

## RESUMEN DEL INFORME PROPUESTA DEL EXPEDIENTE C/0098/08 GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA

### **I.- Naturaleza de la operación y empresas**

La operación consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. (GN) del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, S.A. (UF). La concentración no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas, pues si bien se superan los umbrales de su artículo 1, tanto GN como UF obtienen más de dos tercios de su volumen de negocios comunitario en España.

En cuanto a las partes de la operación, se trata de dos compañías energéticas cotizadas y verticalmente integradas. GN es la cabecera de un grupo energético activo principalmente en el aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas y en la generación y comercialización de electricidad. GN es titular del 5% del capital social de Enagás. A su vez, GN está controlada conjuntamente por Repsol YPF, S.A. y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona<sup>1</sup>.

UF opera principalmente en el sector eléctrico (generación, distribución y comercialización), si bien en los últimos años se ha introducido en los mercados de gas primordialmente a través de la empresa en participación, Unión Fenosa Gas, S.A., que posee al 50% con ENI, S.p.A. UF dispone de una participación del 5% en el capital social de Cepsa (y nombra a 1 de sus 19 Consejeros), y del 1% en Red Eléctrica de España. Asimismo, participa en la compañía presente en la distribución de gas Gas Directo, S.A. (60%) junto con Cepsa (40%).

### **II. Mercados relevantes y análisis de los mismos**

En línea con precedentes nacionales<sup>2</sup> y comunitarios<sup>3</sup> se considera que el gas natural y la electricidad se encuentran en mercados de producto diferentes dada su escasa sustituibilidad tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta.

#### ***II.1. Sector gasista***

##### **II.1.1. Mercado de exploración y producción del gas**

El mercado de exploración y producción del gas comprende la explotación, desarrollo y explotación de yacimientos de gas natural. Su ámbito geográfico comprende al menos el Espacio Económico Europeo (EEE), Rusia y Argelia. La actividad de las partes en el mismo es marginal (la cuota conjunta a nivel del EEE es inferior al 1%, si bien la entidad resultante pasa a disponer del 100% de la producción de gas en España).

<sup>1</sup> Ambas matrices tienen derechos de veto en la adopción de las decisiones estratégicas de la sociedad.

<sup>2</sup> Ver, entre otros, Informe TDC C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

<sup>3</sup> Ver, entre otros, casos M.4180 GDF/SUEZ, M.3696 E.ON/MOL, M.3440 ENI/EDP/GDP.

### **II.1.2. Mercado de aprovisionamiento de gas a España**

Este mercado comprende el conjunto de actividades mayoristas mediante las que un operador mayorista de gas destina gas para cubrir la demanda del mercado español. El ámbito geográfico comprende al menos el EEE y los países productores de las cuencas mediterránea y atlántica.

La cuota conjunta de las partes en España ascendió a 63% en 2007. GN ve reforzada su posición como primer proveedor de gas de España, pues en 2007 GN introdujo formalmente el [50-60] % y UF el [10-20] % del gas consumido en el sistema español.

### **II.1.3. Mercado mayorista secundario de gas a corto plazo o de flexibilidad.**

Este mercado comprende operaciones de *trading* no regulado (OTC) de gas, en el que los distintos suministradores de gas en España adquieren o se intercambian gas entre sí. Es fundamentalmente una herramienta de flexibilidad para el aprovisionamiento de gas natural licuado en España. El ámbito geográfico de este mercado es España.

La cuota conjunta en 2007 en la plataforma MS-ATR (que recoge transacciones que se producen dentro de España) fue de 26% (adición de 15%) consolidándose la entidad resultante de la operación como el primer operador de este mercado.

### **II.1.4. Infraestructuras de importación y transporte**

Este mercado abarca las infraestructuras de la red básica de gas, en particular, las de importación (gasoductos internacionales y terminales de regasificación), almacenamiento (depósitos subterráneos y en terminales de regasificación) y la red de transporte básica de gas a alta presión (red primaria, con una presión superior a 60 bares, y red secundaria, con una presión superior a 16 bares). En general, independientemente de quién sea el titular de la red, el acceso a estas infraestructuras está regulado y es supervisado por Enagás<sup>4</sup>.

En junio de 2008 existían 13 estaciones de compresión, propiedad de Enagás, y más de 8.500 km de gasoductos, de los que aproximadamente el 90% son propiedad de Enagás (8.364 km), disponiendo GN de 578 km.

### **II.1.5. Redes de distribución de gas**

Este mercado comprende las redes de distribución de gas que van desde la red de transporte a alta presión al consumidor final (a una presión igual o inferior a 16 bares, salvo que estén dedicados a un único consumidor). Cada red de distribución conforma un monopolio natural, estando regulados tanto su acceso como sus precios. En cuanto a su ámbito geográfico, es regional y viene delimitado por el área que abarcan las autorizaciones administrativas.

---

<sup>4</sup> Enagás es el gestor técnico del sistema y el principal operador de infraestructuras de importación y transporte en España, aunque no el único. Su objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro del gas en España y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Corresponde a GN una cuota especialmente elevada (84%) siendo la de UF de 0,1%. UF sólo opera en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real y Sevilla. En todas ellas GN es el único distribuidor de gas alternativo<sup>5</sup>.

### **II.1.6. Mercados de suministro minorista de gas**

Se distingue entre suministro a grandes clientes (que se asimila al suministro a alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (que se asimila a baja presión) y suministro a centrales de ciclo combinado. El ámbito geográfico de este mercado se considera nacional.<sup>6</sup>

En el mercado de suministro a ciclos combinados, la mayoría de las empresas están verticalmente integradas, y suministran a sus propios ciclos combinados. En 2008 la entidad resultante suministró gas a centrales de ciclo combinado que representan el [50-60%] de la capacidad de generación de centrales de ciclo combinado en España (adición de [10-20] puntos). En el mercado de suministro de gas a grandes clientes la cuota conjunta ascendió en 2007 a [50-60%] en energía y [60-70%] en clientes (adición de [0-10%]), muy superior a la del segundo operador, Endesa ([10-20%]). Por lo que respecta al suministro a baja presión, la cuota conjunta en 2007 fue de [70-80%] en términos de energía y clientes (adición de [0-10%]). Hay una elevada correlación entre las redes de distribución de GN y sus clientes en el mercado libre.

## **II.2. Sector eléctrico**

### **II.2.1. Mercado mayorista de producción de energía eléctrica**

El mercado mayorista de producción de energía eléctrica comprende los intercambios de energía eléctrica que tienen lugar a nivel mayorista, a partir de los cuales se determinan el precio del mercado y el grado de explotación de las diferentes centrales eléctricas. El ámbito geográfico se define como nacional peninsular.

La cuota conjunta de producción de energía eléctrica ascendió en 2008 a [10-20%] (adición de [10-20%]), situándose en tercer lugar tras Endesa e Iberdrola cuyas cuotas pertenecen a la horquilla [20-30%].

### **II.2.2. Mercado de resolución de restricciones técnicas**

Las restricciones técnicas se producen por limitaciones en la red de transporte que hacen inviable la programación de las unidades de producción resultante del mercado diario y son programadas por el operador del sistema. Su ámbito geográfico se define en función de la zona geográfica afectada por la restricción, local o regional, ya que, normalmente, sólo las centrales más cercanas al punto en el que se produce la restricción pueden solucionarlas.

La operación refuerza el poder de la entidad resultante en la zona Campo de Gibraltar donde la cuota conjunta de producción ascendió en 2008 a [30-40%] (adición de [10-

---

<sup>5</sup> Asimismo, de las provincias en las que UF está presente en la distribución de electricidad, GN tiene el monopolio o quasi-monopolio de las redes de distribución de gas, salvo en Badajoz, Valladolid, Toledo, Salamanca y Segovia.

<sup>6</sup> No existe suministro de gas natural a clientes finales en Canarias, y en Baleares se suministra gas propanado.

20%]), situándose en segundo lugar tras Iberdrola. Asimismo, supone la adquisición de la posición de UF en las zonas Huelva, Levante Norte, Centro y Galicia Norte.

### **II.2.3. Redes de distribución de electricidad**

La distribución de energía eléctrica es una actividad regulada (se trata de un monopolio natural) que comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte a alta tensión hasta los consumidores finales. Son mercados locales o regionales.

La entidad resultante adquiere las redes de UF, presente en 19 provincias españolas, siendo la adición marginal (inferior al 1%) en la provincia de Salamanca.

### **II.2.4. Suministro minorista de electricidad**

El suministro comprende la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica. En España el suministro se puede contratar a tarifa con un distribuidor o a precio libre<sup>7</sup>. Se distingue entre suministro a grandes clientes (alta tensión) y suministro a clientes residenciales y PYMES (baja tensión) y considerándose su ámbito geográfico nacional.

La entidad resultante se refuerza marginalmente como tercer operador tras Endesa e Iberdrola, con una cuota en 2007 cercana al [10-20%] (energía) y al [10-20%] (clientes). La cuota conjunta tanto en alta como en baja tensión ascendió a [10-20%] (adición de [10-20%]).

## **II. 3. Barreras a la entrada**

En el sector del **gas natural** se han identificado significativas barreras de entrada como la disponibilidad de fuentes de aprovisionamiento de gas, la falta de flexibilidad del sistema de aprovisionamiento de gas en España, la necesidad de alcanzar las escalas mínimas eficientes y la integración vertical entre redes de distribución y suministro.

También en el sector de la **electricidad** se precia la existencia de relevantes barreras como son la escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas eléctricos, la existencia de activos estratégicos, costes de instalación y diversificación del parque de generación y la integración vertical de los principales operadores entre generación y suministro y distribución y comercialización.

## **III. Valoración de la operación**

En el **sector del gas**, GN dispone de un poder de mercado significativo, fundamentalmente derivado de su elevado peso en el aprovisionamiento de gas hacia España, sus elevadas cuotas en los distintos mercados de suministro a clientes finales,

---

<sup>7</sup> Al tomarse la decisión estaba previsto que el mercado regulado quedase circunscrito a los pequeños consumidores (suministro de último recurso), y tal actividad fuera realizada por los comercializadores a tarifa, sujetos a unos precios máximos (tarifa de último recurso). El suministro de último recurso está actualmente en vigor.

su integración vertical y sus vínculos estructurales y comerciales con sus principales competidores. Este poder de mercado se verá reforzado con la operación a pesar de que en los últimos años factores como el incremento de la capacidad de regasificación o medidas regulatorias que desligan la red de distribución del suministro hayan ayudado a facilitar la competencia.

Se considera que la concentración puede obstaculizar la competencia en el mercado de aprovisionamiento de gas a España ya que refuerza el liderazgo de GN. Además, la desaparición de UF como competidor independiente es especialmente relevante dadas su significativa integración vertical, su alianza con ENI y su independencia de GN para el aprovisionamiento.

Por lo que respecta al mercado mayorista secundario de gas, la concentración puede agravar la falta de flexibilidad en el sistema gasista español pues GN pasa a ser el principal oferente de flexibilidad y desaparece UF como operador independiente, lo cual es relevante pues su presencia es mucho mayor en este mercado que en el de suministro minorista.

Por otro lado, aunque el refuerzo de la entidad resultante en el mercado de infraestructuras de importación y transporte es marginal, es relevante de cara a analizar el valor estratégico del vínculo entre GN y Enagás.

En los mercados de redes de distribución de gas, GN, pasa a convertirse en el único operador en determinadas provincias, si bien con adiciones reducidas. Esto puede reducir la competencia efectiva en la actividad de tendido de nuevas redes, dada la preferencia legal por la concesión de nuevas redes al distribuidor más cercano.

En relación al suministro de gas a clientes finales, la entidad resultante refuerza la posición de GN como primer suministrador en España. Este reforzamiento es menos preocupante en el mercado de suministro a centrales de ciclo combinado y a grandes clientes por la existencia de factores como el autosuministro de los ciclos combinados y la previsible entrada de nuevos operadores, la mayor tendencia a la competencia efectiva en el mercado de alta presión y la puesta en funcionamiento del gasoducto Medgaz. Sin embargo, en el mercado de suministro de gas a pequeños clientes, la operación deteriora la competencia efectiva pues el operador que desaparece tiene un potencial de crecimiento significativo, dadas su presencia en la distribución y suministro de electricidad y su integración vertical en el sector del gas. Además compensa en parte la pérdida de cuota de mercado de GN en los últimos años en un mercado con un escaso número de oferentes (cinco, que pasarían a cuatro).

En lo que respecta al **sector eléctrico**, GN es el agente cuya entrada en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica ha sido más exitosa y sostenible en los últimos años, en gran parte gracias a su disponibilidad de gas natural como combustible para los ciclos combinados y al hecho de tener un esquema de incentivos diferente al de los incumbentes.

En el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, el nuevo grupo se situará al nivel de los operadores dominantes Endesa e Iberdrola aunque con menor cuota, incrementando el grado de concentración en el mercado. Aunque se considera que no hay un riesgo significativo de que la operación produzca un efecto unilateral en este

mercado sí incrementa el riesgo de coordinación entre la nueva entidad, Endesa e Iberdrola, ya que se refuerza no sólo la capacidad, sino también los incentivos a la coordinación.

El reforzamiento de la entidad resultante en los mercados de suministro a clientes finales se ve matizado por los incentivos de la nueva entidad a seguir creciendo en estos mercados, pues su cuota es superior en generación que en suministro minorista. No obstante, como resultando de la operación, se refuerza la **presencia simultánea** de la entidad resultante **en las redes de gas y electricidad** produciéndose un riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados de suministro minorista de gas y electricidad a clientes domésticos y PYMES.

En suma, dada la estructura de mercado resultante de la operación y las barreras a la entrada existentes, se estima que la operación, sin la aplicación de compromisos o condiciones, genera riesgos para el mantenimiento de la competencia efectiva en alguno de los mercados considerados, especialmente en los de aprovisionamiento de gas a España, mayoristas de electricidad y suministro minorista de gas y electricidad.

#### **IV. Compromisos y valoración**

GN presentó una los siguientes **compromisos** de desinversión:

- Desinversión de 600.000 puntos de distribución de gas, preferentemente en provincias en que se solapen las redes de GN y UF.
- Desinversión de la cartera asociada de clientes de gas natural (aproximadamente 600.000). Asimismo, GN se compromete a suministrar al comprador el gas natural preciso para atender al consumo de dichos clientes durante dos años en condiciones de mercado.
- Desinversión de 2.000 MW de capacidad de generación de electricidad mediante tecnología de ciclos combinados en funcionamiento con una vida útil restante no inferior a 10 años y ubicados en Andalucía, Galicia, Centro, Levante y Cataluña. GN se compromete también a suministrar al comprador gas natural para atender a su consumo durante dos años en condiciones de mercado.
- Venta de la participación de GN en ENAGAS (y renuncia del Consejero Dominical de ENAGAS propuesto por GN).

GN se compromete a ceder estos activos en un plazo confidencial a un comprador que no genere riesgos de obstaculización de la competencia efectiva y que sea aprobado por la CNC.

Asimismo, GN presentó como compromiso el cese del Consejero designado en CEPSA y, en tanto la participación de REPSOL en GN sea superior a 15%, no proponer Consejeros en el Consejo de Administración de CEPSA, no solicitar información comercial o industrial confidencial a CEPSA y garantizar que REPSOL no tenga acceso a información comercial o industrial confidencial del complejo petroquímico de CEPSA en San Roque. GN también planteó como compromisos la presentación de informes mensuales de cumplimiento a la CNC y de un plan detallado de actuaciones.



Finalmente, presentó determinados compromisos declarados confidenciales relativos a Unión Fenosa Gas Comercializadora.

Estos compromisos se consideran **idóneos, suficientes y proporcionados** para eliminar los posibles obstáculos a la competencia derivados de la operación en los distintos mercados. En este sentido, la desinversión de los puntos de distribución y de los clientes de gas posibilitará una mayor competencia en el mercado de suministro de gas a pequeños clientes (en el que hay mayores barreras de entrada), pues es superior al número de puntos de distribución y de clientes de UF. En cuanto a la desinversión en ciclos combinados, permitiría compensar no sólo el efecto horizontal de la adición de cuota de mercado en generación sino también el refuerzo vertical entre aprovisionamiento de gas y generación eléctrica. La tecnología resulta adecuada por ser la tecnología retirable que habitualmente fija el precio de la electricidad. Su ubicación es también la adecuada por coincidir con zonas de restricciones técnicas en que se han identificado los mayores riesgos para la competencia. Por lo que respecta a los compromisos relativos a Cepsa y Enagas, mitigan riesgos derivados de la creación o el refuerzo de vínculos estructurales.