

# CONCENTRACIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO: GAS NATURAL/ENDESA VS GAZ DE FRANCE/SUEZ. ALGUNOS APUNTES COMPARATIVOS

Jordi FORNELLS DE FRUTOS \*

Subdirección General de Concentraciones

Servicio de Defensa de la Competencia

## 1. INTRODUCCIÓN

En la Unión Europea existe un sistema de control de concentraciones con dos niveles competenciales paralelos: el de la Comisión Europea y el de las autoridades de competencia de los Estados miembros. Cuando la Comisión Europea está habilitada legalmente para estudiar una operación de concentración, la competencia de los Estados miembros queda automáticamente excluida.

Por otra parte, el sector energético es un sector estratégico en el que la Comisión Europea ha impulsado un proceso de liberalización con el objetivo de crear un mercado único de la energía, que servirá para garantizar los objetivos comunitarios de sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento<sup>1</sup>. No obstante, todavía persisten numerosas barreras entre los distintos mercados nacionales, como las diferencias regulatorias o la falta de capacidad de interconexión, que por el momento imposibilitan la integración de los mismos.

En este contexto, las operaciones de concentración entre empresas del sector energético inciden de manera significativa en la configuración de los mercados nacionales energéticos y en la efectividad del proceso de liberalización. Estas operaciones pueden ser pro competitivas, facilitando la eliminación de la fragmentación nacional de los mercados energéticos, pero a

---

\* El autor es el único responsable de las opiniones vertidas en este artículo, que en ningún caso suponen la posición institucional del Servicio de Defensa de la Competencia.

<sup>1</sup> Ver Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo: *Una Política Energética para Europa*. COM (2007)1, [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/es/com/2007/com\\_2007\\_0001es01.doc](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/es/com/2007/com_2007_0001es01.doc).

su vez pueden tener efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva o sobre la seguridad de suministro energético.

El análisis de competencia de las operaciones de concentración en el sector energético suele corresponder a la Comisión Europea, dado el elevado volumen de negocios que por norma general tienen las empresas afectadas.

Sin embargo, existen casos, especialmente en las concentraciones entre empresas del mismo país, en los que la operación de concentración no es de dimensión comunitaria, como consecuencia de la regla de los dos tercios prevista en el Reglamento CE 139/2004, del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de concentraciones entre empresas<sup>2</sup>, y por lo tanto son competentes para estudiarla las autoridades nacionales de competencia.

Un buen ejemplo de la aplicación de la regla de los dos tercios ha sido la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA<sup>3</sup>, estudiada por las autoridades de competencia españolas, y que se instrumentaba a través de una Oferta Pública de Adquisición (OPA) lanzada por la primera sobre la segunda el 5 de septiembre de 2005.

Cabe resaltar en relación con esta operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA que las distintas autoridades que han intervenido en la misma han mantenido criterios diferentes.

Por una parte, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) recomendó en su Informe-dictamen preceptivo y no vinculante de 5 de enero de 2006<sup>4</sup> la prohibición de la operación de concentración<sup>5</sup>.

Por otra parte, la Comisión Nacional de la Energía (CNE), en su informe preceptivo y no vinculante de 20 de diciembre de 2005<sup>6</sup>, recomendó autorizar la operación de concentración con determinadas condiciones<sup>7</sup>.

---

<sup>2</sup> Tanto el apartado 2 como el 3 del art. 1 de este Reglamento 139/2004, que regulan los umbrales de volumen de negocios a partir de los cuales una operación de concentración tiene dimensión comunitaria, prevén una excepción denominada la regla de los dos tercios. En los casos en los que todas las empresas participantes en la concentración obtienen más de dos tercios de su volumen de negocios comunitario en el mismo Estado miembro, la operación de concentración deja de tener dimensión comunitaria, independientemente de que se superen o no los umbrales.

<sup>3</sup> En este caso, la misma aplicación de la regla de los dos tercios fue polémica, pues ENDESA consideró que para calcular su volumen de ventas de 2004 eran de aplicación las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y que con esas cuentas su volumen de ventas en España no superaba los dos tercios de su volumen de ventas en la Unión Europea. No obstante, la Comisión Europea consideró que la regla de los dos tercios sí que se cumplía en este caso (ver decisión en el caso M.3986 GAS NATURAL/ENDESA —todavía no publicada—).

Esta decisión de la Comisión Europea ha sido confirmada mediante sentencia, de 14 de julio de 2006, del Tribunal de Primera Instancia de las Comunidades Europeas en el caso T-417/05.

<sup>4</sup> Ver informe C-94/05 GAS NATURAL-ENDESA, en <http://www.tdcompetencia.es/PDFs/concentraciones/9405.pdf>.

<sup>5</sup> Este informe-dictamen contó con un voto particular discrepante, que recomendaba autorizar la operación con determinadas condiciones.

<sup>6</sup> Ver informe disponible en [http://213.27.142.19/cne/doc/publicaciones/cne33\\_05.pdf](http://213.27.142.19/cne/doc/publicaciones/cne33_05.pdf).

<sup>7</sup> Esta decisión fue contestada por cuatro vocales de la CNE, que consideraron que las condiciones propuestas eran insuficientes para solventar los problemas de competencia detectados.

Finalmente, el Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 acordó autorizar con condiciones la operación de concentración<sup>8</sup>, las cuales se diferenciaban en algunos casos de las recomendadas por la CNE o el voto particular del TDC.

Ante estas posiciones discrepantes entre las autoridades españolas que han intervenido en el caso GAS NATURAL/ENDESA, puede ser interesante comparar el análisis de este caso con el análisis que la Comisión Europea hizo en una operación de concentración, el caso M.4180 GAZ DE FRANCE/SUEZ. En ambos casos están involucradas empresas presentes en los sectores del gas natural y de la electricidad.

Por ello, el objeto del presente artículo va a ser trazar unos apuntes comparativos entre ambas operaciones de concentración, sin ánimo de exhaustividad, a fin de destacar sus similitudes y diferencias.

En un primer apartado se va a analizar el caso GAS NATURAL/ENDESA, describiendo la naturaleza de la operación de concentración y sus partes, los mercados afectados, los problemas sobre la competencia efectiva detectados y las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros para solventarlos.

En un segundo apartado se va a analizar el caso GAZ DE FRANCE/SUEZ, describiendo la naturaleza de la operación de concentración y sus partes, los mercados afectados, los problemas sobre la competencia efectiva detectados y los compromisos aceptados por la Comisión para solventarlos.

Por último, se van a plantear algunas similitudes y diferencias existentes entre ambos casos, lo que va a permitir concluir que existe una razonable convergencia entre la Comisión Europea y las autoridades de competencia españolas a la hora de analizar operaciones de concentración en el sector energético.

## 2. CASO GAS NATURAL/ENDESA

### A. LA OPERACIÓN Y LAS PARTES

La operación de concentración de GAS NATURAL/ENDESA se planteó como la adquisición por GAS NATURAL SDG, S. A. (GAS NATURAL) del control exclusivo de ENDESA, S. A. (ENDESA) mediante una OPA sobre el 100 % de su capital social, anunciada el 5 de septiembre de 2005.

GAS NATURAL es una compañía energética integrada, activa primordialmente en el aprovisionamiento, distribución y suministro de gas natural, que también es un nuevo entrante en el sector de la generación, distribución

---

<sup>8</sup> Publicado en BOE de 4 de febrero de 2006. Ver <http://www.dgdc.meh.es/Acuerdos%20Consejo%20Ministros/N05082ACMWEB.pdf>.

y suministro de electricidad. Su principal actividad se desarrolla en el sector gasista en España, donde es el principal agente.

GAS NATURAL está en el momento de la notificación bajo el control conjunto<sup>9</sup> de REPSOL-YPF, S. A. (REPSOL) y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (LA CAIXA).

ENDESA es una compañía energética integrada, activa primordialmente en la generación, distribución y suministro de electricidad, donde es uno de los primeros operadores, aunque también es un nuevo entrante en el sector del aprovisionamiento, distribución y suministro de gas natural. ENDESA no está en el momento de la notificación bajo el control de ninguna persona física o jurídica.

## B. MERCADOS AFECTADOS

El TDC distinguió tres grandes bloques de mercados afectados en el caso GAS NATURAL/ENDESA: mercados del sector de gas natural, mercados del sector eléctrico y otros mercados afectados<sup>10</sup>.

### a) *Mercados del sector del gas natural*

Dentro del sector del gas natural, el TDC delimitó como mercados afectados:

- *Aprovisionamiento.* Comprende la adquisición y realización de las actividades necesarias para situar el gas en el territorio en el que va a ser consumido.

El TDC consideró que la dimensión geográfica de este mercado alcanza, al menos, a la totalidad del Espacio Económico Europeo (EEE), incluyendo a Rusia y Argelia. Sin embargo, el TDC centró su análisis de este mercado sobre el gas aprovisionado con destino a España.

---

<sup>9</sup> No obstante, el SDC, el TDC y el Consejo de Ministros consideraron que GAS NATURAL no formaba parte de ningún grupo a los efectos del art. 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores. Por este motivo, LA CAIXA y REPSOL no fueron incluidos dentro de GAS NATURAL a efectos del cálculo de su volumen de ventas o de la sujeción a las condiciones impuestas por el Consejo de Ministros. Sin embargo, sí se tuvo en cuenta la presencia de REPSOL en los mercados energéticos a efectos del análisis sustantivo.

Esta situación contrasta con la normativa europea, en particular el art. 5.4 del Reglamento 139/2004, conforme al cual GAS NATURAL, REPSOL y LA CAIXA hubiesen formado parte de un grupo a efectos del cálculo del volumen de ventas de GAS NATURAL.

<sup>10</sup> En particular, el TDC analizó las actividades que comprenden los hidrocarburos líquidos y los GLP, a pesar de que ENDESA no estaba presente en los mismos. Hizo esto porque estos hidrocarburos son sustitutivos cercanos al gas natural y se utilizan como combustible en algunas centrales de generación eléctrica. No obstante, estos mercados no se desarrollarán en este artículo porque el Consejo de Ministros no impuso condiciones que afectasen a estos mercados.

- *Infraestructuras de importación.* Comprende las plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL) y los gasoductos internacionales. Este mercado fue delimitado geográficamente por el TDC como nacional peninsular.
- *Transporte.* Abarca los gasoductos nacionales de la red básica y secundaria y, en su caso, las infraestructuras de almacenamiento. Su dimensión geográfica fue delimitada como nacional peninsular.
- *Distribución.* Incluye los gasoductos de 16 o menos bares de presión y aquellos que tienen por objeto conducir el gas a un único consumidor.

El TDC consideró que su ámbito geográfico comprende el área que abarcaban las autorizaciones administrativas. No obstante, el TDC estudió la dinámica competitiva de estos mercados en el nivel nacional.

- *Suministro a clientes finales.* Como consecuencia del proceso de liberalización, el TDC optó por no diferenciar entre suministro a tarifa y comercialización a precio libre, pues todos los consumidores tienen derecho a acudir al mercado libre, y un número importante de ellos lo ha hecho (80% del gas suministrado en 2004).

En cambio, el TDC optó por distinguir el suministro a grandes clientes, el suministro a clientes domésticos y PYMES y el suministro para generación eléctrica, puesto que las características del suministro varían sustancialmente en función del tipo de cliente al que se dirija.

El TDC delimitó geográficamente estos mercados como nacionales.

## b) *Mercados del sector eléctrico*

Dentro del sector eléctrico, el TDC delimitó como mercados afectados:

- *Generación.* El TDC consideró que comprende tanto la actividad de generación de electricidad como la importación. También lo denominó mercado mayorista, que abarca tanto las transacciones que se producen en el mercado organizado<sup>11</sup> como a través de contratos bilaterales físicos.

Dentro de este mercado el TDC tuvo en cuenta que dadas las características propias de la red de transporte, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, a menudo todas ellas pertenecientes a la misma empresa, que actúa en tales circunstancias en régimen de monopolio. Por ello, el TDC diferenció un mercado de resolución de restricciones técnicas.

<sup>11</sup> El pool eléctrico, que gestiona en España OMEL. El TDC incluye en el mercado de generación las transacciones del mercado diario, el intradiario y los servicios complementarios.

La dimensión geográfica del mercado de generación fue considerada nacional peninsular.

En cambio, el mercado de restricciones técnicas fue definido como local, abarcando las zonas afectadas por las restricciones técnicas.

- *Distribución.* Incluye la red eléctrica que transmite la electricidad desde la red de transporte a alta tensión hasta el consumidor final.

El TDC consideró que su ámbito geográfico comprende el área que abarcaban las autorizaciones administrativas. No obstante, el TDC estudió la dinámica competitiva de estos mercados en el nivel nacional.

- *Suministro a clientes finales.* Al igual que en el suministro de gas, el TDC optó por no diferenciar entre suministro a tarifa y comercialización a precio libre, pues todos los consumidores tienen derecho a acudir al mercado libre y un número importante de ellos lo ha hecho (36 % de la electricidad suministrada en 2005).

El TDC distinguió entre suministro a alta tensión y a baja tensión, puesto que las características del suministro varían sustancialmente en función de la tensión a que se suministre al cliente final.

El TDC delimitó geográficamente estos mercados como nacionales.

### C. PROBLEMAS SOBRE LA COMPETENCIA EFECTIVA DETECTADOS

El TDC analizó la estructura de los anteriores mercados, y destacó que presentan estructuras de oferta bastante concentradas y que en ellos persisten importantes barreras de entrada.

En relación con los *mercados de aprovisionamiento, infraestructuras de importación y transporte de gas natural*, el TDC señaló que GAS NATURAL era el aprovisionador dominante de gas natural con destino a España<sup>12</sup>, que tenía reservada casi la totalidad de la capacidad disponible en los gasoductos internacionales de gas, y que estaba presente en el Consejo de Administración y en el capital social de ENAGAS, titular y gestor de gran parte de la red de transporte y de las infraestructuras de importación.

En línea con esta estructura descrita por el TDC, el Acuerdo de Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 (ACM)<sup>13</sup> indicó que los principales

<sup>12</sup> Con una cuota del 60-70 % en 2004, aunque una parte de la misma (17 puntos porcentuales) se destina por ley a ENAGAS, el operador del sistema, que lo transmite a los distribuidores para el suministro de los consumidores a tarifa.

<sup>13</sup> A la hora de delimitar cuáles eran los efectos de la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA en los mercados afectados se va a tomar como referencia el ACM, pues el Consejo de Ministros es la autoridad administrativa suprema en materia de control de concentraciones, conforme a lo dispuesto en el art. 17 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. No obstante, no existen diferencias sustanciales a la hora de describir los efectos (aunque sí al valorar sus implicaciones) de la operación de concentración entre el ACM, el informe del TDC y el informe de la CNE.

efectos de la operación de concentración en estos mercados eran la adición de la cuota de mercado de aprovisionamiento correspondiente a ENDESA (3 % en 2004) y su desaparición como competidor potencial en este mercado, la adición de la participación de ENDESA del 12 % en el proyecto del gasoducto de Medgaz, cuya entrada en funcionamiento está prevista para 2009, y la adquisición por parte de GAS NATURAL de las participaciones de ENDESA en las regasificadoras de Sagunto y Mugaros, así como de la participación en el capital y en el consejo de administración de ENAGAS.

En lo que respecta al *mercado de mayorista de generación eléctrica*, el TDC indicó que estaba muy concentrado, pues dos empresas (ENDESA e IBERDROLA) copaban gran parte de la capacidad de generación, con parques de centrales eléctricas relativamente complementarios e indispensables para atender la demanda en numerosos periodos. Ambas empresas eran operadores pivotaes, tanto en periodos de demanda alta como baja, siendo el resto de los operadores precio-aceptantes, incluida GAS NATURAL.

Como consecuencia de lo anterior, el ACM consideró que los principales efectos de la operación en este mercado eran el refuerzo de la capacidad de generación y, por tanto, del poder de mercado de ENDESA, mediante la suma de la capacidad instalada de ENDESA (40 %) y de GAS NATURAL (3 %). Este refuerzo era significativo al incorporar centrales de ciclo combinado, tecnología especialmente flexible.

Además, el ACM señaló que la suma de las centrales de ciclo combinado de ambos operadores podía desincentivar la realización de los proyectos que ambos tenían en cartera, con lo que se frenaría el aumento de capacidad instalada en los años siguientes y, con ello, se mantendría el déficit de generación que permite el ejercicio de poder de mercado en el pool en los momentos de demanda alta.

En lo que respecta al *mercado de restricciones técnicas*, el TDC destacó que seis provincias españolas (Cádiz, Castellón, Murcia, Toledo, Córdoba y Barcelona) acumulaban más del 78 % del volumen anual de restricciones consistentes en subir energía en el periodo 2002-2005, y que la naturaleza de la red provocaba que las restricciones técnicas sólo podían ser resueltas por las centrales de generación próximas a la zona de la restricción. En este sentido, para resolver las restricciones de las provincias de Cádiz y Barcelona habían sido requeridas tanto centrales de GAS NATURAL como de ENDESA.

Por ello, el ACM indicó que la adición de capacidad instalada derivada de la operación podía llevar a que GAS NATURAL tuviese el monopolio para la solución de las restricciones técnicas en determinadas zonas de Cataluña y Andalucía.

Por otra parte, el TDC resaltó la *integración vertical existente entre los mercados de generación eléctrica y de suministro de gas natural a centrales eléctricas*. En este último mercado, GAS NATURAL era el único suminis-

trador a terceros, lo que le permitía tener información asimétrica, al conocer las pautas de consumo de las centrales a las que suministra y el coste marginal de las mismas.

Como consecuencia de lo anterior, el ACM consideró que otro de los efectos de la operación era el refuerzo de la integración vertical entre suministro de gas a centrales eléctricas y generación de electricidad, lo que permitiría a la entidad resultante aumentar los precios del gas natural como *input* para la generación y en paralelo aumentar los precios del *pool*, aprovechando además la información sensible de los competidores a los que suministrase gas.

En relación con los *mercados de distribución y suministro de gas natural y electricidad*, el TDC señaló que:

- GAS NATURAL era el principal distribuidor de gas natural, con cuotas superiores al 85 % en 2004, mientras que ENDESA disponía de una cuota del 2 %. Ambas entidades coincidían en Andalucía, Valencia, Castilla y León, Extremadura y Aragón, especialmente en estas dos últimas.
- GAS NATURAL era el principal suministrador en los mercados de suministro de gas natural a grandes clientes, con una cuota del 52 % en 2004, y de suministro a clientes domésticos y PYMES, con una cuota del 90 % en 2004. Por su parte, ENDESA era un nuevo entrante, con una cuota en 2004 del 5 % en el primer mercado y del 3,5 % en el segundo. En suministro de gas para centrales eléctricas, GAS NATURAL era el único suministrador a terceros, entre ellos ENDESA.
- ENDESA era el principal distribuidor de electricidad, con una cuota del 41,5 %, mientras que GAS NATURAL tenía una presencia marginal.
- ENDESA era un importante suministrador, parejo a IBERDROLA, en los mercados de suministro de electricidad a alta tensión, con una cuota del 35 % en 2003, y de suministro a baja tensión, con una cuota del 40 % en 2003. Por su parte, GAS NATURAL era un nuevo entrante, con una cuota en 2003 del 3 % en el primer mercado (que se incrementa al 5,7 % en 2004) y del 0,1 % en el segundo (que también se incrementa al 5,7 % en 2004).
- La integración vertical entre distribución y suministro daba lugar a problemas de información asimétrica, puesto que el distribuidor tenía acceso privilegiado sobre los patrones de consumo de los clientes finales.

En línea con lo anterior, el ACM consideró que los efectos de la operación eran que quedaban en manos de un único operador las redes de gas y electricidad en Andalucía, Aragón, Cataluña y sur de Extremadura, lo que podía reforzar los efectos de la integración vertical ya existente en cada uno de los mercados del gas y de la electricidad, especialmente en el suministro de gas natural a clientes domésticos y PYMES, y en el suministro de electricidad a baja tensión.

Asimismo, esto podía dar lugar a un efecto conglomerado de redes de distribución de gas y electricidad que reforzaría los problemas de información asimétrica existentes, y podía dar una ventaja significativa a la entidad resultante para realizar ofertas duales de gas y electricidad.

Adicionalmente, el ACM señaló que se reforzaba la posición de la entidad resultante en el suministro de gas y electricidad mediante la adición de los respectivos negocios, desapareciendo un competidor potencialmente significativo en cada uno de los mercados de suministro.

En lo que respecta a las *barreras a la entrada*, que reforzaban los anteriores efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva señalados por el ACM, el TDC destacó en el sector del gas las dificultades de acceso directo a las fuentes primarias de aprovisionamiento<sup>14</sup>, el limitado desarrollo de los mercados mayoristas al contado, la saturación de las infraestructuras de importación (en particular, de los gasoductos internacionales), la escasez de capacidad de almacenamiento, las elevadas inversiones necesarias para acceder al suministro de gas<sup>15</sup>, la integración vertical de los principales operadores, la existencia de tarifas reguladas de suministro de gas excesivamente bajas en relación con los costes reales y la fidelización de los clientes.

En el sector eléctrico el TDC resaltó las barreras a la entrada derivadas de la falta de capacidad de interconexión con otros países, la existencia de activos estratégicos<sup>16</sup>, las elevadas inversiones necesarias para acceder y diversificar las fuentes de generación de electricidad, la existencia de costes de transición a la competencia (CTC)<sup>17</sup>, la falta de desarrollo de los contratos bilaterales físicos, la integración vertical de los operadores y la fidelización de los clientes.

#### D. CONDICIONES IMPUESTAS

El ACM decidió autorizar con condiciones la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA, a fin de compensar los efectos restrictivos sobre la competencia efectiva derivados de la operación<sup>18</sup>.

<sup>14</sup> En particular, destacó que para acudir a ellas se necesitaba cerrar contratos a largo plazo, con volúmenes de compra muy elevados.

<sup>15</sup> Que implican escalas mínimas eficientes de entrada bastante elevadas.

<sup>16</sup> El TDC señaló que los mejores emplazamientos para centrales eléctricas y el acceso a los recursos hidroeléctricos estaban en manos de los operadores incumbentes. Asimismo, destacó que era difícil acceder a los combustibles necesarios para las centrales eléctricas, especialmente el gas para las centrales de ciclo combinado.

<sup>17</sup> Los CTC fueron introducidos durante el proceso de liberalización del sector eléctrico. Buscaban compensar las insuficiencias de ingresos para amortizar las infraestructuras eléctricas planificadas previamente a la liberalización. La existencia de estas compensaciones distorsionó el funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas, dado que su reconocimiento efectivo estaba ligado a la evolución del precio del mercado mayorista.

<sup>18</sup> Conviene tener presente que el TDC había recomendado prohibir la operación de concentración porque consideraba que no existían condiciones razonables, realistas, proporcionales y eficaces que

En lo que se refiere a las condiciones para compensar los efectos negativos de la operación en el *mercado de aprovisionamiento de gas natural* a España, el ACM optó por establecer programas de liberación de gas mediante subasta de diversos paquetes de gas a los mejores postores.

Estos programas fueron justificados por el ACM sobre la base de la experiencia de su aplicación en algunas operaciones de concentración comunitarias o en España<sup>19</sup>, por su efectividad a la hora de fomentar la competencia en los mercados mayoristas de gas y para limitar el poder de mercado de GAS NATURAL, así como por garantizar que el gas implicado se destinaría efectivamente a aumentar la competencia en el mercado español.

En particular, el ACM estableció dos programas de liberación de gas a través de subasta, por tres años a partir de 2007, con cantidades y características diferentes, por un total cercano a los 3 bcm<sup>20</sup>, lo que representaba cerca del 10 % de la demanda total en 2005.

El primer programa liberaba cantidades anuales equivalentes al aprovisionamiento de ENDESA durante el ejercicio 2005, cercano a los 2 bcm. Con ello se compensaba la adición horizontal de cuotas de ENDESA.

Como complemento de la anterior, y con el fin de compensar la desaparición de ENDESA como competidor independiente y favorecer la liquidez del mercado mayorista de gas, el ACM estableció un segundo programa de asignación de cantidades mensuales de gas con un horizonte anual de asignación de hasta 1 bcm al año del exceso que resultase del contrato SAGANE I sobre el suministro preciso para cubrir las necesidades de ENAGAS en cuanto a la venta a tarifa<sup>21</sup>.

El ACM encomendaba a la CNE el diseño del procedimiento de subasta, aunque establecía un precio mínimo de salida<sup>22</sup> y que el gas natural adjudicado debía entregarse en cualquiera de los puntos de entrada al sistema gasista peninsular. Asimismo, en relación con el segundo programa de libe-

---

podieran compensar los daños de carácter irreversible que la operación conllevaba. En cambio, el voto particular del TDC y el informe de la CNE sí que habían propuesto una serie de condiciones, distintas en algunos casos, que permitían autorizar la operación de concentración. Las condiciones que finalmente impuso el ACM toman como referencia las propuestas por el voto particular del TDC y por la CNE, pero no las siguió miméticamente.

<sup>19</sup> Ver caso comunitario M.3868 DONG/ELSAM/ENERGI E2, y Orden Ministerio de Economía, de 29 de junio de 2001, sobre aplicación del gas procedente del contrato de Argelia, que estableció un programa de liberación de gas natural en España en los años 2001-2003 que obligaba a GAS NATURAL, el antiguo monopolista, a subastar determinadas cantidades de gas para facilitar la transición a la competencia del sector de gas recientemente liberalizado.

<sup>20</sup> El bcm (*billion cubic meters* o mil millones de metros cúbicos) es una unidad de medida del gas natural, que equivale a 10.000 Mte (millones de termias), a 0,73 millones de toneladas de GNL, a 0,9 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) o a 11.626,4 GWh.

<sup>21</sup> Este contrato había sido firmado con SONATRACH (Argelia) cuando SAGANE, ahora filial de GAS NATURAL, era de titularidad pública. Al escindir ENAGAS de GAS NATURAL en el año 2000, el regulador obligó a GAS NATURAL a vender el gas proveniente de este contrato a ENAGAS, que era quien suministra a los distribuidores el gas vendido a tarifa. Este gas natural penetra en España a través del gasoducto del Magreb y es el más barato en términos económicos.

<sup>22</sup> Ligado a costes de aprovisionamiento y gestión del gas natural a subastar.

ración, el ACM indicó que los excesos que GAS NATURAL percibiese por encima del coste de aprovisionamiento debían ser aplicados a incrementar las inversiones en redes e infraestructuras, en beneficio de la calidad y eficiencia del servicio.

El ACM justificó las cantidades y plazos de estos programas de liberación teniendo en cuenta el tiempo medio necesario para la consecución de contratos de aprovisionamiento en los mercados internacionales, el peso relativo del GNL y su evolución prevista, así como los significativos efectos que sobre la estructura competitiva en aprovisionamiento tendría la entrada en funcionamiento del gasoducto del Medgaz y de nuevas capacidades de regasificación.

Respecto a los *mercados de infraestructuras de importación y transporte de gas natural*, el ACM obligaba a la entidad resultante a desinvertir las participaciones de ENDESA en las regasificadoras de Sagunto y Mugaros, a reducir su participación en el capital de ENAGAS al 1 % y a salir del consejo de administración. De esta manera el ACM buscaba romper la integración vertical estructural con estas infraestructuras de entrada y transporte de la entidad resultante y se evitaban los efectos negativos derivados de la misma.

En relación con los *mercados de generación de electricidad y restricciones técnicas*, el ACM estipuló que la entidad resultante debía enajenar centrales de generación eléctrica con una capacidad instalada equivalente a 4.300 mw. Asimismo, fijó unas condiciones mínimas para los activos a desinvertir: debían ser de tecnologías retirables (de las que al menos 1.200 mw tenían que corresponder a centrales de ciclo combinado o hidroeléctricas modulables); estar en funcionamiento o en pruebas; tener al menos diez años de vida útil restante; y estar instalados en la España peninsular. Con estos requisitos el ACM buscaba que el poder de mercado en el *pool* de la entidad resultante no superase el de ENDESA, y se pretendía evitar desincentivar el desarrollo de nuevos ciclos combinados.

La capacidad de generación a desinvertir era superior a la adición horizontal de cuotas de GAS NATURAL, algo que el ACM justificaba con el argumento de que era necesario compensar los efectos verticales y conglomerados derivados de la mayor integración de los negocios de gas y electricidad de la entidad resultante.

Para evitar la adición horizontal de cuotas en zonas con restricciones técnicas, el ACM obligaba a la entidad resultante a desinvertir al menos 400 mw en Cataluña y en Andalucía.

Por otra parte, a fin de evitar los riesgos del acceso a información sensible de terceros por parte de la entidad resultante, el ACM otorgaba a los clientes de GAS NATURAL en el suministro de gas natural para generación eléctrica un derecho de rescisión unilateral de sus contratos. Esto, unido a los programas de liberación de gas, buscaba dar a dichos clientes la capacidad de optimizar sus decisiones de suministro para sus centrales de ciclo combinado sin depender de la entidad resultante.

Respecto a los *mercados de distribución y suministro de gas natural y electricidad*, el ACM obligaba a vender el negocio de comercialización de electricidad de GAS NATURAL y el negocio de comercialización de gas de ENDESA, y también establecía que se debían romper todos los vínculos con competidores en suministro de gas natural y electricidad. Así, el ACM buscaba compensar las adiciones horizontales de cuotas en el suministro de gas natural y electricidad y evitar los vínculos estructurales entre la entidad resultante y sus competidores.

Por otra parte, el ACM imponía la enajenación de redes de distribución completas con un mínimo de 1.500.000 puntos de suministro, a al menos dos compradores (cada uno de los cuales debe adquirir al menos 250.000 puntos).

De esta manera, el ACM buscaba posibilitar el desarrollo de la competencia referencial de GAS NATURAL (compensando la pérdida de ENDESA como competidor independiente), teniendo en cuenta el carácter regulado y de monopolio natural de esta actividad. Adicionalmente, el ACM señalaba que esta medida compensaba los posibles efectos de conglomerado de redes de gas y electricidad.

El ACM también impuso condiciones para solventar los problemas de integración vertical entre distribución y suministro de gas y electricidad, en particular, la posible coordinación o actuación discriminatoria de la empresa de distribución resultante con respecto a los comercializadores ajenos a su grupo, y el uso de la información privilegiada para dificultar el cambio de suministrador.

Concretamente, el ACM obligaba a la entidad resultante a ceder a una empresa independiente la información y los medios para realizar el cambio de suministrador de aquellos clientes de sus redes de distribución en las zonas en que se produce solapamiento de las de gas y electricidad como consecuencia de la operación de concentración, así como a proceder a la separación funcional de las actividades reguladas y liberalizadas.

### 3. CASO GAZ DE FRANCE/SUEZ

#### A. LA OPERACIÓN Y LAS PARTES

La operación de concentración de GAZ DE FRANCE/SUEZ consistía en la fusión de GAZ DE FRANCE, S. A. (GDF) con SUEZ, S. A. (SUEZ), mediante la absorción de la segunda por la primera a través de un intercambio de acciones.

Esta operación de concentración fue notificada a la Comisión Europea el 10 de mayo de 2006 y, tras una investigación en profundidad, fue autorizada con condiciones el 14 de noviembre de 2006<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> Ver decisión en [http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m4180\\_20061114\\_20600\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_fr.pdf).

GDF es una empresa pública (el Estado francés tiene cerca del 80 % de su capital social) dedicada primordialmente a las actividades de producción, transporte, almacenamiento y suministro de gas natural, especialmente en Francia y Bélgica. Asimismo, también tiene una presencia significativa en el sector eléctrico en Bélgica.

SUEZ es una empresa multinacional activa en el sector energético (electricidad, gas y servicios relacionados) y en el sector de servicios medioambientales (especialmente gestión de agua), que no estaba controlada en el momento de la notificación por ninguna persona física o jurídica.

## B. MERCADOS AFECTADOS

Los principales mercados afectados por la operación se encontraban en el sector del gas y la electricidad en Bélgica y Francia, aunque la Comisión también analizó los efectos de la operación en otros mercados energéticos<sup>24</sup> y otros países<sup>25</sup>.

### a) *Mercados del sector del gas natural*

A diferencia del análisis del TDC en el caso GAS NATURAL/ENDESA, la Comisión Europea diferenció dentro de cada mercado de gas natural entre gas de bajo poder calorífico (gas L) y gas de alto poder calorífico (gas H)<sup>26</sup>.

Otra diferencia significativa es que la Comisión no definió como mercados afectados los de aprovisionamiento, transporte, infraestructuras de importación, distribución y almacenamiento de gas, a pesar de que GDF y SUEZ estaban presentes en los mismos en Bélgica y Francia. Sin embargo, la Comisión sí que tuvo en cuenta esta presencia en el análisis sustantivo de la operación, a efectos de las barreras a la entrada en los mercados de suministro de gas natural.

Los mercados afectados definidos por la Comisión fueron:

- *Mercado de compraventa física mayorista (trading) de gas.* Abarca las compraventas mayoristas que tienen lugar en un mercado organi-

<sup>24</sup> En particular, la Comisión analizó los efectos de la operación de concentración en el mercado de concesión de la gestión de redes de calor en Francia, en el que detectó efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva derivados de la operación. Por este motivo, aceptó el compromiso de desinversión de filiales de la entidad resultante en este mercado.

Por otra parte, la Comisión también analizó los efectos de la operación en los mercados de mantenimiento de calderas de gas, de ventilación de instalaciones nucleares, de mantenimiento multi-técnico, y en los mercados de gestión de agua y de residuos. En ninguno de ellos detectó efectos perjudiciales para la competencia efectiva.

<sup>25</sup> Concretamente, analizó los efectos de la operación en los mercados de gas en Luxemburgo, Reino Unido, Hungría y Holanda. Sin embargo, en los mismos no detectó efectos perjudiciales para la competencia efectiva.

<sup>26</sup> El gas L proviene de Holanda y no se utiliza en España. La Comisión justificaba esta segmentación en que cada tipo de gas tiene una infraestructura de transporte y distribución específica, y en que es muy costoso transformar un tipo de gas en otro.

zado en un determinado punto geográfico (*hub*)<sup>27</sup>. La Comisión consideró que la dimensión geográfica de este mercado abarca tanto al *hub* de Zeebrugge como el de NBP, porque consideró que existe una convergencia en precios entre ambos *hubs* y se habían previsto aumentos significativos de la capacidad de interconexión entre ambos.

- *Mercados de suministro de gas natural a clientes finales*. En este caso, la Comisión definió de manera diferente los mercados de suministro afectados en Francia y Bélgica, dado el diferente grado de liberalización existente en ambos países. En particular, en Bélgica no distinguió entre suministro a tarifa y comercialización a precio libre, mientras que en Francia sí que lo hizo<sup>28</sup>.

En ambos países, la Comisión diferenció el mercado según el tipo de cliente:

- Suministro para generación de electricidad.
- Suministro de gas a revendedores de gas. Este mercado no fue definido por el TDC en el caso GAS NATURAL/ENDESA. Los clientes del mismo son los distribuidores que suministran el gas a tarifa por obligación legal y los comercializadores que adquieren en el mismo país el gas que revenden a sus clientes finales.
- Suministro de gas a grandes clientes industriales.
- Suministro de gas a pequeños clientes industriales y comerciales.
- Suministro de gas a clientes domésticos. A diferencia del análisis del TDC del caso GAS NATURAL/ENDESA, la Comisión diferenció el suministro a clientes residenciales, por tener un grado de liberalización mucho más reducido<sup>29</sup>.

La delimitación geográfica de estos mercados de suministro que hizo la Comisión fue nacional en Bélgica<sup>30</sup>, mientras que en Francia segmentó por zonas de equilibrio de la red de gas<sup>31</sup>.

## b) *Mercados del sector eléctrico*

La Comisión únicamente consideró afectados los mercados de electricidad en Bélgica. Al igual que en el sector del gas, no consideró mercados

<sup>27</sup> Ejemplos de *hub* eran el de Zeebrugge (Bélgica), el de NBP (Reino Unido) y el de TTF (Holanda).

<sup>28</sup> En particular, en Francia hizo esa distinción para los mercados de suministro a grandes clientes industriales y de suministro a pequeños clientes industriales y comerciales. En los mismos sólo examinó el mercado de comercialización a precio libre.

<sup>29</sup> En Flandes todos los clientes podían acudir al mercado de comercialización a precio libre. No obstante, pocos aprovechan para cambiar de suministrador. Por otra parte, en Bruselas y Valonia sólo iba a ser posible a partir del 1 de enero de 2007, y en Francia a partir del 1 de julio de 2007.

<sup>30</sup> Aunque dejó abierta la posibilidad de segmentar por zonas regionales (Flandes, Bruselas, Valonia), dado el diferente grado de liberalización existente entre ellas. Asimismo, en Bruselas sólo se suministra a clientes residenciales gas L.

<sup>31</sup> La Comisión distinguió cinco zonas: Norte, Sur, Este, Oeste y Sudoeste. Esta distinción se fundamentaba en que las tarifas de transporte de gas eran diferentes en cada zona y en que el grado de liberalización de cada zona también era distinto.

afectados los de transporte y distribución de electricidad, a pesar de que SUEZ estaba presente en los mismos. No obstante, tuvo en cuenta esta presencia a efectos del análisis sustantivo de las barreras a la entrada. La Comisión definió como mercados afectados:

- *Mercado de generación y compraventa mayorista de electricidad*, que comprende la producción y la importación de electricidad.
- *Mercado de servicios complementarios y de ajuste*<sup>32</sup> (incluye restricciones técnicas).
- *Mercados de suministro de electricidad a clientes finales*. La Comisión también diferenció según el tipo de clientes:
  - Suministro de electricidad a alta tensión.
  - Suministro de electricidad a baja tensión a clientes industriales y comerciales.
  - Suministro de electricidad a clientes domésticos. Al igual que para el suministro de gas, la Comisión diferenció el suministro a clientes residenciales, por tener un grado de liberalización mucho más reducido<sup>33</sup>.

La Comisión consideró que todos estos mercados del sector eléctrico tenían una dimensión nacional en Bélgica<sup>34</sup>, dada la congestión de las interconexiones y las diferencias regulatorias y de infraestructuras existentes con otros países.

### C. PROBLEMAS SOBRE LA COMPETENCIA EFECTIVA DETECTADOS

El análisis de la Comisión puso de manifiesto que gran parte de los mercados afectados por la operación de concentración estaban altamente concentrados, y que los principales efectos de la operación derivaban de la adición horizontal de cuotas y de la desaparición del competidor mejor posicionado para crecer frente al operador incumbente, efectos que se veían agravados por las elevadas barreras a la entrada existentes.

#### a) *Mercados del sector del gas natural en Bélgica*

En el *mercado de trading de gas natural en Zeebrugge y NBP*, la Comisión descartó la existencia de efectos negativos sobre la competencia, pues la cuota de la entidad resultante no superaba el 5%.

<sup>32</sup> Entre otros servicios se incluyen la regulación primaria, secundaria y terciaria, también existentes en España, que se utilizan para preservar en todo momento el equilibrio entre oferta y demanda de electricidad.

<sup>33</sup> En Flandes todos los clientes podían acudir al mercado de comercialización a precio libre. No obstante, en este caso pocos aprovechan para cambiar de suministrador. Por otra parte, en Bruselas y Valonia sólo iba a ser posible a partir del 1 de enero de 2007.

<sup>34</sup> Aunque dejó abierta la posibilidad de segmentar por zonas regionales (Flandes, Bruselas, Valonia), dado el diferente grado de liberalización existente.

En el *mercado de suministro de gas para generación de electricidad*, SUEZ tenía una cuota del 90-100 % en gas H y gas L, sin que GDF estuviese presente en el mismo. Sin embargo, la Comisión consideró que GDF era el competidor potencial mejor posicionado para entrar en este mercado, en particular, para suministrar a las centrales de ciclo combinado de su filial SPE.

En el *mercado de suministro de gas a revendedores de gas*, se reforzaba la posición dominante de SUEZ (80-90 % de cuota en gas L y H) con la cuota de GDF (10-15 %). Asimismo, este efecto se agravaba por el hecho de que SUEZ y GDF eran los únicos importadores de gas L en Bélgica.

En el *mercado de suministro de gas a grandes clientes industriales*, se reforzaba la posición dominante de SUEZ, que tenía cuotas de 70-80 % en gas H y de 80-90 % en gas L, al adquirir las cuotas de GDF, que era el segundo operador (15-20 % tanto el gas H como gas L).

En el *mercado de suministro de gas a pequeños clientes industriales y comerciales*, SUEZ, que tenía cuotas del 60-70 % en gas H y 70-80 % en gas L, reforzaba su posición dominante al adquirir al segundo operador, GDF, que tenía cuotas del 20-30 % en gas H y 10-15 % en gas L. Asimismo, la Comisión destacó que SUEZ y GDF eran los únicos operadores que tenían capacidad para hacer ofertas duales de gas y electricidad, algo bastante importante para competir en este mercado.

En el *mercado de suministro de gas a clientes domésticos*, la única región abierta a la competencia era Flandes. En dicha región, SUEZ reforzaba su cuota del 70-80 % en gas H y gas L con el 15-20 % de GDF. Asimismo, en Valonia y Bruselas, que se iban a abrir a la competencia en 2007, GDF era el competidor potencial más importante por detrás de SUEZ.

La Comisión señaló que todos estos efectos horizontales no coordinados en los mercados de gas de Bélgica se veían reforzados por el hecho de que GDF era el operador que mayor presión competitiva ejercía sobre SUEZ porque: i) era el operador incumbente en un país limítrofe, Francia; ii) tenía un abanico de fuentes de aprovisionamiento de gas amplio y diversificado, siendo el tercer importador de gas del EEE (5-10% del total) y el primero de GNL (20-30 % del total); iii) era el único competidor de SUEZ que tenía acceso independiente a gas L; iv) tenía capacidad de almacenamiento flexible de gas L en Francia (que no existía en Bélgica) y derechos preferentes de almacenamiento de gas H en Bélgica, donde había problemas de congestión, y v) tenía el control conjunto sobre algunos puntos de acceso y salida a la red belga, con importantes capacidades de entrada reservadas.

Los anteriores efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva se veían agravados por las barreras a la entrada en:

- Aprovisionamiento de gas hacia Bélgica: gran parte del gas consumido en Bélgica provenía de la entidad resultante (en gas H, SUEZ importa el 84 % y GDF el 10 %; en gas L, SUEZ el 88 % y GDF 12 %),

que además poseía casi todos los contratos de aprovisionamiento a largo plazo.

- Acceso a infraestructuras de importación, transporte y almacenamiento: SUEZ, a través de su filial FLUXYS, controlaba la única regasificadora de gas, parte de los gasoductos internacionales (en algunos casos junto con GDF), las redes de transporte de gas y las infraestructuras de almacenamiento, en un entorno en el que faltaba capacidad de entrada, existían problemas de congestión y las reglas de asignación de capacidad tenían problemas. Adicionalmente, tanto SUEZ como GDF tenían reservadas importantes niveles de capacidad de entrada y transporte. Por otra parte, SUEZ controlaba conjuntamente algunas distribuidoras de gas.
- Existían unas especificaciones de calidad del gas restrictivas en algunos puntos de entrada a Bélgica.
- El *hub* de Zeebrugge no tenía suficiente liquidez, dados los problemas de congestión y regulatorios.
- Existían en Bélgica obligaciones de equilibrio de oferta y demanda de cada operador en cada hora (en vez de cada día) que perjudicaban a los nuevos entrantes.

#### b) *Mercados del sector de electricidad en Bélgica*

En el *mercado de generación de electricidad*, SUEZ, con una cuota del 70-80 % tanto en producción como capacidad, adquiría a su principal competidor, GDF<sup>35</sup>, con una cuota del 5-10 % en ambas. Asimismo, la entidad resultante pasaba a ser la única propietaria de centrales que determinaban el coste marginal del mercado.

En el *mercado de servicios complementarios y de ajuste*, había adición de cuotas en todos los segmentos y la entidad resultante tenía una cuota del 90-100 % en todos ellos, excepto en el de reserva terciaria, donde su cuota era de 70-80 % (50-60 % de SUEZ). No obstante, el resto de los servicios terciarios eran proporcionados por clientes interruptibles, que difícilmente podían incrementar su cuota de mercado.

En el *mercado de suministro de electricidad a grandes clientes industriales y comerciales*, sólo estaba presente SUEZ, con una cuota del 70-80 %. Sin embargo, GDF era uno de los competidores potenciales más significativos en este mercado.

En el *mercado de suministro de electricidad a pequeños clientes industriales y comerciales*, GDF, con una cuota del 20-30 %, era el principal competidor de SUEZ, que tenía una cuota del 70-80 %.

<sup>35</sup> Que actuaba en el sector eléctrico a través de una filial, SPE, que controlaba conjuntamente junto a Centrica.

En el *mercado de suministro de electricidad a clientes residenciales*, sólo existía competencia en Flandes, donde SUEZ, con una cuota del 50-60 % adquiría a su principal competidor, GDF, que tenía una cuota de 20-30 %. En Valonia y Bruselas SUEZ y GDF eran los competidores mejor posicionados para penetrar el mercado una vez se hiciese efectiva la liberalización.

Por otra parte, dada la vinculación existente entre los mercados del sector del gas natural y la electricidad, la Comisión resaltó que la operación daba lugar a una serie de efectos verticales y conglomerados negativos. En particular:

- La entidad resultante suministraba casi todo el gas para generación de electricidad (90-100 %). Tenía la capacidad y el incentivo (pues era el operador dominante en generación de electricidad y gran parte de su energía producida era de base y, por lo tanto, se beneficiaría de una subida del coste marginal) a aumentar los costes, en términos monetarios o de falta de flexibilidad, a las centrales de ciclo combinado de sus competidores, lo que tendría efectos negativos sobre el mercado de generación.

Asimismo, la entidad resultante tenía acceso a información sobre los costes de las centrales de ciclo combinado actuales o en proyecto, lo que incrementaba las barreras a la entrada en el mercado de generación de electricidad.

- La entidad resultante pasaba a ser la única capacitada para hacer ofertas duales de gas y electricidad en condiciones competitivas, lo que le permitía beneficiarse en exclusiva de las economías de alcance y le servía para captar clientes en el suministro de gas y electricidad (55 % de los clientes de electricidad también demandaban gas). Esto le daba una ventaja competitiva irreplicable, algo especialmente importante de cara a la liberalización de los mercados residenciales de gas y electricidad en Valonia y Bruselas en 2007.
- La entidad resultante tenía la capacidad y los incentivos para aumentar los costes de los servicios complementarios y de ajuste de electricidad, a fin de dañar a sus competidores en generación y suministro de electricidad.

Asimismo, la Comisión señaló que los anteriores efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva se veían reforzados por las elevadas barreras a la entrada existentes en los mercados de electricidad en Bélgica. Concretamente, destacó:

- Las barreras a la introducción de nueva capacidad de generación, derivadas de la regulación, los elevados costes de inversión, la ausencia de emplazamientos adecuados, duración de proyectos de inversión, etc.
- La falta de liquidez del mercado de compraventa física y financiera de electricidad, liquidez que podía ser reducida por la entidad resultante.

- La regulación belga, que obligaba a los suministradores de electricidad a clientes finales a aportar una serie de certificados verdes emitidos en Bélgica, que certificasen que parte de la energía suministrada era de fuentes renovables. Esto dificultaba la entrada de nuevos suministradores.
- SUEZ controlaba conjuntamente a ELIA, el gestor y transportista del sistema eléctrico belga, y a algunos distribuidores de electricidad, lo que podía generar conflictos de intereses y darle acceso a información privilegiada.

### c) Mercados de gas natural en Francia

En el *mercado de suministro de gas a grandes clientes industriales del mercado liberalizado*, GDF adquiría a uno de sus principales competidores, reforzándose la posición dominante de GDF en todas las zonas de equilibrio de gas H. En la zona Norte, se eliminaba al segundo competidor alternativo y la cuota resultante era muy elevada (90-100 %<sup>36</sup>). En la zona Este, se eliminaba al primer competidor alternativo, y la cuota resultante también era muy elevada (80-90 %). En la zona Oeste, desaparecía el segundo competidor alternativo, la cuota resultante era elevada (60-70 %), y GDF suministraba el gas al primer competidor alternativo (TOTAL). En la zona Sur también se eliminaba al segundo competidor alternativo y la cuota resultante era muy elevada (70-80 %). En la zona Sudoeste, donde TOTAL tenía una posición de dominio (80-90 %), sólo competían GDF y SUEZ, con lo que la operación de concentración reforzaba a TOTAL.

En lo relativo al gas L, los únicos efectos perjudiciales se producían en la zona Norte (única zona donde se consume este gas), en la que GDF era el operador dominante (90-100 % de cuota), y desaparecía uno de los tres competidores alternativos. Más aún, SUEZ era el único que importaba gas L a Francia y que tenía reservada capacidad de entrada.

En los *mercados de suministro de gas a pequeños clientes industriales y comerciales del mercado liberalizado*, GDF también adquiría a uno de sus principales competidores, lo que tenía efectos perjudiciales sobre la competencia en todas las zonas de equilibrio de gas H. En las zonas Norte, Este, Oeste y Sur se eliminaba a uno de los competidores alternativos y la cuota resultante era muy elevada (90-100 %). Por otra parte, en la zona Sudoeste se eliminaba a uno de los competidores alternativos y la cuota resultante era muy elevada (80-90 %).

En lo relativo al gas L, en la zona Norte desaparecía uno de los tres competidores alternativos, que era el único que importaba gas L y que

<sup>36</sup> Todas las cuotas de mercado de este mercado toman como referencia las derivadas del test de mercado que realizó la Comisión, que a veces divergen significativamente de las aportadas por las notificantes.

tenía reservada capacidad de entrada. La cuota resultante era muy elevada (90-100 %).

En los mercados de *suministro de gas a revendedores* no había adición horizontal de cuotas y GDF era el principal operador. Sin embargo, SUEZ era un entrante potencial en el corto plazo, por lo que la Comisión consideró que se producían perjuicios a la competencia efectiva en gas H en las zonas Norte y Este y en gas L en la zona Norte.

En los mercados de *suministro de gas a clientes residenciales*, la competencia se iba a abrir el 1 de julio de 2007. Sin embargo, GDF y SUEZ eran competidores potenciales importantes en el corto plazo, por lo que la Comisión concluyó que la operación tenía efectos negativos en gas H en las zonas Norte, Este, Oeste, Sur y Sudoeste y en gas L en la zona Norte.

En los mercados de *suministro de gas a productores de electricidad* todavía no existía competencia, pues la única central de ciclo combinado en funcionamiento era propiedad y estaba siendo suministrada por GDF. Sin embargo, hasta 2010 había proyectos para abrir centrales por cerca de 6.500-6.700 mw, y SUEZ era uno de los competidores potenciales mejor posicionados. Por ello, la Comisión consideró que se perjudicaba la competencia efectiva en gas H en las zonas Norte y Este y en gas L en la zona Norte.

Por otra parte, la Comisión señaló que todos los anteriores efectos horizontales se veían agravados por el hecho de que SUEZ, a través de su filial DISTRIGAZ, era el operador que mayor presión competitiva ejercía sobre GDF porque: i) era el operador histórico en un país limítrofe, Bélgica; ii) tenía un abanico de fuentes de aprovisionamiento de gas amplio y diversificado, y contaba con una amplia experiencia en esta actividad, y iii) era el principal competidor alternativo de GDF y TOTAL, los operadores incumbentes.

Asimismo, la Comisión señaló que los anteriores efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva se veían reforzados por las elevadas barreras a la entrada existentes en los mercados de gas en Francia. En particular, resaltó:

- Aprovechamiento de gas hacia Francia: gran parte del gas consumido en Francia proviene de la entidad resultante (en gas H, GDF 86 % y Suez 3 %; en gas L, GDF 99 % y SUEZ 1 %), que además tienen mayor peso en los contratos a largo plazo. Todo ello reforzaba la barrera a la entrada.
- Acceso a infraestructuras de importación, transporte, almacenamiento y distribución: GDF, a través de su filial GRTgaz, controlaba todas las regasificadoras de GNL de Francia, parte de los gasoductos internacionales, las redes de transporte de gas y las infraestructuras de almacenamiento (excepto en la zona Sudoeste), y el 96% de las redes de distribución, en un entorno en el que faltaba capacidad de entrada, existían problemas de congestión y las reglas de asignación de capacidad tenían problemas. Asimismo, GDF, y en menor medi-

da SUEZ, tenían reservadas importantes niveles de capacidad en estas infraestructuras.

- Las tarifas de gas en el mercado regulado no repercutían todos los costes de suministro del gas, lo que dificultaba la captación de clientes en la comercialización a precio libre.

#### D. COMPROMISOS ACEPTADOS

Para hacer frente a los efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva detectados por la Comisión en los sectores de gas y electricidad en Bélgica y Francia, las notificantes presentaron una serie de compromisos el 20 de septiembre de 2006.

Estos compromisos consistían primordialmente en: i) la desinversión de una entidad de nueva creación, en la que se acumularían los contratos de suministro de gas a clientes finales no residenciales de Distrigaz (filial de SUEZ) en Bélgica y Francia, se le cederían determinadas capacidades de transporte y almacenamiento, se le cederían algunos contratos con productores de gas y a la que la entidad resultante suministraría determinados volúmenes de gas durante un periodo seis-ocho años; ii) establecimiento de un programa de liberación de gas en Bélgica por seis años; iii) desinversión de la participación de GDF en SPE (que canalizaba toda la presencia de GDF en los mercados de electricidad en Bélgica), y iv) reducción de la presencia de la entidad resultante en FLUXYS.

Tras el test de mercado realizado por la Comisión, en la que la mayoría de los encuestados consideraba insuficientes estas condiciones, las notificantes presentaron el 13 de octubre de 2006 unos nuevos compromisos. Estos compromisos consistían en:

- Desinversión de DISTRIGAZ<sup>37</sup>.
- Desinversión de la participación de GDF en SPE (51%).
- Reorganización de las actividades de FLUXYS para asegurar la separación jurídica entre las actividades reguladas y no reguladas. Asimismo, la entidad resultante se comprometió a no controlar ni *de jure* ni *de facto* FLUXYS, S. A.<sup>38</sup>, que gestionaría las actividades reguladas, y a limitar su poder de decisión en FLUXYS INTERNATIONAL S. A.<sup>39</sup>, que gestionaría las actividades no reguladas.
- Adopción de medidas adicionales para incrementar la capacidad de las infraestructuras de importación y transporte de gas en Bélgica y Francia: creación de un único punto de entrada en Zeebrugge

<sup>37</sup> No obstante, la entidad resultante conservaría la participación de DISTRIGAZ en INTERCONNECTOR UK LTD. y en dos metaneros. Asimismo, la entidad resultante suscribiría con DISTRIGAZ contratos *back to back* para el suministro de gas a los ciclos combinados de SUEZ en Bélgica.

<sup>38</sup> Con una participación máxima del 45 % y nombramiento de 7 de los 21 consejeros.

<sup>39</sup> Con una participación máxima del 60 % y capacidad de FLUXYS, S. A., para influir en las decisiones sobre los planes de inversión en infraestructuras

(Bélgica) y compromisos en Francia de desarrollo de nueva capacidad de almacenamiento, mejora de los mecanismos correctivos sobre reserva y uso de capacidad, creación de una planta de desodorización y aplicación de medidas de buen gobierno y mayor transparencia en la red de transporte y almacenamiento de GRTgaz, filial de GDF.

La Comisión estimó que los compromisos eran suficientes para compensar los perjuicios sobre la competencia efectiva porque:

- La desinversión de DISTRIGAZ, que fue considerada por la Comisión como una competidora viable frente a la entidad resultante en los mercados de gas en Francia y Bélgica, iba más allá de la mera eliminación de la adición horizontal de cuotas en los mercados de suministro de gas a revendedores, para generación de electricidad y a grandes clientes industriales en Bélgica. Por otra parte, eliminaba la adición horizontal de cuotas en los mercados del sector del gas en Francia afectados.
- La desinversión de SPE eliminaba la adición horizontal de cuotas en los mercados de suministro de gas a pequeños clientes industriales, comerciales y residenciales en Bélgica, y en los mercados del sector de electricidad en Bélgica afectados.
- El resto de medidas reducían las barreras a la entrada en los mercados del sector del gas en Francia y Bélgica.

#### 4. ANÁLISIS COMPARATIVO

Como ha quedado patente en los apartados anteriores, los casos GAS NATURAL/ENDESA y GAZ DE FRANCE/SUEZ presentan ciertas similitudes, en tanto que ambos afectaban a los sectores del gas y la electricidad, en un entorno de progresiva apertura a la competencia de los mercados.

En ambos casos los mercados afectados estaban bastante o muy concentrados, en un contexto de integración vertical de los operadores incumbentes, por lo que el principal efecto perjudicial sobre la competencia efectiva no era tanto la adición horizontal de cuotas como la pérdida de presión competitiva por parte de un operador bien posicionado para aumentar su cuota en los mercados afectados. Asimismo, en ambos casos existía efecto conglomerado gas y electricidad.

Ante estos escenarios, tanto el Consejo de Ministros como la Comisión optaron por autorizar con remedios ambas operaciones de concentración. En ambos casos, estos remedios iban, en algunos mercados, más allá de la mera eliminación de la adición horizontal de cuotas, y buscaban limitar la integración vertical de la entidad resultante y reducir las barreras a la entrada.

Por otra parte, también es cierto que ambos casos presentan diferencias significativas, especialmente por las distintas circunstancias de los merca-

dos geográficos afectados. Esto afectó a las características de los remedios que se aplicaron en ambos casos.

En cambio, las diferencias entre los procedimientos de control de concentraciones aplicados en cada caso, en particular el hecho de que el Consejo de Ministros impuso condiciones mientras que la Comisión aceptó compromisos, no influyó significativamente sobre la naturaleza de los remedios adoptados, pues en ambos casos el principio de proporcionalidad obligaba a buscar decisiones equilibradas y suficientes para garantizar el mantenimiento de la competencia efectiva minimizando las intromisiones en la libertad de empresa.

Hay que tener en cuenta las diferencias en el grado de liberalización de los sectores de gas y electricidad entre España (que era más avanzado), Francia y Bélgica (que estaban más retrasados, con la excepción de Flandes), en el grado de concentración de los mercados (que solía ser más elevado en Francia y Bélgica que en España), en la flexibilidad de aprovisionamiento de gas (que era mayor en España entre otras razones gracias a la mayor capacidad de regasificación), etc., implican que las pérdidas de competencia potencial o presión competitiva en el caso GAS DE FRANCE/SUEZ serían mucho más significativas para la competencia efectiva que en el caso GAS NATURAL/ENDESA.

En lo que respecta a la delimitación de los mercados afectados del sector eléctrico y del gas en ambos casos, existe una diferencia de enfoque entre el caso español y el caso comunitario. En el primero, las actividades de aprovisionamiento, infraestructuras de importación y transporte de gas y distribución de gas y electricidad fueron definidos como mercados afectados. En cambio, en el segundo se describieron a efectos del análisis de las barreras a la entrada en el sector del gas y la electricidad.

Sin embargo, en el análisis sustantivo esta diferencia es mucho menos significativa, porque en ambos casos se tuvo en cuenta la integración vertical de la entidad resultante, las dificultades de aprovisionamiento de gas, la falta de capacidad en las infraestructuras de entrada y transporte, los problemas de información asimétrica, etc., a la hora de valorar los efectos de la operación sobre la competencia efectiva.

En cuanto a los *efectos horizontales del sector del gas*, los efectos unilaterales de ambas operaciones son parecidos, en tanto que en ambos casos una de las partes es un operador dominante, la adición horizontal de cuotas es relativamente reducida y el principal problema es la pérdida de presión competitiva de un operador bien posicionado para crecer en el sector del gas.

No obstante, existen diferencias. Tanto en Francia como en Bélgica el operador dominante (SUEZ en Bélgica; GDF en Francia) tenía una posición mucho más consolidada que el de España (GAS NATURAL), estaba verticalmente integrado con transporte y distribución (en España sólo con distribución) y en muchos mercados la adición horizontal de cuotas era mayor en Bélgica (de GDF) y Francia (de SUEZ) que en España (ENDESA).

Asimismo, la pérdida de presión competitiva era mucho más significativa en Francia y Bélgica (donde había un número reducido de operadores alternativos presentes) que en España (donde IBERDROLA, UNIÓN FENOSA e incluso GDF eran competidores creíbles).

Esto sirve para explicar, entre otras razones, por qué en el caso español el programa de liberalización de gas sí es considerado suficiente para compensar la reducción de competencia potencial y el incremento de las barreras a la entrada, mientras que en el comunitario no.

En particular, en Bélgica y Francia era necesario preservar un competidor verticalmente integrado con la actividad de aprovisionamiento de gas (DISTRIGAZ), pues no existían apenas proveedores independientes alternativos. Mientras, en España sí existían y las infraestructuras de importación tenían más flexibilidad (gracias al peso de las regasificadoras) y perspectivas de crecimiento, por lo que bastaba con un programa de liberación de gas para compensar los efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva.

En España las desinversiones/subastas van más allá de la adición horizontal de cuotas en los mercados de aprovisionamiento<sup>40</sup> y en suministro a clientes domésticos y PYMES<sup>41</sup>. En Bélgica, los compromisos van más allá de la adición horizontal en aprovisionamiento de gas, suministro para generación de electricidad, reventa y suministro de gas a grandes clientes industriales<sup>42</sup>. En cambio, en Francia simplemente eliminan la adición horizontal de cuotas.

En lo que respecta a los *efectos horizontales del sector eléctrico*, los efectos unilaterales de ambas operaciones son parecidos, en tanto que en ambos casos una de las partes es operador dominante (aunque en España es dominio conjunto con IBERDROLA), la adición horizontal de cuotas es relativamente reducida, y el principal problema es la pérdida de presión competitiva de un operador bien posicionado para crecer en el sector eléctrico. No obstante, al igual que en el sector del gas, el grado de concentración en el sector eléctrico y las adiciones horizontales de cuotas son mucho mayores en Bélgica que en España, y el operador incumbente está verticalmente integrado con las actividades de transporte y distribución en Bélgica, pero sólo con distribución en España.

Sin embargo, los remedios simplemente eliminan la adición horizontal de cuotas en Bélgica, mientras que en España van más allá en el mercado

---

<sup>40</sup> Los plazos de vigencia de las subastas eran sólo de tres años y las cantidades a subastar se quedaban por debajo de la adición horizontal de ENDESA en el futuro. No obstante, esto puede ser suficiente para compensar los efectos perjudiciales sobre la competencia efectiva, si se tienen en cuenta los incrementos significativos previstos en el aprovisionamiento de gas por terceros, especialmente gracias a la puesta en funcionamiento del gasoducto Medgaz y las nuevas capacidades de regasificación.

<sup>41</sup> Esto ocurre porque se obliga a desinvertir la cuota de comercialización de ENDESA y más puntos de suministro (que conllevan suministro de gas a tarifa) de los que aporta ENDESA.

<sup>42</sup> Pues DISTRIGAZ es mayor que GDF en estas actividades en Bélgica.

de generación de electricidad, para compensar los efectos verticales y de conglomerado de la operación.

En lo que respecta a los *efectos verticales*, los remedios del caso español eliminan toda integración vertical con las infraestructuras de importación y transporte, mientras que en el comunitario se limita esta integración vertical en Bélgica pero no en Francia<sup>43</sup>. En lo que respecta a la integración vertical con las redes de distribución, sólo se limita parcialmente en el caso español.

En lo que respecta al *efecto conglomerado de gas y electricidad*, en el caso español se introducen compromisos específicos para compensarlos (imponiendo desinversiones más allá de la adición horizontal o limitando la integración vertical), mientras que en el caso comunitario estos efectos no son objeto de compromisos específicos.

## 5. CONCLUSIÓN

La finalidad del presente artículo ha sido comparar los rasgos principales de dos operaciones de concentración, GAS NATURAL/ENDESA y GAZ DE FRANCE/SUEZ, que están entre las más importantes que han afectado al sector energético europeo en los últimos años.

En ninguno de los casos ha sido posible hacer una valoración *ex post* de la efectividad de los compromisos aplicados, puesto que la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA no se va a ejecutar (pues GAS NATURAL ha renunciado a su OPA), y la operación de concentración GAZ DE FRANCE/SUEZ todavía no se ha ejecutado<sup>44</sup>.

Las comparaciones trazadas entre ambos casos sirven para destacar los paralelismos existentes entre el análisis de control de concentraciones en el sector energético realizado por la Comisión y el realizado por las autoridades de competencia españolas. A pesar de las evidentes diferencias existentes entre ambos casos, ambas autoridades de competencia han llegado a conclusiones similares ante problemas de competencia parecidos.

En particular, ambas operaciones de concentración se produjeron en un contexto de mercados concentrados, con operadores dominantes integrados verticalmente y con efectos conglomerado gas-electricidad. En ambos casos, el principal efecto perjudicial sobre la competencia efectiva detecta-

<sup>43</sup> Aunque respecto a los mercados franceses se adoptan remedios para compensar la congestión de estas infraestructuras.

<sup>44</sup> En este momento, su ejecución está paralizada hasta el 1 de julio de 2007, por decisión del Consejo Constitucional de Francia de 30 de noviembre de 2006, al pronunciarse sobre la Ley 2006-1537, de 7 de diciembre de 2006, relativa al sector de la energía, que autoriza a rebajar hasta el 33,3 % la participación del Estado francés en el capital social de GAZ DE FRANCE, S. A. Esta rebaja de la participación del Estado francés es una condición necesaria para la ejecución de la operación GAZ DE FRANCE/SUEZ.

do era la pérdida de presión competitiva por parte de un operador bien posicionado para crecer. Asimismo, en ambos casos los remedios implementados buscaban compensar la adición horizontal de cuotas, garantizar la permanencia de competidores viables, limitar la integración vertical con las actividades reguladas y reducir las barreras a la entrada.

Por este motivo, la principal conclusión que se podría extraer de este análisis comparativo es que existe una razonable convergencia en la aplicación del sistema de control de concentraciones por la Comisión y las autoridades de competencia españolas, lo que da estabilidad al sistema de competencias paralelas existente, incluso cuando se ven afectados sectores estratégicos como el energético.