento para la aplicación del 25 por 100 destinado a los comercializadores, que deberá ser transparente y no discriminatorio y se realizará a un precio que incluya el coste de adquisición de la materia prima más una retribución en concepto de gastos de gestión que se fijará reglamentariamente. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 25 por 100 del gas destinado al mercado liberalizado, podrá contemplarse la exclusión del mismo en función de la posición relativa en el mercado y contemplará la posibilidad de aplicar las cantidades no cubiertas por las peticiones de los comercializadores, al mercado a tarifas a través de la empresa Enagas, Sociedad Anónima.



A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas. Si existieran excedentes se aplicarían al mercado liberalizado por el procedimiento anterior".

El procedimiento fue fijado por Orden Ministerial de 29 de junio de 2001.

De estas previsiones se desprende que, en lo que al gas procedente de Argelia respecta, poca maniobrabilidad le queda a GN para influir, mediante el aprovisionamiento, en la comercialización, ya que ha de asignar ese gas, fundamentalmente, a Enagas.

Hemos señalado que, en el futuro, el precio del gas va a influir notablemente en el precio del Kwh en el Pool, en la medida en que el coste variable de las centrales de ciclo combinado coincide con el coste marginal del sistema; sin embargo, tal circunstancia no implica que las empresas con contratos de abastecimiento de origen vayan a tener un especial poder de mercado para fijar el precio de ese gas; en todo caso, la situación descrita podría corregirse con una mayor transparencia del precio del gas, precisamente, en origen.

#### **d) Otras cuestiones relevantes**

GN se compromete a respetar las participaciones máximas en OMEL, REE y reduciría la participación en Enagas, pasando de la participación actual del 40,9% al 5%.

#### **Participación en el capital accionarial**

	REE	OMEL	ENAGAS
Iberdrola	10%	5,71%	
GAS NATURAL		5,71%	40,9% (derechos de voto por un 35%)

#### **8.3 – Valoración de los efectos horizontales**

La concentración no comporta un incremento del grado de concentración horizontal de la entidad resultante en ninguna de las actividades o mercados afectados por la operación, al menos en términos de cuota de mercado, dado que se presenta un plan de

desinversiones que pretender eliminar cualquier solapamiento de actividades de carácter horizontal.

La operación que se examina comporta la eliminación de Iberdrola como competidor independiente en el sector de gas natural, y la de GN como competidor independiente en el sector de electricidad, sin perjuicio de que pudieran entrar en los respectivos mercados de nuevos agentes que sustituyan a los agentes que se eliminan.

Por ello, hubiera sido deseable que los activos a desinvertir puedan ser adquiridos por nuevos competidores que cumplan adecuadamente con los requisitos de viabilidad y solvencia.

La operación pudiera haber conducido a una ligera mejora del mix tecnológico del parque de generación del nuevo grupo, respecto al ostentado por Iberdrola, pero dada la caída en la cuota de potencia este efecto no parece definitivo.

La operación no comporta el incremento de las cuotas de mercado de las partes para las actividades de distribución de electricidad, aprovisionamiento de gas, distribución de gas, comercialización de electricidad o de gas, dado que el plan de desinversiones consigue evitar el solapamiento de las mismas.

## **9 – Efectos verticales de esta concentración e interacciones verticales**

En materia de efectos verticales derivados de una concentración el SDC ha señalado en su documento "Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del servicio de defensa de la competencia" los siguientes criterios:

“..... En segundo lugar, los efectos sobre la competencia de una operación pueden ser verticales, derivados de la presencia de las partes en mercados de producto ascendentes y descendentes. En particular, es preciso considerar el grado de competencia en las distintas etapas de la producción, el acceso a activos esenciales por parte de las empresas o en qué medida esta integración puede resultar en una elevación de las barreras a la entrada en alguno de los mercados verticalmente relacionados.

En tercer lugar, el análisis de una operación debe considerar los posibles efectos conglomerado o "cartera", derivados de la ampliación del ámbito de actuación de una empresa bien mediante su expansión a mercados de producto diferentes pero próximos o bien mediante el aumento de sus marcas en mercados caracterizados por la diferenciación. En este caso, la operación puede afectar a la competencia efectiva cuando, por ejemplo, una de las partes pase a disponer de algún bien de necesaria adquisición (o "must stock") o bien consiga un catálogo de productos sin comparación con el de los competidores, con las consiguientes ventajas en términos de mejor posición frente al cliente, de flexibilidad para estructurar precios o descuentos, de economías de escala o de sinergias por el desarrollo conjunto de actividades comunes.

Adicionalmente, el análisis puede incorporar otros aspectos, como, por ejemplo, las externalidades de red que generalmente se asocian con aquéllas derivadas de que un producto tenga más valor para el consumidor cuanto mayor sea el número de usuarios y que son especialmente importantes en determinados sectores productivos”.

La Comisión Europea ha tomado en consideración elementos como la posesión de cuotas de mercado reducidas en cada fase de la cadena, la existencia de varias fuentes de aprovisionamiento de los productos afectados o la existencia con anterioridad de vínculos verticales entre las empresas que se concentran (por ejemplo a través de acuerdos de exclusividad) para estimar en tales casos, con carácter general, la ausencia de riesgos de exclusión de los competidores.

### **9.1 – En el sector eléctrico**

En general, la integración vertical de actividades en competencia posibilita vaciar de margen algunos segmentos del suministro y aflorar en otros dicho margen. La actual integración vertical de las compañías eléctricas tradicionales supone una considerable barrera de entrada al negocio para nuevos entrantes.

Las principales son:

- a) generación – comercialización: tiene un elevado riesgo comercializar más allá de la capacidad de generación, si el mercado de generación no es competitivo.
- b) comercialización – distribución: el distribuidor puede influir decisivamente en la decisión del consumidor
- c) generación – transporte / distribución: se puede dificultar el acceso de la generación al mercado
- d) transporte – distribución
- e) aprovisionamiento – generación

## **9.2 – En el sector de gas**

- a) aprovisionamiento-comercialización: el control de las fuentes de aprovisionamiento determina cierta influencia sobre la comercialización
- b) comercialización-distribución: los distribuidores pueden influir notablemente en la decisión del consumidor
- c) transporte-distribución
- d) regasificación-distribución
- e) almacenamiento-distribución

En estos tres binomios hay un gran interacción vertical, ya que el distribuidor ha de adquirir el gas de un transportista (regasificador o almacenista)

## **9.3 – Suministro de gas para la generación eléctrica**

La adición a la capacidad de aprovisionamiento de GN de aquella contratada por Iberdrola para sus ciclos combinados, podría producir restricciones verticales a la

competencia, pero para evitar tal situación la operación contempla la cesión a terceros del aprovisionamiento contratado por Iberdrola, transmitiendo 5,5 bcm, entre los que se encuentra la totalidad de los 3 bcm asociados a los ciclos combinados de su propiedad, y materializados en contratos en firme.

La puesta en el mercado de un volumen de gas significativo y de un número significativo de clientes, permitirá la constitución de un segundo operador con tamaño relevante, lo cual favorecerá la competencia en el mercado de aprovisionamiento de gas.

Dentro de las desinversiones propuestas en relación con la actividad de generación de energía eléctrica, se contempla la enajenación de dos centrales de ciclo combinado propiedad de Iberdrola, actualmente en construcción, por un total de 3.200 MW.

Tras la operación de concentración, tomando en cuenta las desinversiones, el nuevo grupo mantendría, la misma cuota de aprovisionamiento de gas antes de la operación, 65%.

En definitiva, la operación en su conjunto no supondrá un incremento de la cuota de aprovisionamiento.

Por otro lado, se producirá la enajenación de dos centrales de ciclo combinado propiedad de Iberdrola, que entraran en funcionamiento a partir de 2004 y 2005.

En resumen, las desinversiones propuestas evitan los efectos de solapamiento horizontal derivados de la adición de las cuotas de mercado de las dos empresas que se concentran en el mercado de aprovisionamiento de gas natural, pues se enajenarían las actividades de Iberdrola en ese mercado, pero ello no elimina necesariamente todos los eventuales efectos perniciosos para la competencia que puedan derivarse de la integración vertical de tales actividades a no ser que existan fuentes de suministro alternativas equivalentes.

Y respecto a las posibilidades de elección de proveedores y usuarios y el acceso a las fuentes de suministro o a los mercados, cabe señalar que el mercado de aprovisionamiento de gas natural es de carácter internacional, existiendo en dicho mercado otras fuentes de suministro alternativas a la de GN, como lo ponen de

manifiesto las relaciones de aprovisionamiento existentes entre otras comercializadoras españolas y otros agentes productores o importadores distintos de aquel.

#### **9.4 – Valoración de los efectos verticales**

Los posibles efectos negativos para la competencia derivados de la operación en términos de integración vertical en el sentido expuesto, se ven neutralizados mediante el plan de desinversiones propuesto.

Si bien la operación suscita desde la perspectiva de integración vertical objeciones en cuanto a la desaparición de la necesaria independencia del principal proveedor de gas del sistema respecto a los competidores en el mercado descendente de electricidad, la gravedad de los riesgos para el mantenimiento de la competencia efectiva no serían de suficiente entidad para considerar que la misma deba ser rechazada, atendiendo a que los efectos de exclusión podrían ser paliados mediante la imposición de determinadas condiciones para permitir restablecer la situación de competencia.

## 10 – Contestabilidad en los mercados

“Un mercado contestable es aquel en el cual la entrada es completamente libre y la salida resulta absolutamente carente de costes. Nosotros empleamos la expresión libertad de entrada en el sentido de Stigler, no para dar a entender que ésta resulta carente de costes o fácil, sino refiriéndonos a que el entrante no sufre ninguna desventaja técnica de producción o de la calidad percibida del producto ....”<sup>42</sup>

La idea de mercado perfectamente contestable es relativamente sencilla. Un mercado es perfectamente contestable si está completamente abierto a nuevos competidores potenciales.

Esto, en particular implica dos cosas (Clarke, 1985):

a) Los competidores potenciales, o nuevos entrantes potenciales, deben trabajar en unas condiciones de coste, o de calidad del producto, idénticas a las de las empresas ya establecidas; es decir no deben existir barreras de entrada en términos de la definición de Stigler.

En el caso que nos trae, no hay problemas en cuanto a la calidad del producto (energía eléctrica) que será la misma para cualquier agente generador, tanto si ya está presente en el mercado, como si es un potencial entrante.

En cambio hay un poco más que discutir respecto a si las condiciones de los costes son parecidas. Desde luego no tiene nada que ver el coste medio de un generador presente con el de un nuevo entrante; ahora bien, si consideramos los efectos (compensadores de costes reales) de los CTCs, de la garantía de potencia y de otros costes regulados (moratoria nuclear ...) es posible que el coste medio para un generador presente en el mercado fuera muy parecido al de un nuevo entrante. Al menos esta es una de las hipótesis de cálculo de los CTCs.

---

<sup>42</sup>

Baumol (1982).

Por lo que respecta a costes marginales, dado que la tecnología de referencia es la misma para todos (turbinas de ciclo combinado de gas), no hay duda de que son idénticos para todos (generadores establecidos y nuevos entrantes).

b) Las nuevas empresas deben ser capaces de entrar y salir de la industria con un coste neto nulo; es decir, nadie podrá ser disuadido de entrar mediante la idea de que en caso de que tenga que salir del mercado es posible que pierda dinero.

En cualquier caso, bajo estos supuestos, las empresas establecidas poseen un poder de monopolio muy reducido o nulo. Incluso en el caso de que exista una sola empresa o un número reducido de empresas en el mercado, la perfecta contestabilidad asegura que en el largo plazo los beneficios son nulos, puesto que de no ser así, una nueva empresa se incorporaría al mercado y reduciría el precio, eliminando por tanto los beneficios.

En general estos mercados tienden a funcionar con un margen precio - coste marginal nulo, cumpliendo de esta manera con un óptimo de Pareto.

Este resultado es sin duda de aplicación a los mercados perfectamente competitivos.

En cualquier caso, lo novedoso de la teoría de los mercados contestables, es que para obtener este resultado (comportamiento en el largo plazo como si mercados de competencia perfecta se tratase) no se requiere que existan un gran número de competidores en el mercado.

Se ha demostrado que una condición suficiente para ello es que existan dos (o más) empresas en el mercado. (Véase Baumol, Panzar y Willing, 1982).

Según Clarke (1985) “en algunos mercados, de hecho, la perfecta contestabilidad puede constituir un supuesto razonable. El factor determinante es que las nuevas empresas tengan la percepción de que no existen costes específicos asociados a la entrada y salida, esto es, que cualquier inversión en planta o en otros activos es recuperable al salir (una vez descontada la depreciación)”.



Ahora bien, hay casos en los que “la entrada requiere una inversión inicial que resulta parcialmente irreversible, y que por tanto, implica un coste hundido no recuperable. En estos casos los mercados no son perfectamente contestables y el impedimento a la entrada hace de nuevo su aparición”.

En cualquier caso, “debe quedar claro que los mercados perfectamente contestables no abundan en el mundo real en mayor medida en la que lo hacen los mercados perfectamente competitivos, si bien hay una serie de industrias que se aproximan sin duda a la contestabilidad incluso cuando se encuentren muy alejadas de ser perfectamente competitivas”.<sup>43</sup>

### **10.1 – Contestabilidad en el mercado de electricidad**

Algunas de las características del mercado de generación eléctrica, que se enuncian a continuación, implican que el mercado eléctrico no es contestable.

#### a) Elevadas barreras de entrada (y de salida)

En el actual mercado eléctrico existen varias barreras de entrada al negocio, entre las que caben destacar.

- Integración vertical generación - distribución
- Conexión internacional insuficiente
- Presencia en el accionariado de la red y del operador del mercado
- Acceso privilegiado a las concesiones hidráulicas
- CTCs
- Largos periodos de inversión (la entrada al negocio se demora mucho)
- Riesgo regulatorio.
- Dificultades en las localizaciones para nueva potencia.

#### b) Condiciones de coste diferentes (especialmente entre incumbentes y potenciales entrantes)

---

<sup>43</sup> Baumol (1982).

- c) Importante gap temporal para proceder a la entrada efectiva
- d) Conexión internacional escasa.

Los estrangulamientos físicos que dificultan el comercio internacional de energía eléctrica se explican como herencia de una política energética que, con el argumento de la seguridad de suministro, abogaba por una autosuficiencia que beneficiaba a los monopolios nacionales. En España, como en la mayoría de los países, tenemos interconexiones pensadas para intercambios técnicos, pero no para el comercio. El mercado de referencia pasa a ser nacional, y las restricciones de red pueden provocar que sea incluso inferior al nacional.

Y dada la fuerte interacción vertical generación – comercialización que se produce en el mercado eléctrico español, tampoco es de aplicación la “contestabilidad” al mercado de comercialización.

Efectivamente, “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”<sup>44</sup>.

## **10.2 – Contestabilidad en el mercado de gas**

Las elevadas barreras de entrada (economías de escala, alcance y experiencia) y la diferente función de coste de las diferentes empresas proveedoras, función de la cartera de contratos que están en vigor en cada momento, implican que tampoco el mercado mayorista de gas pueda ser considerado contestable, aunque los mencionados *gas release programs* sin duda favorecen tal contestabilidad.

---

<sup>44</sup> TDC (2000 b)

## **11 – Marco jurídico a considerar**

La OPA de GN sobre Iberdrola es susceptible de múltiples análisis, en clave económica, política, empresarial y social. En este capítulo nos proponemos analizarla desde el punto de vista jurídico y, más en concreto, desde el punto de vista del mantenimiento de la competencia en el mercado energético. Procuraremos arrojar un poco de luz, jurídica, sobre el tema, más allá de los numerosos comentarios, de todo tipo, que tales movimientos han provocado en los medios de comunicación, en el mundo empresarial y en las Administraciones Públicas, estatal y autonómicas. Del desarrollo de la operación se van a derivar, indudablemente, consecuencias no sólo para la estructura empresarial de los sectores gasista y eléctrico, sino también para el desenvolvimiento de las actividades liberalizadas. En el desenlace de tales acontecimientos, el Regulador español dispone de amplias facultades, y, sin duda, el bienestar, la defensa y la promoción de los consumidores son los criterios que deben estar presentes en el ánimo y en el procedimiento que hayan de seguir los poderes públicos implicados en esa operación. El sistema normativo de la energía persigue tres fines principales, tal y como se infiere de las normas en vigor y, principalmente, de la ley eléctrica de 1997 y de la ley de hidrocarburos de 1998. En primer lugar, las normas buscan aumentar el grado de seguridad del suministro, de cada consumidor y, por tanto, del sistema en su conjunto. En segundo lugar, tales normas persiguen abaratar los costes y, por ende, los precios, una finalidad que se consigue mediante la introducción de libertad y mediante la competencia. En tercer lugar, las leyes pretenden que los suministros tengan cada vez mayor calidad, algo que comprende, de modo principal, que sean suministros procedentes de energías no contaminantes. En el equilibrio de tales principios radica el correcto ejercicio de los poderes reguladores que comparten el Gobierno, el Ministerio de Economía (asistido por el Servicio de Defensa de la Competencia y el Tribunal de Defensa de la Competencia) y la CNE. Y son esos tres principios a los cuales, una vez más, tendrán que acudir las autoridades reguladoras a la hora de enfrentarse con movimientos como el que representa esta OPA.

### **11.1 – Derecho de la competencia:**

La libre competencia es parte de la libertad de empresa, como derecho público subjetivo reconocido por la Constitución española (art. 38) y es, también, una de las libertades

comunitarias sobre las que se asienta la construcción del mercado interior europeo. La libre iniciativa empresarial, como todas las libertades públicas, tiene un límite en las libertades de los demás y, por eso, aparece el valor “competencia” íntimamente ligado al valor “libertad de empresa”, porque ambos valores se condicionan y exigen mutuamente. La libertad de las empresas, preciso es reconocerlo, puede poner en juego la competencia cuando, en ejercicio de esa libertad, el mercado acaba en manos de un solo operador, con todos los riesgos que tal cosa entraña, fundamentalmente, para los consumidores y usuarios. Esta es la justificación tradicional de las políticas tendentes a perseguir las conductas abusivas de la posición que se ocupa en el mercado, o de aquellas otras restrictivas de la competencia, o de las políticas *antitrust* y, en general, de la vigilancia que los poderes públicos llevan a cabo sobre unos mercados que son, por definición, libres.

## **11.2 – Derecho de la competencia y concentraciones económicas**

Tanto el derecho europeo como el español tienen previsiones sobre uno de los aspectos de la libre competencia, cual es el de las llamadas concentraciones económicas. Así, en el ámbito europeo, además de que la libre competencia en un mercado interior constituye, precisamente, la razón de ser primera y el origen de la Unión, destaca el Reglamento CEE/4064/1989, de 21 de diciembre, sobre el control de las concentraciones entre empresas<sup>45</sup>. En derecho español, la LDC de 1989<sup>46</sup> consagra el Capítulo II del Título Primero, de la libre competencia, (arts. 14, 15, 15bis, 15ter, 16, 17 y 18) a las concentraciones económicas. Han de destacarse igualmente, en punto a las concentraciones, el RD 295/1998, de 27 de febrero, relativo a la aplicación en España de las reglas europeas de competencia y RD 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la LDC en lo referente al control de las concentraciones económicas<sup>47</sup>.

---

<sup>45</sup> DOCE, Serie L, 257, de 21 de septiembre de 1990, modificado por el Reglamento CEE/1310/1997, del Consejo, de 30 de junio de 1997 (DOCE, Serie L 180, de 9 de julio de 1997). Cuando se escriben estas líneas, el Reglamento de fusiones está a punto de modificarse.

<sup>46</sup> Modificada en varias ocasiones: RD-L 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia, RD-L 6/2000, de 23 de junio, RD-L 2/2001, de 2 de febrero, y Ley 9/2001, de 4 de junio (la última modificación, fue llevada a cabo por la Ley núm. 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social). Entre la normativa de desarrollo de la LDC, destaca el RD 157/1992, de 21 de febrero, por el que se desarrolla la Ley en materia de exenciones por categorías, autorización singular y registro de defensa de la competencia.

<sup>47</sup> Deroga el RD 1080/1992, de 11 de septiembre, sobre procedimiento a seguir por los órganos de defensa de la competencia en concentraciones económicas y forma y contenido de su notificación voluntaria.

En los expedientes de concentraciones económicas, el Ministro de Economía, mediante resolución, remite el expediente al TDC, y, en concreto, “aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado, para que aquél, previa audiencia, en su caso, de los interesados, dictamine al respecto” (art. 15bis de la LDC).

Si en el plazo de un mes desde que se produce la notificación el Ministro no remite el expediente al TDC, se entiende que la Administración no se opone y, por tanto, hay una autorización tácita a la concentración.

Existe la posibilidad de que el expediente tenga una terminación convencional, cuando de la concentración pueden derivarse obstáculos a la competencia fácilmente subsanables; en este caso, el Ministro puede instar a las partes a presentar compromisos o modificaciones de la operación; las partes tienen un mes; a la vista de esos compromisos, el Ministro puede autorizar la operación, si considera que los compromisos son suficientes, o remitir el expediente al TDC, en caso contrario).

El TDC tiene un plazo de dos meses y, de acuerdo con el art. 16, 2, de la LDC, “en los casos de empresas en participación se analizarán especialmente los posibles efectos restrictivos de la competencia derivados de la presencia de la empresa participada y de las empresas matrices en un mismo mercado o en mercados ascendentes, descendentes o próximos”.

En el plazo de un mes desde que el Ministro le haya remitido el dictamen del TDC, el gobierno puede, de acuerdo con el art. 17 de la LDC, no oponerse a la operación de concentración o “subordinar su aprobación a la observancia de condiciones que aporten al progreso económico y social una contribución suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia. Dichas condiciones podrán consistir, entre otras, en la obligación de transmitir ciertos negocios o activos o en la imposición de limitaciones. En el supuesto de que la legislación sectorial correspondiente establezca algún tipo de limitación, el Acuerdo del Consejo de Ministros podrá autorizar su modificación en tanto se ejecuta y en los términos fijados en el mismo”.

La LDC dice en su Exposición de Motivos no sólo que la libre competencia es un elemento consustancial al modelo de organización económica de nuestra sociedad, sino también que la LDC “es compatible con las demás leyes que regulan el mercado conforme a otras exigencias jurídicas o económicas, de orden público o privado”, es decir, que la libre competencia puede y debe ser compatible con otros principios, tales, como, por ejemplo, el mantenimiento del pleno empleo o la seguridad del suministro, por señalar dos ejemplos entre otros muchos. De acuerdo con estas ideas, y tras una primera lectura del art. 17, 1, letra b, de la LDC, podría llegarse a la conclusión de que determinadas operaciones de concentración económica pueden autorizarse pero sujetas a determinadas condiciones o limitaciones, de forma que, aunque la competencia quede dañada, se consiguen otros beneficios para el progreso social o económico (es decir, como señala la Exposición de Motivos de la LDC, que se consiguen otros objetivos propios de “otras exigencias jurídicas o económicas”).

El precepto, sin embargo, sería una susceptible de otra interpretación, complementaria de la anterior. Veámoslo.

La aprobación de una concentración subordinada a determinadas condiciones o limitaciones tiene por finalidad amortiguar las consecuencias negativas que la operación produce sobre la competencia, es decir, que son condiciones o limitaciones que se imponen por razón de la competencia, y en beneficio de su mantenimiento. Pueden imponerse esas limitaciones o condiciones, en efecto, porque de ellas (de esas condiciones, y no de la concentración económica misma) se siguen determinados beneficios para el progreso económico y social. Desde esta perspectiva, el art. 17, 1, letra b, de la LDC, no estaría diciendo que pueden autorizarse operaciones de concentración que, a pesar de dañar la competencia, aportan beneficios para el progreso económico y social, sino que, por el contrario, tales beneficios para el progreso no proceden de la concentración en si misma, sino de las condiciones que el Gobierno señale, en su caso, para que pueda autorizarse. Desde esta perspectiva, sólo sería admisible que se aceptasen concentraciones económicas que restringen la competencia si, al mismo tiempo, las condiciones o limitaciones a que se someten crean competencia en ese o en mercados relacionados. Desde esta interpretación, distinta de la que, por cierto, ha venido utilizando el propio TDC, pero, de algún modo, avalada por la dicción literal del precepto, no habría, en principio, y a la luz exclusiva del art. 17, 1, letra b, de

la LDC, ningún progreso social o económico distinto de la competencia misma que justifique una restricción de la competencia. Las condiciones o limitaciones que, en su caso, el Gobierno establezca proporcionan beneficios al progreso social o económico precisamente porque aumentan la competencia en otro sector o ámbito del mercado. Sólo se puede permitir que se lleve a cabo una concentración que restrinja la competencia si, al mismo tiempo, gracias a las condiciones o limitaciones a que se subordina la operación, se aumenta la competencia en otro mercado o sector. En este sentido, la expresión “progreso económico y social” del art. 17, 1, letra b, de la LDC, significa “progreso de la competencia”, y, por tanto, la potestad gubernamental de autorizar subordinada o condicionalmente una concentración económica en el mercado energético puede utilizarse para aumentar la competencia en los mercados de la energía.

Decimos que esta segunda interpretación es complementaria de la tradicional porque, obviamente, si el Gobierno puede autorizar concentraciones económicas que restrinjan la competencia, sometiénolas a condiciones o limitaciones que aporten beneficios para el progreso económico y social, con más motivo podrán autorizarse condicionadamente operaciones de concentración que, por mor de esas condiciones, contribuyan a la creación de competencia en otros mercados o sectores del ámbito considerado.

### **11.3 – Libre iniciativa y competencia en los mercados energéticos**

La Exposición de Motivos de la LH habla, en varias ocasiones, de la necesidad de que haya libertad en el mercado (y, sin duda, quiere decir que el ejercicio de esa libertad no puede conducir a su desaparición). Así, por ejemplo, afirma que la nueva regulación contenida en la LH debe permitir “«que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación»”, libre iniciativa reconocida, por lo demás, en el art. 2, 2, de la LH, cuyo objetivo, según la Exposición de Motivos, es “la liberalización de los mercados” y, específicamente, “avanzar en la liberalización del sector” (del gas natural). La libre competencia está expresamente incluida entre los principios bajo los cuales se han de ejercer las actividades destinadas al suministro de hidrocarburos gaseosos, que podrán ser realizadas libremente, en régimen de libre competencia (arts. 1, 3; 54, y 60, 1 de la LH). Además, las distintas normas que se han aprobado después de la LH tienen por objeto, intensificar la competencia en el mercado de los hidrocarburos, como hace, destacadamente, el RD-L núm. 6/2000, de 23 de junio.

Como hemos visto, la LH afirma, con la misma rotundidad, tanto que las empresas que operan en el sector del gas natural son libres y, por tanto, que pueden adoptar cuantas decisiones empresariales se hayan de comprender dentro de esa libertad, como la adoptada recientemente por GN, como que la competencia debe estar presente en el sector. Y aquí, evidentemente, radica el equilibrio que el Gobierno y las demás instituciones competentes deben buscar al ejercitar sus potestades. Ha de hacerse notar que la palabra “competencia” (en el sentido de libre competencia), no aparece en el texto de la Exposición de Motivos de la LH. Esto no quiere decir, obviamente, que la LH ignore o desconozca la necesidad de introducir competencia en el mercado gasista. Como hemos visto, el texto de la LH sí habla de libre competencia. Es preciso subrayar que, a falta de mayores especificaciones en la LH, el concepto de competencia aplicable al mercado gasista no es, *a priori*, distinto del concepto de competencia en general. Es decir, que las normas generales sobre competencia (las normas, por ejemplo, de la LDC) se aplican al mercado gasista.

Por su parte, el art. 11 de la LSE dispone que la producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostenten la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializadores. Estos sujetos pueden pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban. La gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente Ley. La comercialización se ejercerá libremente y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

Dichas estas cosas, hay que añadir, inmediatamente, y a renglón seguido, que en determinados sectores, como el eléctrico o el gasista, en donde hay (en mayor o menor grado) elementos típicos de un monopolio natural, la regulación económica es el sustituto de la competencia, porque se entiende que, en sectores como los señalados, la competencia es siempre imperfecta y el regulador, en defensa de los consumidores, debe alentar constantemente que el óptimo posible de competencia no decaiga. La competencia en el mercado energético sólo se mantiene gracias a la regulación, y esta



*regulation for competition* es la que hoy se practica en la mayoría de países desarrollados. Nótese que en los sectores inevitablemente sujetos a regulación, como el energético, la competencia no es un fin en si misma, sino un medio para mejorar la situación de los consumidores (en términos de seguridad, precio y calidad).

Son estas ideas muy básicas, que no han de perderse de vista, porque el juicio relativo a si existe o no competencia en los mercados eléctrico y gasista no ha de estar obstruido por apriorismos en cuanto al tamaño de las empresas o al número óptimo de empresas existentes, sino que la situación ha de ser enjuiciada a partir de una previa determinación de cuál es el mercado de referencia, pues las actividades de las empresas energéticas han de ser hoy examinadas, con frecuencia, en espacios geográficos y de mercado más amplios, merced a los procesos de integración y globalización. Por ejemplo, el sistema gasista español se abastece hoy, prácticamente en su totalidad, de suministros que se encuentran en un mercado no nacional, sino internacional y esta realidad debe empujar no sólo a la adopción de políticas gubernamentales orientadas a la gestión de la oferta (*supply side policies*), sino al favorecimiento de la aparición de estructuras empresariales capaces de concurrir con fuerza a ese mercado y trasladar los beneficios a los consumidores.

Al analizar el grado de competencia en el mercado español de gas natural, se ha de discriminar entre las actividades reguladas (transporte, regasificación, almacenamiento estratégico y distribución) y la no regulada (la comercialización), según la distinción que hace el art. 60, 1 y 2, de la LH. Otras actividades mencionadas en la LH no son, sin embargo, objeto de clasificación por ese precepto en ninguno de los dos tipos de actividades en él contempladas (reguladas y no reguladas); en concreto, la producción o fabricación, la licuefacción y la adquisición de gas natural (a las que se refieren, por ejemplo, el art. 2, 2, letra c). Se trata, a nuestro juicio, de actividades reguladas, dado, por un lado, la vinculación de la licuefacción a la regasificación y, por otro, el hecho de que los distribuidores no puedan, en sentido técnico - jurídico, “adquirir gas para su consumo en España” (art. 61, 1, de la LH).

Si bien el principio de libre competencia rige en todas las actividades destinadas al suministro de hidrocarburos gaseosos (art. 2, 3, de la LH), la realidad impone y el legislador reconoce (de un modo, ciertamente, velado) que, en punto a la libre

competencia, el juicio que uno haya de hacerse, por ejemplo, sobre la distribución, no puede ser formulado sobre las mismas premisas que, por ejemplo, la comercialización.

En efecto, en el art. 60, 1 y 2, de la LH se oponen las actividades reguladas (cuyo régimen jurídico y económico se ajustará a los previsto en la LH) a la comercialización (que se ejercerá libremente en los términos previstos en la LH y cuyo régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes). Sin embargo, y dado que el sector del gas natural constituye, de acuerdo con la LG, un sistema (es decir, que los elementos que lo componen están interrelacionados entre si), preciso es reconocer que, dada las limitaciones físicas y económicas del gas en origen, el grado de competencia en la comercialización de gas natural depende del grado de competencia en la distribución, y *viceversa*. Son mercados relacionados. Los distribuidores sólo pueden comprar gas, para sus suministros a tarifa, de los transportistas. El grupo empresarial que tenga en su seno sociedades que operan en el ámbito de la distribución y de la comercialización, estará en una mejor posición para adquirir el gas también en mejores condiciones.

#### **11.4 – Sobre la no aplicabilidad del art. 34 del RD-L núm. 6/2000, de 23 de junio:**

Surge la duda de si la operación estaría, de alguna manera, dentro del ámbito de aplicación del art. 34 del RD-L núm. 6/2000, de 23 de junio, relativo a las limitaciones en las participaciones en el capital social de dos o más operadores principales. Dado que se trata, a esos efectos, de dos mercados distintos, tal y como señala el propio precepto y ha sido interpretado por la CNE, ha de descartarse su aplicación.

En efecto, según la última Resolución de la CNE<sup>48</sup>, los operadores principales, en el ámbito de la electricidad y de los hidrocarburos gaseosos, son los siguientes (con datos referibles a 31 de diciembre de 2001) (Anexo III):

---

<sup>48</sup> En cumplimiento del RD 1232/2001, de 13 de noviembre de 2001, en cuyo art. 3, 1 se manda a la CNE que haga pública anualmente la relación de operadores principales a los efectos del art. 34 del RD-L 6/2000, la CNE publicó una Resolución el 24 de octubre de 2002 (publicada en la página web de la CNE el 9 de enero de 2003; la parte dispositiva de esta Resolución ha sido publicada en BOE núm. 298, de 13 de diciembre de 2002). La CNE ha adoptado este documento en cumplimiento de las funciones que el propio art. 34 del RD-L 6/2000 le otorga en su número Siete: «La Comisión Nacional de Energía y la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones están legitimadas, dentro de sus respectivas competencias, para el ejercicio de las acciones tendentes a hacer efectivas las limitaciones que se recogen en este artículo».

## **Número 1**

Grupo Repsol YPF Gas Natural  
Gas Natural SDG, S.A.  
Gas Natural Comercializadora, S.A.  
Gas Natural Castilla y León, S.A.

## **Número 2**

Enagas, S.A.

## **Número 3**

Grupo Vasco Ente de la Energía-Naturcorp  
Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.

## **Número 4**

Grupo BP España  
BP Gas España, S.A.

## **Número 5**

Grupo Endesa

Como se ve, Enagas aparece ya como operador independiente, y no como filial de GN, pues tras el RD-L 6/2000 tuvo lugar una desinversión.

Ha de tenerse en cuenta que en la última relación de las aprobadas se hace referencia al volumen de negocios de 2001. Merced a la adjudicación en marzo de 2003 de Naturcorp al Grupo Hidrocarbónico, esa relación debe, evidentemente, cambiar, de manera que en el Número 3 dejará de estar, ahora, el EVE y Gas de Euskadi, y, en su lugar, estará el Grupo Hidrocarbónico y Gas de Asturias, S.A.

Debe subrayarse que Iberdrola no aparece entre los operadores principales del mercado gasista y que, *viceversa*, GN no aparece entre los operadores principales del mercado eléctrico.

### **11.5 – Competencia e integración de GN e Iberdrola**

La operación cae de lleno en el art. 14 de la LDC, es decir, que se trata de una de las operaciones de concentración económica y, concretamente, es una operación contemplada en el art. 14, 2, letra b, que versa sobre la toma de control de la totalidad o de parte de una empresa o empresas mediante cualquier negocio jurídico (vid., también, art. 4, 6, letra b, del RD 1443/2001). No se produce la intervención de la Comisión Europea porque más de un tercio de las actividades de las empresas implicadas se produce en territorio español, tal y como dispone el Reglamento CEE/4064/1989. Lo más razonable sería que el TDC no se opusiese a la operación, pero que imponga algunas condiciones, como en el caso de la fusión entre Iberdrola y Endesa<sup>49</sup>.

En definitiva, operaciones como la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola no pueden ser analizadas, exclusivamente, a partir de un número prefijado de operadores, sino a partir de los principios que inspiran el ordenamiento de la energía, y, en particular, a partir de la calidad y la seguridad del suministro (que implica la diversificación de los abastecimientos del sistema).

Señalaba el Ministro de Economía (con ocasión de la OPA de GN sobre Iberdrola), que al Gobierno compete, por un lado, respetar las decisiones empresariales en un sistema de mercado, y, por otro, ejercitar sus potestades para que esas decisiones no pongan en peligro la competencia y, por ende, el bienestar de los consumidores. Este Gobierno ha mostrado su disposición, en los últimos años, a adoptar medidas favorecedoras de la competencia (programa de entrega de gas, limitación del accionariado en determinadas empresas, limitaciones en la capacidad generadora, disminución de los umbrales de elegibilidad, reducción del tiempo de exclusividad, limitación de los periodos de pago

---

<sup>49</sup> Dictamen en el expediente C 60/00, de 10 de enero de 2001. El Consejo de Ministros no se opuso, pero estableció determinadas condiciones. En el expediente C 54/00, Unión Eléctrica Fenosa-Hidroeléctrica del Cantábrico, el TDC consideró la operación improcedente (17 de mayo de 2000) y el Consejo de Ministros se opuso.

del canon de conexión, ejercicio de sus poderes de planificación, etc.) junto a otras de signo contrario.

Conviene tener presente que el suministro de energía es un sistema, y que el gas y la electricidad son subsistemas, estrechamente relacionados, también porque hoy por hoy el futuro parque de generación eléctrico es un parque de ciclos combinados. A esta filosofía respondió, sin duda, el Consejo de Ministros de la Energía celebrado en Bruselas en mayo de 2000, entre cuyas conclusiones se afirma que los Estados miembros están interesados, en el contexto por lo general positivo de liberalización y competitividad global, en crear condiciones sociales adecuadas que faciliten los cambios estructurales industriales necesarios para avanzar hacia mercados de la electricidad y del gas completamente liberalizados. Los medios de comunicación interpretaron entonces y hoy<sup>50</sup> que se estaba favoreciendo la creación de grandes grupos de dimensión europea y, precisamente, esa filosofía es la que ha producido que en la mayoría de los países haya habido en los últimos años movimientos de integración, capaces de crear operadores de servicios globales en condiciones de competir con éxito con grupos similares.

En el momento de adoptar una decisión en el asunto derivado de la OPA de GN sobre Iberdrola, el Gobierno tendría que hacerlo teniendo en cuenta, principalmente, las normas sobre la competencia y no otras normas aplicables al sector del gas natural, pues no todas las normas de la LH, obviamente, tienen por finalidad el mantenimiento de la libre competencia, dado que este particular sector de la energía está presidido no sólo por el principio de libre competencia, sino también, entre otros, por los principios de seguridad, regularidad y continuidad, tres principios que, normalmente, y de acuerdo con una opinión generalizada entre los responsables de la industria gasista, matizan y condicionan la libertad de actuación en el mercado gasista.

Esas cuestiones, en principio, no deberían ser consideradas en el expediente de concentración económica, pues un expediente de ese tipo no debe convertirse en una sala de operaciones en la cual aproveche el Gobierno para arreglar todas las deficiencias de que el sector adolezca (competencia, seguridad, diversificación, separación de

---

<sup>50</sup> «Expansión», de 11 de marzo de 2003.

actividades, etc., etc.). El expediente sobre el cual habría tenido que pronunciarse el Gobierno deriva, en efecto, de un informe del SDC, a partir del cual el Ministro decidió remitir el Proyecto al TDC por considerar que la concentración “«puede obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado»» (art. 15 bis de la LDC), es decir, que era un expediente limitado al problema de la competencia, y a ese asunto habría de limitarse la decisión gubernamental, por mucho que los problemas que tiene el sector gasista español sean otros, además del problema del mantenimiento y de la creación de más competencia. En breves palabras, un expediente de concentración de empresas en el ámbito energético no puede ser utilizado por el Gobierno para ejercitar sus otras potestades sobre el sector gasista y no podrá emplear, a la hora de resolverlo, criterios distintos de los propios de la libre competencia.

Al dictar un acuerdo sobre el asunto, podría el Gobierno haberlo hecho de la manera que establece el art. 17, 1, letra b, y, de acuerdo con el estado general de la opinión pública y de acuerdo con precedentes en otros asuntos relativos a los mercados energéticos, es muy probable que fuese esto lo que el Gobierno hubiese decidido: “subordinar su aprobación a la observancia de condiciones que aporten al progreso económico y social una contribución suficiente para compensar los efectos restrictivos sobre la competencia. Dichas condiciones podrán consistir, entre otras, en la obligación de transmitir ciertos negocios o activos o en la imposición de limitaciones”.

### **11.6 – El régimen de separación de actividades (*unbundling*) y la OPA**

Dado que la operación consiste en la adquisición de una empresa por otra, desde el punto de vista de las reglas jurídicas sobre separación de actividades, no surge ningún problema, ni siquiera si estuviésemos ante una fusión, pues, en todo caso, es de aplicación el art. 63 de la LH, así como el art. 14 de la LSE.

### **11.7 – Garantía del cumplimiento de las inversiones derivadas de la planificación vinculante**

La planificación vinculante afecta, fundamentalmente, a la capacidad total de regasificación y a las instalaciones de transporte de gas y electricidad, y a esas actividades se refiere la Planificación preparada por el Gobierno 2002-2011, de donde

se sigue, por lo expuesto sobre la manera en que la operación afecta al transporte, que ningún riesgo se ha de seguir para el cumplimiento de las inversiones previstas.

## **12 – Opinión de los autores**

### **12.1 – El impacto de la operación sobre la eficiencia interna conjunta**

Desde un punto de vista industrial y financiero esta operación parecía interesante.

La deuda neta de Gas Natural era mínima (1.600 millones de euros) y a pesar de asumir una deuda de Iberdrola del orden de 10.700 millones de euros, el grado de apalancamiento conjunto parecía razonable.

Además, se contemplaban desinversiones en torno a 5.000 millones de euros y el plan de inversiones conjunto se reducía en 4.000 millones de euros.

Si la OPA hubiera prosperado, se crearía un grupo vertical líder en el mercado de gas (desde este momento) y eléctrico (partiendo de la segunda posición). En electricidad, al margen del tamaño, habiéramos asistido al nacimiento de una empresa con una altísima calidad de activos por su acceso privilegiado a las tecnologías clave (hidráulica regulable y gas). En otras palabras: Gas Natural se hubiese posicionado a corto plazo como un agente muy relevante en el sector eléctrico e Iberdrola hubiese ganado esa “batalla por el gas” que vienen librando operadores menores. La empresa fusionada podría, a partir de la fusión, arbitrar relevantemente gas en ambos mercados. También hay que señalar que, si la empresa multiutility (fuera de las grandes cadenas comerciales) tuviera futuro, la posición conjunta en distribución y comercialización de ambas empresas las hubiera colocado en una posición muy ventajosa. También es posible que se hubieran encontrado otras sinergias en mercados latinoamericanos.

### **12.2 – El impacto de la operación sobre la competencia**

Desde el punto de vista de los intereses generales, la operación debe juzgarse sobre todo por sus implicaciones para la competencia futura en el gas y en la electricidad y por tanto por sus consecuencias para los consumidores.

Decimos competencia futura, porque la competencia es en la actualidad muy incipiente, sobre todo en el sector eléctrico (en el gas la subasta de parte del gas argelino ha



reducido notablemente las barreras de entrada), porque no se dan las condiciones de estructura empresarial ni de regulación para una competencia efectiva.

El Gobierno no ha conseguido resolver la contradicción de pretender unas reglas de competencia para el mercado de referencia, que va a seguir siendo, por muchos años, el español (a lo sumo el ibérico) y, al tiempo, salvaguardar la dimensión y la integración vertical de las empresas, para que sean competidores relevantes en un futuro mercado europeo.

La integración constituye a priori un riesgo para la competencia, por lo siguiente:

- a) Gas Natural es el único nuevo entrante en el mercado eléctrico que ha conseguido superar las barreras de entrada y, apoyado en su sólida posición en el mercado del gas, que es la energía relevante de la nueva generación eléctrica para los próximos años y podría contribuir a reducir la concentración horizontal existente en ese mercado.
- b) Iberdrola es, a su vez, uno de los agentes del sector eléctrico que, por su estructura de generación eléctrica y su red de distribución, tiene más oportunidades de convertirse en un competidor relevante en el mercado del gas natural, ya sea sólo o asociado internacionalmente.
- c) A priori se crea un grupo de gas y electricidad con una estructura de generación eléctrica muy competitiva por su control de las dos energías que van a marcar precio en el mercado eléctrico: el agua y el gas, con una fuerte presencia en redes de distribución, y con una capacidad muy importante de negociación para el aprovisionamiento de gas.

Paradójicamente, la operación constituye al mismo tiempo una excelente oportunidad para conseguir en el mercado español grupos empresariales de dimensión suficiente, más equilibrados y más capaces de competir entre sí tanto en gas como en electricidad.

Las oportunidades para la reestructuración empresarial del sector energético en una dirección favorable para la competencia no son frecuentes. Pueden producirse en el marco de planes de reflotamiento de empresas en crisis o como condición para la

concesión de ayudas de transición a la competencia. Pero también pueden derivarse, como en este caso, del dinamismo empresarial, orientado por las condiciones que establezca el Gobierno en el marco de su política de competencia. Estas condiciones debieran conducir, como mínimo, a que la nueva sociedad tenga menor cuota en el mercado de gas (aprovisionamiento y comercialización) que la actual Gas Natural, y menor cuota en el mercado eléctrico que la actual Iberdrola. Si además implican una mayor independencia de Enagas respecto de los agentes del mercado, pueden constituir una base de partida para que la operación implique un progreso hacia mayor competencia.

La ocasión no se debió desaprovechar, porque hubiese permitido al mismo tiempo fortalecer a sus competidores, sobre todo en su acceso al gas, y que los consumidores se apropiasen de una parte significativa de las eficiencias que se obtuvieran con la integración.

No es razonable aspirar a resolver todos los problemas de estructura y regulatorios de los sectores afectados con las condiciones impuestas a esta operación, pero unas condiciones equilibradas, impuestas por el Gobierno, acompañadas de otras medidas de carácter regulatorio, podrían haber contribuido a fortalecer la competencia futura tanto en gas como en electricidad.

### **12.3 – La discutible resolución de la CNE**

Toda OPA en el sector energético pasa por una serie de hitos, unos más interesantes que otros, por debatibles desde un punto de vista académico. No parecía que este hito inicial fuera de gran interés. Tanto es así, que en algún caso ha sido obviado.

Pero la CNE ha publicado la resolución en la que aborta la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola, sobre la base de la disposición adicional 11º de la Ley 34/1998 (de Hidrocarburos), por la que puede denegar la autorización de participación accionarial a una empresa energética si existen “riesgos significativos y efectos negativos directos e indirectos sobre las actividades reguladas”.

La resolución, que alternativamente podría haber aprobado la autorización sin o con condiciones de cumplimiento de ciertas pautas o garantías, no fundamenta suficientemente esta drástica decisión. Los rotundos votos particulares anexos al documento son expresivos al respecto.

Es razonable exigir ciertos ratios de solvencia a las actividades reguladas, e incluso garantías financieras para determinadas inversiones en esas actividades, pero debe hacerse con carácter previo y general, y no recurrir, como ha hecho la CNE, a una evaluación ad hoc cualitativa, llena de juicios de valor y de intenciones, que se justifica en sí misma y resulta irrefutable porque no se apoya en ningún parámetro objetivo.

La OPA no empeora la solvencia conjunta. El desembolso en efectivo por la OPA es equivalente a la desinversión (6.140 millones de euros vs. 5.000 millones). Se puede argüir que finalmente el desembolso en efectivo pudiera aumentar para hacer más atractiva la OPA, pero también es cierto que la venta de activos puede dejar algo más que el mero valor contable, especialmente si éstos se subastan.

La solvencia conjunta (ratio deuda / activos) es mejor que la media del sector energético y además tendente a mejorar en la medida en que aumente el flujo de caja y se amortice deuda. Efectivamente, el ratio sería aproximadamente el 65% al día siguiente de la fusión, del orden del 61% a los seis meses (tras las desinversiones) y en torno al 50% en 2006, ya que el cash flow (generado entre 2003 y 2006) supera en 5,6 veces las inversiones conjuntas comprometidas en actividades reguladas.

Merece la pena destacar que la CNE informó favorablemente en el caso Unión Fenosa – Hidrocarbónico (en abril de 2000) con un ratio de solvencia (al día siguiente de la fusión) del 68%. El ratio de solvencia en la actualidad (para las actividades reguladas) es del orden del 67% tanto para Endesa como para Unión Fenosa. Hay que señalar, además, que en el caso de la integración Endesa – Iberdrola no se consideró necesario informar sobre el impacto en las actividades reguladas, presumiblemente porque no era negativo.

Respecto al perfil de riesgo, cabe destacar que la sociedad integrada, frente a otras grandes compañías energéticas españolas presenta una menor exposición en

Latinoamérica (8,8% del EBIDTA frente al 32,9% de Endesa y el 23,1% de Unión Fenosa), una menor exposición ante las actividades de diversificación (4,2% del EBIDTA, frente al 1,5% de Endesa y el 14,6% de Unión Fenosa) y frente al riesgo de cambio (13% de deuda en moneda extranjera frente al 41% de Unión Fenosa; no dispongo de datos de Endesa).

Además Gas Natural se comprometía a mantener un ratio fondos propios / fondos totales mínimo de 0,3 en cualquier filial que realice actividades reguladas.

No eran previsibles tensiones de liquidez en la sociedad conjunta dada su sólida posición de tesorería (working capital del 112% frente al 59% de Endesa y del 62% de Unión Fenosa).

La fusión mejoraba la solvencia para electricidad (Iberdrola) y empeoraba para gas (Gas Natural). No parece razonable que haya exigencias asimétricas de solvencia gas – electricidad, especialmente cuando el gas no es un servicio esencial. La exposición de motivos de la Ley de Hidrocarburos dispone que “la homogeneidad se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico...” y también que “a diferencia del sector eléctrico, cuyos suministros son considerados de carácter esencial (...) se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público...”. Entendemos que el espíritu de la Ley es otorgar un tratamiento igual (en cuanto a la solvencia) a la red de gas y electricidad, y si no fuera así, exigiría mayor solvencia y menor riesgo a los suministros de carácter esencial.

Pero por ser tal vez clave, hablaremos de la distribución de gas en el grupo fusionado.

Respecto a la calidad del servicio de la red actual, señalemos que depende fundamentalmente de los gastos en operación y mantenimiento (O&M), que es un gasto y no una inversión. Y los gastos en O&M no tenían por qué verse afectados, máxime cuando no se contemplaban recortes de plantilla. Además, la calidad en el servicio es la mejor del sector (tanto en gas como en electricidad).

Respecto a la red futura, el plan de inversiones conjuntas 2003 – 2006 (1.588 millones de euros para distribución eléctrica y 1.510 millones para distribución de gas) no

planteaba reducciones significativas. Al parecer, las desinversiones presentadas al Servicio de Defensa de la Competencia no tendrían impacto alguno en las actividades reguladas y se realizarían siempre que los compradores garantizaran las obligaciones regulatorias..

La resolución de la CNE se preocupa por una posible reducción en el plan de inversiones en distribución. Pero no tiene en cuenta que Gas Natural asumía el total de las inversiones previstas por ambas empresas (2003-2006), que podía haber garantizado mediante avales estas inversiones y también estudiar otros compromisos que permitieran garantizarlas. Además, la generación de fondos prevista para el grupo consolidado hasta 2006 permitía cubrir 5,6 veces las inversiones comprometidas por las dos compañías en actividades reguladas.

Es posible que exista, como sugiere la CNE, un problema de control de los flujos financieros y de las subvenciones cruzadas entre las actividades en competencia y las actividades reguladas de un mismo grupo empresarial, aspecto no contemplado por la Ley de Hidrocarburos. Ello refuerza la posición de quienes, por razones sobre todo de competencia, defienden la separación de propiedad de esas actividades. Pero se trata, de nuevo, de un problema general del sector energético, y no de la operación concreta planteada. Un problema al que hay que dar una respuesta proporcionada, porque la lógica de la argumentación de la CNE conduce, casi inevitablemente, a la intervención administrativa de las actividades reguladas. A pesar de ello, Gas Natural daba prioridad absoluta a las inversiones en actividades reguladas, y garantizaba un compromiso de inyección de flujos de caja de actividades no reguladas a actividades reguladas si fuera necesario, y una inyección de capital si los ingresos regulados no lograran por sí solos mantener el ratio del 30% de fondos propios / fondos totales. También se comprometía a ubicar el fondo de comercio de la operación fuera de las actividades reguladas.

Se indica que la operación podría afectar al desarrollo de la red de gas, si Gas Natural diera prioridad a las áreas donde están localizadas las redes de distribución de Iberdrola; pero los planes de expansión de Gas Natural le obligan a actuar en todo el territorio, y no es posible crecer a ese ritmo sólo en zonas ya maduras en gas, como Levante y Madrid. Además existen convenios firmados para extender las redes de distribución de gas, con las once Comunidades Autónomas donde está presente Gas Natural y de la

trayectoria de la compañía se deduce que ha cumplido siempre sus compromisos de inversión en todos los mercados.

También se apuntan dudas relativas a la solvencia conjunta, pero el ratio deuda / activos de la empresa resultante es mejor que la media del sector energético y, además, tendente a mejorar en la medida en que aumente el flujo de caja y se amortice deuda. Dicho ratio sería aproximadamente del 65% al día siguiente de la fusión, del orden del 61% a los seis meses (tras las desinversiones) y en torno al 50%, en 2006. Tampoco parece que el rating de la empresa fusionada hubiera sido peor que el de Endesa, por poner un ejemplo.

Asimismo se apunta el riesgo derivado de las desinversiones presentadas al Servicio de Defensa de la Competencia. Pero estas no tendrían impacto en las actividades reguladas, ya que las que se hubieran realizado, lo serían conforme a los requisitos legales y técnicos para permitir la continuación de la operación por los nuevos adquirientes. Como garantía añadida, dichas desinversiones se realizarían siempre y cuando existieran compradores que garantizaran el cumplimiento de las obligaciones regulatorias; en caso contrario se mantendrían los activos dentro del Grupo.

El caso es que, después de esta decisión, ya tenemos precedentes para todos los gustos. En el caso Endesa – Iberdrola (finales de 2000), por ejemplo, la CNE no consideró necesario siquiera imponer condiciones. En el caso de Unión Fenosa – Hidrocarbónico no se exige a la empresa adquirente aportar ningún tipo de compromiso. La resolución parece ignorar estos precedentes.

Pero donde la CNE ha sido más sorprendente, y más innovadora desde el punto de vista jurídico, ha sido en la denegación de una autorización con condiciones, con el argumento de que el interesado podría no cumplir las condiciones impuestas, y la situación podría resultar irreversible. Se trata de una novedad en el ámbito del derecho administrativo, y en particular del derecho de la competencia. Conduce a la CNE, de hecho, a atribuirse unas facultades que no le confiere la ley, instaurando una consulta previa antes de tomar ninguna iniciativa empresarial en la que estén implicadas actividades energéticas reguladas.

Consideramos urgente clarificar los criterios y los procedimientos de la toma de decisiones de la CNE porque, aunque se trate de un organismo independiente, sus decisiones no pueden ser discrecionales, sino regladas. La decisión adoptada por la CNE sobre la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola, sin oír al afectado, sin atenerse a los precedentes de sus propias decisiones, y sin fundamentar sólidamente sus razonamientos en criterios y parámetros objetivos y válidos con carácter general para el sector, y no sólo con argumentos de ocasión, llenos de apreciaciones subjetivas y de juicios de intenciones, e incorporando a nuestro ordenamiento novedades jurídico-administrativas como resolver negativamente ante la mera eventualidad de que se incumpla lo resuelto, avala esta urgencia.

Si esta decisión no ha sido arbitraria ni responde a intereses políticos a corto plazo, y no puede serlo porque la CNE es un organismo “independiente” y técnicamente muy solvente, y aunque el documento evita cuantificar y precisar, se ha creado un precedente y unos parámetros que han de ser válidos para juzgar el estado actual de las compañías energéticas y otras operaciones en el futuro, especialmente en lo que se refiere a solvencia, a origen y aplicación de fondos de las actividades reguladas y al seguimiento del plan de inversiones en actividades reguladas.

Debemos subrayar, aunque resulte obvio, que no hay ninguna prueba objetiva que demuestre que los miembros de la CNE han emitido su voto con falta de libertad y que, por tanto, no se han comportado de modo independiente. El problema no es ese, sino otro distinto: ¿crea la norma jurídica un marco adecuado para evitar que la CNE pueda, eventualmente, carecer de independencia? La CNE es una de las llamadas Administraciones Independientes, que, sin embargo, tiene un reducido número de funciones ejecutivas, es decir, de resolución de procedimientos.

Además, la práctica totalidad de sus resoluciones han de ser recurridas ante el Ministro de Economía si los interesados quieren que el asunto sea conocido por los tribunales de justicia. Con razón se ha dicho que más que de una Administración independiente se trata de una Administración desconcentrada (Gallego Anabitarte). En este contexto, llama poderosamente la atención que siendo reducido el número de asuntos en que la CNE está llamada a adoptar una decisión, no se hayan establecido los procedimientos a que haya de someterse en esas contadas ocasiones (salvo las generalidades contenidas

en el Reglamento de la CNE, que data de 1999) y si bien la Comisión actúa con sujeción –como no podía ser menos- a la LRJPAC, la singularidad y complejidad de las cuestiones que suelen verse implicadas en esos asuntos impone que la obligación de adaptar sus procedimientos sea todavía más perentoria. Una de las funciones ejecutivas de la CNE es la ejercitada el 30 de abril de 2003, cuando denegó la autorización a Gas Natural para que adquiriese participaciones en Iberdrola. La breve parte dispositiva de la resolución adoptada (insisto, ni informe ni dictamen, sino resolución) dice así: «el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de la Energía acuerda denegar la autorización solicitada por Gas Natural SDG, S.A. para realizar la operación consistente en la toma de participación en el capital social de Iberdrola, S.A.» (a continuación, señala que la resolución es recurrible en alzada ante el Ministro de Economía en el plazo de un mes). Al margen de las cuestiones sustantivas, parece ser –así se desprende de la larga resolución hecha pública en la página web de la CNE- que no ha habido trámite de audiencia de la empresa verdaderamente interesada en el expediente (es decir, de la empresa titular de los derechos afectados por la resolución), que es Gas Natural, pues la resolución fue adoptada sobre la base de alegaciones que no fueron trasladadas al interesado, como exige la Ley de Procedimiento, una vez instruido el expediente e inmediatamente antes de elaborar la propuesta de resolución.

Sustantivamente, se tiene la impresión de que el partido se ha jugado en un terreno de juego distinto a aquel donde hubiese debido jugarse, pues el terreno ha sido el de las actividades reguladas y no el más adecuado en una operación de este calado, que es el terreno del mercado y de la competencia. Y, sustantivamente también, la mayoría de las objeciones que la CNE presenta no derivan de la operación en si misma, sino del cumplimiento de la Ley, y la Ley ha de ser cumplida por todos los agentes: por Iberdrola, por Gas Natural, por la CNE y por una eventual empresa resultado de la operación. En particular, el riesgo de que las actividades reguladas financien las no reguladas puede fácilmente conjurarse con la simple aplicación de las normas que regulan la separación contable de actividades, de la misma manera que no puede dejar de otorgarse una autorización (a la cual y a diferencia, por ejemplo, de la concesión, se tiene derecho, siempre que se cumplan los requisitos fijados por la norma), por la mera posibilidad de que las condiciones a que se someta no vayan a ser cumplidas. Todos los operadores del sistema, tanto los que hayan de considerarse como ganadores como los que, en apariencia, son los perdedores, están interesados en que esta decisión sea examinada jurídicamente. Los perdedores porque en ella se ventila uno de los derechos



más elementales de las economías de mercado, cual es el derecho de libertad de empresa; y los ganadores porque la resolución crea un peligroso precedente que puede volverse, a medio o largo plazo, contra ellos. El ordenamiento jurídico español de la energía es un ordenamiento en transición de un sistema monopolista a uno liberalizado. En esta transición, se ha reputado conveniente, y hay elementos para defender que ha sido la decisión acertada, que las autoridades encargadas de velar por el funcionamiento competitivo y seguro del sistema energético no sean únicas, sino que los poderes regulatorios sigan todavía en manos del Gobierno, asistido por la CNE. Hemos de caminar, sin embargo, al tiempo que se completa la transición, a un sistema en que el árbitro del mercado sea verdaderamente independiente, un sistema diseñado por la norma y sujeto a la norma, de manera que la independencia no radique exclusivamente en el interior de cada vocal de la CNE (sólo ellos saben, en efecto, si han sido o no independientes a la hora de decidir), sino que esté garantizada por el derecho y la CNE se comporte, como nos enseñaba el Maestro Garrido –desaparecido de entre nosotros hace muy poco tiempo- de acuerdo con el principio de *indiferencia*.

Gas Natural ha decidido no recurrir la resolución de la Comisión Nacional de la Energía desautorizando su OPA. La empresa ha considerado, probablemente con razón, que debía pasar página, recuperar el consenso entre sus accionistas, concentrarse en redefinir su estrategia, y evitar la confrontación con el Gobierno.

Imaginamos la frustración que deben sentir los promotores de la operación, porque en su propuesta creían haberse anticipado a todas las observaciones, inquietudes y preocupaciones que podían esperar de la CNE y del Tribunal de Defensa de la Competencia, a la luz de sus informes y resoluciones precedentes, y de los parámetros aceptados para otras empresas del sector. Pero para su sorpresa suspendieron el primer ejercicio, el que ellos, como casi todos, consideraban de trámite. Podían haber ofrecido, o aceptado, mayores desinversiones en activos, garantías financieras firmes, o mayores inversiones en redes, para responder a todos los reparos, justificados o peregrinos, utilizados por la CNE para respaldar su decisión, pero hubiera sido inútil.

En lugar de hacer público un baremo, la CNE ha decidido convertir cada informe y resolución en un ejercicio sorpresa para los examinandos, con criterios diferentes para cada ocasión. Es razonable exigir ciertos ratios de solvencia a las actividades reguladas,

e incluso garantías financieras para determinadas inversiones en esas actividades, pero debe hacerse con carácter previo y general, y no recurrir, como ha hecho la CNE, a una evaluación ad hoc cualitativa, llena de juicios de valor y de intenciones, que se justifica en sí misma y resulta irrefutable porque no se apoya en ningún parámetro objetivo.

Tampoco se sostiene la renuncia a exigir garantías adicionales, porque ello significaría plasmar un criterio que inevitablemente habría posteriormente que generalizar. Es de suponer que, llegado el caso, se haría a través de una norma legal, y no sólo por la decisión no reglada de un “organismo independiente”.

Es posible que exista, como sugiere la CNE, un problema de control de los flujos financieros y de las subvenciones cruzadas entre las actividades en competencia y las actividades reguladas de un mismo grupo empresarial. Ello refuerza la posición de quienes, por razones sobre todo de competencia, defendemos la separación de propiedad de esas actividades.

Pero se trata de un problema general del sector energético, y no de la operación concreta planteada. Un problema al que hay que dar una respuesta proporcionada, porque la lógica de la argumentación de la CNE conduce, casi inevitablemente, a la intervención administrativa de las actividades reguladas.

Pero donde la CNE ha sido más sorprendente, y más innovadora desde el punto de vista jurídico, ha sido en la denegación de una autorización con condiciones, con el argumento de que el interesado podría no cumplir las condiciones impuestas, y la situación podría resultar irreversible. Se trata de una novedad en el ámbito del derecho administrativo, y en particular del derecho de la competencia. Conduce a la CNE, de hecho, a atribuirse unas facultades que no le confiere la ley, instaurando una consulta previa antes de tomar ninguna iniciativa empresarial en la que estén implicadas actividades energéticas reguladas.

Para colmo, la CNE nos ha privado del mucho más relevante examen de la operación desde el punto de vista de la competencia, aspecto en el que sorprende tanta dureza por parte del Gobierno a la hora de enjuiciar los movimientos empresariales de reordenación

del sector energético, y sin embargo tanta complacencia con una estructura y un funcionamiento de tan magros resultados para la competencia.

El desistimiento de Gas Natural nos va a impedir contrastar, administrativa y judicialmente, si la CNE puede adoptar una resolución categórica de denegación de una autorización que, aunque se trate de un organismo “independiente”, no puede ser discrecional sino reglada, sin oír al afectado, sin atenerse a los precedentes de sus propias decisiones, y sin fundamentar sólidamente sus razonamientos en criterios y parámetros objetivos y válidos con carácter general para el sector, y no sólo con argumentos de ocasión, llenos de apreciaciones subjetivas y de juicios de intenciones. Pero también nos vamos a quedar sin saber si la CNE tiene capacidad legal para incorporar a nuestro ordenamiento novedades jurídico - administrativas como resolver negativamente ante la mera eventualidad de que se incumpla lo resuelto.

Con esta decisión, la CNE, en lo que más bien parece un ejercicio desproporcionado de intervencionismo del Gobierno por organismo interpuesto, precisamente en uno de los escasos ámbitos en los que la CNE tiene potestad resolutoria, nos lo ha puesto difícil a quienes sostenemos, a pesar de todo, que su papel debe ser reforzado, porque acumula gran cualificación técnica, y puede contribuir a la transparencia del proceso regulatorio, a reducir el riesgo de “captura” del regulador por los regulados, y a incorporar una cierta independencia de criterio respecto del poder político.

Pero es necesario clarificar sus criterios y procedimientos, y plasmarlos en normas legales, porque sus decisiones deben ser regladas. La independencia nunca debe confundirse con discrecionalidad, y mucho menos con arbitrariedad.

## 13 – Bibliografía

Ariño Ortiz, G., y Del Guayo Castiella, I. (2000), “La regulación de las actividades gasistas”, Documentación Administrativa, núm. 256, 95-144.

Ariño Ortiz, G. y López de Castro, L. (2003), “La competencia en sectores regulados. Regulación empresarial y mercado de empresas”, 2ª ed., ampliada

Baumol, W. (1982). "Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure". American Economic Review. 72.1.

Baumol, W., J.C. Panzar y R.D. Willig. (1982). “Contestable markets and the theory of industry structure”. Harcourt Brace Jovanovich.

Chen, Y. (2001), “On Vertical Mergers and their Competitive Effects”, RAND Journal of Economics, 32,4, 667-685.

Clarke, R. (1985). “Industrial economics”. Basil Blackwell.

Daniel, T. (2002), “Analysing the Effects of Vertical Mergers: Incentives Matter, But Market Shares Do Not”, Antitrust Insights (NERA), September/October 2002.

Documento disponible on-line at <http://www.nera.com>

Guayo, I. Del (2001), “Tarifas, peajes y cánones del gas natural”, en Ariño Ortiz, G. (editor), Precios y tarifas en sectores regulados, 47-85.

Guayo, I. Del (2001), “El Sistema Gasista y su Gestión Técnica”, Revista Jurídica de Navarra, núm. 32, 49-76.

Guayo, I. del (2001), Energy Law in Spain (Capítulo XII), en Roggenkamp, M.M., Ronne, A., Redgwell, C. y Del Guayo, I. (editores), Energy Law in Europe. National, EU and International Law and Institutions, 831-900.

Guayo I. Del (2002), “La liberalización del gas y la generación de recursos hídricos”, Revista de Estudios de la Administración Local, núm. 288, 171-194.

Kaserman, D. y J. W. Mayo. (1995). “Government and business. The economics of antitrust and regulation”. The Dryden Press.

Khan, A. (1995). “The economics of regulation. Principles and institutions”. The MIT Press. 6<sup>th</sup> printing.

Kreps, D. y J. Schienkman (1983), “Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes”, BELL Journal of Economics, 14, 326-37.

McAfee, R.P. (1999), “The Effects of Vertical Integration on Competing Input Suppliers”, Federal Reserve Bank of Cleveland Economic Review, 35, 1.

Shy, O. (1995). “Industrial organization. Theory and applications”. The MIT Press.

Stigler, G.J. (1968). “The organisation of the industry”. Irwin.

TDC (1999 a) C 38 /99. Toma de control conjunto de la Sociedad GAS ARAGÓN S.A. por parte de ENDESA S.A. y GAS NATURAL SDG S.A. / Integración de las autorizaciones administrativas de distribución de gas de MEGASA (Grupo ENDESA) en GAS ANDALUCIA S.A. (Grupo GAS NATURAL). Madrid, 6 de mayo de 1999

TDC (2000 a) C 54 / 00. Adquisición de Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. por Unión Eléctrica Fenosa, S.A., mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones. Madrid, 17 de mayo de 2000

TDC (2000 b) C 60 / 00. Expediente de concentración económica ENDESA / IBERDROLA

Tirole, J. (1990). "La teoría de la organización industrial". Ariel Economía.

Viscusi, W.K, J. M. Vernon y J. E. Harrington. (1995) "Economics of regulation and antitrust". The MIT Press. 2<sup>nd</sup> edition.

Watt, R. y J. de Quinto (1998), "On the Optimal Regulation of Oligopoly Industries". presentado en la reunión anual de la American Economic Association (Chicago).

Watt, R. (2002), "A Generalized Oligopoly Model", *Metroeconomica*, 53, 1, 46-55.

Watt, R. y J. de Quinto (2003), "Some Simple Graphical Interpretations of the Herfindahl-Hirschman Index and Their Implications", documento de trabajo, CEU.

## Glosario de términos

Bcm	Billion cubic meters (miles de millones de m <sup>3</sup> de gas)
CO	Formulario de concentración
CNE	Comisión Nacional de la Energía
CTC	Costes de Transición a la Competencia
DA	Disposición Adicional
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
DOCE	Diario Oficial de las Comunidades Europeas
DT	Disposición Transitoria
EVE	Ente Vasco de la Energía
GN	Gas Natural SDG
GNL	Gas natural licuado
HHI	Índice Herfindal-Hirschman
LDC	Ley núm. 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia
IPC	Índice de precios al consumo
LH	Ley de Hidrocarburos
LNG	GNL
LRJPAC	Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común
LSE	Ley del Sector Eléctrico
OPA	Oferta pública de adquisición de acciones
OPV	Oferta pública de venta de acciones
RCOCE	Reglamento CEE/4064/1989, de 21 de diciembre, sobre el control de las concentración entre empresas
RD	Real Decreto
RD-L	Real Decreto Ley
REE	Red Eléctrica de España SA
SDC	Servicio de defensa de la Competencia
TDC	Tribunal de Defensa de la Competencia