

## **INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN**

### **C-0294/10 Enagás/Murphy/Gaviota**

---

#### **I. ANTECEDENTES**

- (1) Con fecha 15 de octubre de 2010 tuvo entrada en esta Dirección de Investigación notificación de la adquisición del control conjunto sobre un activo pre-existente, la concesión de explotación sobre el almacenamiento subterráneo La Gaviota (en adelante, “Gaviota”), por parte de Enagás, S.A. (en adelante, “Enagás”), como nuevo accionista de control; y Murphy Spain Oil Company Sucursal en España (en adelante “Murphy”), como accionista de control preexistente.
- (2) Dicha notificación ha sido realizada por Enagás y Murphy según lo establecido en el artículo 9 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, por superar el umbral establecido en la letra a de su artículo 8.1. A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia.
- (3) Con fecha 18 de octubre de 2010, esta Dirección de Investigación solicitó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el informe previsto en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007, que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 37.2.d) de la Ley 15/2007, suspende el transcurso de los plazos máximos para resolver. El informe de la CNE se recibió en la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) el 16 de noviembre de 2010.
- (4) El artículo 57.2.c) de la Ley 15/2007 establece que el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia dictará resolución en primera fase, en la que podrá acordar iniciar la segunda fase del procedimiento cuando considere que la concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en todo o parte del mercado nacional.
- (5) Asimismo, el artículo 38.2 de la Ley 15/2007 añade: “El transcurso del plazo máximo establecido en el artículo 36.2.a) de esta Ley para la resolución en primera fase de control de concentraciones determinará la estimación de la correspondiente solicitud por silencio administrativo, salvo en los casos previstos en los artículos 9.5, 55.5 y 57.2.d) de la presente Ley”.
- (6) De acuerdo con lo anterior, la fecha límite para acordar iniciar la segunda fase del procedimiento es el **13 de diciembre de 2010**, inclusive. Transcurrido el plazo para resolver en primera fase, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

#### **II. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN**

- (7) La operación de concentración consiste en la adquisición del control conjunto sobre un activo pre-existente, la concesión de explotación sobre el almacenamiento subterráneo Gaviota, por parte de Enagás, como nuevo accionista de control, y Murphy, como accionista de control preexistente.

- (8) La operación se articula mediante un Contrato de Compraventa firmado el 8 de abril de 2010, en virtud del cual, Enagás reemplazará a Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. (en adelante "RIPSA"), filial controlada al 100% de Repsol YPF, S.A., como concesionario de la explotación de Gaviota.
- (9) El objetivo de Enagás con la toma de participación del 82% en Gaviota, según las Partes, es actuar con coherencia al mandato legal conferido a Enagás como transportista único de la red troncal de transporte primario de gas, la ampliación de las infraestructuras y negocio de Enagás, participando en la distribución de beneficios de BBG, y el refuerzo de la separación de actividades.
- (10) La operación es una concentración económica conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1 c) de la LDC.

### **III. APLICABILIDAD DE LA LEY 15/2007 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA**

- (11) La operación 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.
- (12) Con fecha 6 de octubre de 2010, la Comisión Europea acordó el reenvío de la operación a la CNC en aplicación de lo dispuesto en el art. 4(4) del Reglamento 139/2004 del control de concentraciones.
- (13) La operación notificada cumple, además, los requisitos previstos por la Ley 15/2007 para su notificación, al superarse el umbral establecido en el artículo 8.1 a).

### **IV. EMPRESAS PARTÍCIPES**

#### **IV.1. Enagás, S.A. ("Enagás")**

- (14) Enagás es el Gestor Técnico del Sistema Gasista ("GTS") y Transportista Único de la red troncal primaria de gas natural<sup>1</sup>.
- (15) Enagás gestiona, como transportista, más de 9.000 kms. de conducciones de gas de alta presión (superior a 16 bar), lo que representa una proporción significativa (96%) del total de la red española. Es, asimismo, titular y operador de tres plantas regasificadoras (Barcelona, Cartagena y Huelva), además de poseer una participación del 25% en el capital social de la planta de regasificación de Bilbao. Además, es titular del almacenamiento subterráneo de gas natural en Serrablo (Huesca).

---

<sup>1</sup> Art. 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, redacción conforme al Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. El Real Decreto-Ley 6/2009 ha establecido el monopolio legal de Enagás sobre la red de transporte troncal, eliminando el procedimiento concurrencial para obtener la correspondiente autorización para la construcción y explotación de gasoductos de transporte cuando los mismos formen parte de la red mallada, concediéndose dicha autorización de forma directa a Enagás.

- (16) Enagás tiene participaciones accionariales de control conjunto (50% de los derechos de voto) en cuatro compañías cuyo objeto es la construcción y posterior operación de los gasoductos de alta presión Tarifa-Córdoba, Córdoba-Campo Maior, Campo Maior-Leiria-Braga y Braga-Tuy.
- (17) En su estructura accionarial participan Sagane Inversiones, Cajastur, Banca Inversiones, Bilbao Bizkaia Kutxa, SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales) y Oman Oil Holding Spain, todos ellos con un 5% del capital. El resto del capital social (70%) cotiza en la Bolsa de Madrid<sup>2</sup>.
- (18) La facturación de Enagás en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE ENAGÁS <sup>3</sup> EN 2009 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<2.500]	[>250]	[>60]

Fuente: Notificación.

#### IV.2. Murphy Spain Oil Company Sucursal en España (“Murphy”)

- (19) Murphy es la filial española de Murphy Oil Corporation, sociedad con sede en Arkansas (EE.UU.) y cotizada en la Bolsa de Nueva York, cuya actividad principal es la producción y explotación de petróleo y gas natural y las actividades de refinó y comercialización de dichos productos.
- (20) La facturación de Murphy Oil Corporation en el último ejercicio económico, conforme al Art. 5 del R.D. 261/2008 es, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE MURPHY EN 2009 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[>2.500]	[>250]	[<60] <sup>4</sup>

Fuente: Notificación.

<sup>2</sup> De acuerdo con la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, ninguna persona física o jurídica puede participar directa o indirectamente en el accionariado de Enagás en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%. Además, las empresas que realicen actividades en el sector gasista o aquéllas que directa o indirectamente participen en el capital de éstas en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%. Estas limitaciones no se aplican al sector público empresarial.

<sup>3</sup> La cifra de volumen de negocios de Enagás no incluye [se indica entre corchetes aquella información cuyo contenido exacto ha sido declarado confidencial].

<sup>4</sup> Los ingresos de Murphy derivan de la venta a clientes en España de productos relacionados con el petróleo por parte de la filial del grupo Murco Petroleum Ltd (sociedad domiciliada en el Reino Unido).

### IV.3. Almacenamiento subterráneo La Gaviota (“Gaviota”)

- (21) Se trata de un antiguo yacimiento de gas natural agotado situado en la costa de Vizcaya que, por sus especiales características, ha sido convertido en almacenamiento subterráneo de gas natural.
- (22) En 1983 el Ministerio de Industria y Energía otorgó las primeras concesiones de explotación del almacenamiento. En virtud de lo dispuesto en la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante “LSH”) con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, el almacenamiento subterráneo Gaviota se incluyó en la red básica del sistema gasista español.
- (23) El almacenamiento subterráneo Gaviota se configura como una comunidad de bienes, en la que Repsol, a través de RIPSa, ostenta una participación del 82% y Murphy el 18% restante. Gaviota, con una superficie de concesión de almacenamiento de 4.229 hectáreas, está integrado en la red básica de transporte del sistema gasista español, siendo, por tanto, operado por sus titulares de acuerdo a las indicaciones del GTS.
- (24) Según la notificante, el volumen de negocios de Gaviota en 2009, conforme al artículo 5 del RD 261/2008, fue el siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE GAVIOTA EN 2009 (millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
[<60]	[<60]	[<60]

Fuente: Notificación.

## V. MERCADOS RELEVANTES

### V.1 Mercados de producto

- (25) El sector económico en el que se enmarca la operación es el sector del gas, en lo relativo a la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural. Estas actividades están clasificadas bajo el código NACE D35.2: Producción de gas, distribución de combustibles gaseosos por tuberías.
- (26) Según los precedentes nacionales y comunitarios, el sector del gas se divide en distintos mercados según la etapa del proceso de producción y distribución en que se encuentra el producto. En el caso C/0098/08 Gas Natural/Unión Fenosa, se definió de manera amplia el mercado de las infraestructuras para la importación (incluyendo las plantas de regasificación y gasoductos y los almacenamientos subterráneos) 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).

- (27) De acuerdo con determinados precedentes comunitarios<sup>5</sup>, la red de transporte básica de gas natural a alta presión conforma un mercado de producto diferenciado de las infraestructuras de importación y de los almacenamientos subterráneos. Aunque no se produce solapamiento en este mercado, la cuota de Enagás es superior al 25%, por lo que también se ve afectado por la operación.
- (28) Por otra parte, en línea con el informe de la CNE<sup>6</sup> y con determinados precedentes comunitarios<sup>7</sup>, las infraestructuras de importación y los almacenamientos subterráneos podrían conformar mercados de producto separados, en la medida en que, aunque ambos se utilizan para la inyección de gas en el sistema, los almacenamientos subterráneos están más asociados a la provisión de flexibilidad y seguridad de suministro, mientras que las regasificadoras y los gasoductos tienen como finalidad la importación de gas.
- (29) No obstante, según las notificantes, las instalaciones de almacenamiento deben incluirse en el mercado de infraestructuras de importación, dado que los almacenamientos actúan como una “zona de espera” para el gas que ha sido importado pero aún no será utilizado. Por ello, el gas natural depositado en almacenamientos forma parte de la capacidad disponible para su suministro, junto con el proveniente de las plantas de regasificación y los gasoductos internacionales, de modo que todo este gas sería perfectamente intercambiable desde la perspectiva de la demanda. Adicionalmente, las notificantes indican que las regasificadoras, los gasoductos y los almacenamientos son regulados<sup>8</sup>, supervisados y planificados conjuntamente.
- (30) En el precedente más reciente, C-0214/10 Enagás/BBG/JV, de 17 de marzo de 2010, la CNC consideró que las infraestructuras de importación de gas a España podrían conformar un mercado separado de la red de transporte básica de gas a alta presión, si bien dejó abierta la definición exacta del mercado en cuanto a la inclusión de los almacenamientos subterráneos en el mismo.
- (31) Al igual que entonces, en la medida en que las conclusiones sobre la presente operación no se ven alteradas por la definición exacta del mercado de producto adoptada, esta Dirección de Investigación no considera necesario llegar a una conclusión precisa sobre la amplitud del mercado.

---

<sup>5</sup> Decisiones de la Comisión Europea en los asuntos M.3440 EDP/ENI/GDP, M.4180 Gaz de France/Suez, M.5602 RREEF Fund/BP/EVE/Repsol/BBG, y M.5649 RREEF Fund/Endesa/UFG/Saggas.

<sup>6</sup> El informe de la CNE establece que, en principio, el mercado de producto más razonable para la presente operación sería el de los mecanismos de provisión de flexibilidad, y en particular el almacenamiento subterráneo de gas. No obstante, señala que “*dada la naturaleza regulada de todas las actividades, lo que implica la ausencia de problemas de competencia independientemente de la dimensión del mercado que se considere, no parece necesario llegar a una conclusión definitiva sobre el preciso alcance del mercado relevante de las instalaciones de importación y almacenamiento de gas*”.

<sup>7</sup> Decisiones de la Comisión Europea en los asuntos M.1383 Exxon/Mobil, M.3868 Dong/Elsam/Energi E2, M.5602 RREEF Fund/BP/EVE/Repsol/BBG y M.5649 RREEF Fund/Endesa/UFG/Saggas.

<sup>8</sup> RD 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

## V.2 Mercados geográficos

- (32) Según los precedentes nacionales y comunitarios mencionados<sup>9</sup>, el ámbito geográfico de los almacenamientos subterráneos y las infraestructuras de importación sería nacional.
- (33) En la Decisión de reenvío del presente asunto a la CNC<sup>10</sup>, de 6 de octubre de 2010, la Comisión consideró que el mercado geográfico podría ser nacional o inferior al nacional. En cualquier caso, tanto la Comisión como las partes notificantes consideran que los efectos de la transacción propuesta estarían limitados al territorio español.
- (34) El Informe de la CNE concluye, en relación a la determinación del mercado geográfico, que, dado que los transportistas operan en general sobre la base de autorizaciones administrativas de carácter nacional, las condiciones de regulación del acceso de terceros a las infraestructuras son homogéneas en el ámbito nacional y teniendo en cuenta que aún existen importantes limitaciones en el proceso de integración de los mercados europeos en cuanto a las infraestructuras de importación, el mercado relevante no puede considerarse superior al nacional.
- (35) De acuerdo con lo anterior, se considera que el ámbito geográfico relevante de los almacenamientos subterráneos es nacional o regional.
- (36) Por otra parte, el mercado de transporte es nacional, sobre la base de que la tarifa de transporte es postal y que el gestor técnico del sistema, Enagás, es el encargado de asegurar la viabilidad del sistema en todo el territorio nacional.
- (37) Sin perjuicio de lo anterior, es necesario tener en cuenta, que en casos de sobrecapacidad, Enagás introduce segmentaciones zonales en la red de transporte, estableciendo obligaciones o restricciones de entrada o salida en la zona. No obstante, estas restricciones en la red de transporte por el momento no son suficientemente importantes como para justificar mercados de suministro subnacionales<sup>11</sup>.

## **VI. ANÁLISIS DEL MERCADO**

### **VI.1. Estructura de la oferta**

- (38) La actividad de almacenamiento tiene dos funciones principales:
- Modulación y ajuste entre la oferta y la demanda: el objeto es hacer frente a los desequilibrios motivados por interrupciones de suministro, variaciones estacionales, diarias, etc.

---

<sup>9</sup> Tan sólo en el asunto M.1383 Exxon/Mobil la Comisión consideró que el mercado geográfico de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo era menor al nacional y, en particular, de índole regional. Según esta decisión, la distancia máxima hasta el punto de consumo de gas en que las instalaciones de almacenamiento son económicamente rentables es de 200 kms.

<sup>10</sup> Asunto M. 5892 Enagás /Murphy/Almacenamiento La Gaviota.

<sup>11</sup> Asunto C/0098/08 Gas Natural/Unión Fenosa.

- Existencias mínimas de seguridad<sup>12</sup>: con las que se pretende asegurar un marco de continuidad y suministro de gas natural en caso de fallo de los aprovisionamientos.
- (39) Estas funciones básicas se cumplen en el marco característico del sistema gasístico español, caracterizado por la alta estacionalidad de la demanda, la alta dependencia del gas natural y la excesiva concentración en cuanto a su origen.
- (40) En España existen dos almacenamientos subterráneos, Serrablo (propiedad de Enagás) y Gaviota, cuya capacidad de extracción conjunta asciende a 145,4 GWh/día y su capacidad de almacenamiento útil (operativo más un 1/3 gas colchón) a 2,2 bcm. La planificación del sector gasista español (Plan Español de Infraestructuras 2008-2016) prevé un incremento sustancial de las capacidades actuales ya que se espera para antes del año 2016 la entrada en funcionamiento de los almacenamientos subterráneos de Yela (Guadalajara), actualmente en construcción, Marismas (Fases I y II, Huelva), Poseidón (Cádiz), Castor (Castellón), El Ruedo y Las Barreras, así como la ampliación de Gaviota<sup>13</sup>.
- (41) En lo que se refiere al resto de infraestructuras de importación, existen en la actualidad seis terminales de regasificación: Enagás es propietaria de las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva; BBG (participada en un 25% por Enagás) es propietaria de la planta de Bilbao; Saggas de la planta de Sagunto y Reganosa de la planta de Mugaros. En total la capacidad de regasificación de estas plantas asciende a 1.916 GWh/día, aunque se espera un incremento hasta los 2.083 GWh/día en 2012<sup>14</sup>. Adicionalmente, se prevé la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel (Asturias), atribuida a Enagás, dos plantas de regasificación en las Islas Canarias (Tenerife y Gran Canaria) y la ampliación de las plantas existentes.
- (42) Finalmente, existen cinco gasoductos que unan a España con países del entorno: una conexión con Argelia (vía Marruecos-Tarifa); dos conexiones con Francia (Col de Larrau e Irún) y dos conexiones con Portugal (Badajoz y Tuy). Todos estos gasoductos son propiedad de Enagás, con la excepción del de Irún, y la capacidad total asciende a 572 GWh/día (838 GWh/día en 2012, como consecuencia de la entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz a principios de 2011).

---

<sup>12</sup> El art. 2 del RD 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, establece la obligación de transportistas, comercializadores y consumidores cualificados de mantener unas reservas mínimas que se fijan en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme (redacción conforme con el RD 1766/2007).

<sup>13</sup> La titularidad de Yela corresponde a Enagás, la de Marismas al grupo Gas Natural y la de Poseidón corresponde a Repsol. Por su parte, Escal (participada por ACS y Castor, aunque existe un acuerdo por el que ACS venderá una participación a Enagas del 33,3%) ha asumido la titularidad de Castor y Unión Fenosa la de El Ruedo y Las Barreras. De acuerdo con el informe de la CNE, en 2012 habrán entrado en funcionamiento los almacenamientos de Yela y Castor con una capacidad que ascenderá a 470,66 GWh/día.

<sup>14</sup> Fuente: Informe CNE.

- (43) En el mercado amplio de infraestructuras de importación (incluyendo regasificadoras, gasoductos y almacenamientos subterráneos) en España, la operación permitirá a Enagás alcanzar un [80-90%] de la capacidad total de importación de gas a España (adición del [0-10%]). La previsión para 2012 muestra una reducción de la cuota de Enagás por el nuevo gasoducto con Argelia (Medgaz), la expansión de capacidad de las actuales plantas de regasificación y la construcción de nuevos almacenamientos subterráneos.
- (44) Por otra parte, en términos de producción, la operación permitirá a Enagás alcanzar una cuota del [70-80%].

MERCADO DE INFRAESTRUCTURAS DE IMPORTACIÓN INCLUIDOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS POR PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD NOMINAL DE PRODUCCIÓN <sup>15</sup>				
	Capacidad 2007	Capacidad 2008	Capacidad 2009	Producción 2009
<b>Enagás</b>	<b>[80-90%]</b>	<b>[80-90%]</b>	<b>[80-90%]</b>	<b>[70-80%]</b>
Saggas	[0-10%]	[10-20%]	[10-20%]	[10-20%]
<b>Gaviota</b>	<b>[0-10%]</b>	<b>[0-10%]</b>	<b>[0-10%]</b>	<b>[0-10%]</b>
Otros	[0-10%]	[0-10%]	[0-10%]	[0-10%]
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Notificación.

- (45) Por otra parte, si se considera el mercado más estrecho (conformado únicamente por los almacenamientos subterráneos), tras la operación la cuota de Enagás por capacidad ascenderá al 100% (adición del [40-50%]). En términos de producción la adición será del [50-60%].

MERCADO DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS POR PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD NOMINAL DE PRODUCCIÓN		
	Capacidad 2009	Producción 2009
Serrablo (Enagás)	[50-60%]	[40-50%]
Gaviota	[40-50%]	[50-60%]
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Notificación.

- (46) Respecto al mercado de redes de transporte, Enagás ostenta una cuota del 96,5% (7.729 kms.) en términos de capacidad de la red de transporte troncal, y de un [20-30%] ([...] kms.) de la red de transporte no troncal. El promedio de utilización de la red de transporte asciende al 61%.

<sup>15</sup> La cuota de Enagás incluye la cuota de BBG, sociedad que gestiona la planta de regasificación de Bilbao y en la que Enagás tiene una participación del 25%.

## VI.2. Estructura de la demanda y precios

- (47) La demanda de acceso a las infraestructuras de importación de gas natural es ejercida por consumidores cualificados, comercializadores y otros transportistas, de acuerdo con el art. 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y el art. 4 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.
- (48) Se trata pues de un mercado regulado tanto en el acceso al sistema gasista como en los cánones y peajes y la retribución de las actividades. De acuerdo con los artículos 5 y 6 del RD 949/2001, las peticiones de acceso al sistema (a una planta de regasificación o almacenamiento) se dirigen al titular de la infraestructura relevante, quien está obligado a redirigir la solicitud a Enagás, como GTS, para que determine si hay capacidad de acceso disponible. Una vez obtenido el visto bueno del GTS, el solicitante de acceso firma un contrato de acceso de duración variable con el titular. Ni Enagás, como GTS, ni los titulares de las infraestructuras disponen de amplios márgenes de maniobra para denegar o aceptar una determinada petición de suministro, pues existen normas imperativas que regulan los derechos de terceros.
- (49) El sistema de acceso a los almacenamientos subterráneos se recoge en la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, ya que en ella se describe el mecanismo de asignación anual de capacidad de almacenamiento disponible. En este reparto de capacidad se tienen en cuenta tres factores principales:
- Sujetos obligados al mantenimiento de reservas mínimas de seguridad de carácter estratégico.
  - Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter operativo.
  - Agentes que suministren a consumidores conectados o gasoductos de presión igual o menor a 4 bar.
- Una vez repartida la capacidad entre los usuarios que cumplan alguno de los requisitos señalados, la capacidad sobrante se somete a un proceso anual de subasta.
- (50) La Resolución de 22 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas (B.O.E. del 29 de enero), establece la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011.
- (51) La retribución por el ejercicio del derecho de acceso se realiza con cargo a las tarifas o peajes, que resultan de aplicación a todos los sujetos a los que la LSH reconoce tal derecho. Para la determinación de los peajes se tienen en cuenta las previsiones de la demanda de gas natural, la retribución de las actividades reguladas, las previsiones de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, y, por último, las desviaciones

resultantes de las liquidaciones del año anterior<sup>16</sup>. El art. 32 del RD 949/2001 establece, en particular, la determinación del canon de almacenamiento subterráneo. El art. 25 del RD 949/2001 establece un mecanismo de revisión de periodicidad mínima anual para actualizar todos los peajes y tasas.

- (52) La retribución de las actividades reguladas se actualiza cada 4 años y tiene por objeto asegurar la recuperación de las inversiones, permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos y determinar un sistema de retribución de los costes de explotación que incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad, que sea repercutida a los usuarios y consumidores.
- (53) Esta retribución se calcula para cada instalación de regasificación, almacenamiento y transporte de manera individualizada y se compone de un término fijo y uno variable en función de la utilización de la instalación. La determinación de los costes a retribuir se calcula tomando en consideración los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento, la disponibilidad y utilización de las instalaciones y otros costes necesarios para el desarrollo de las actividades<sup>17</sup>.
- (54) La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y actualiza aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas.

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

- (55) Según la notificante, no existen barreras de entrada significativas en el mercado, aunque, tratándose de un mercado regulado en sus distintas fases, sí existe una serie de condiciones técnico-económicas, que han de cumplirse para que la Administración competente conceda las licencias y autorizaciones preceptivas.
- (56) No obstante, esta Dirección de Investigación considera que en el caso específico de los almacenamientos subterráneos existen importantes barreras de entrada derivadas de la escasez de ubicaciones que resulten económicamente viables. La práctica usual de utilización de antiguos yacimientos, ahora agotados, como almacenamientos de gas está limitada por la escasez de yacimientos de gas natural y petróleo en la península ibérica. Otras alternativas como el almacenamiento de gas en las plantas regasificadoras son mucho más limitadas y mucho más costosas. Lo anterior resulta en que en España la capacidad de almacenamiento sea muy baja en relación a las necesidades (Resolución C-0098/08 cit., apartado 8.3.1 del Informe de la Dirección de Investigación).
- (57) En todo caso, la significativa inversión inicial necesaria tanto para la construcción de almacenamientos subterráneos, como gasoductos y plantas regasificadoras puede suponer una barrera a nuevos entrantes. Esta barrera es más limitativa por el hecho de que se trata de activos específicos a la actividad de gas y, por tanto, conllevan importantes costes de salida. Igualmente, se requieren amplios conocimientos técnicos para la gestión de este tipo de infraestructuras.

---

<sup>16</sup> Art. 26 RD 949/2001.

<sup>17</sup> Orden ECO/31/2004, de 15 de enero.

## **VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN**

- (58) La operación se produce en el sector del gas, en lo relativo a la recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural.
- (59) En el mercado amplio de infraestructuras de importación de gas a España (gasoductos internacionales, plantas regasificadoras y almacenamientos subterráneos), Enagás alcanzará una cuota del [80-90%]<sup>18</sup> (adición del [0-10%]) en términos de capacidad de producción. En el mercado más estrecho (almacenamientos subterráneos), la cuota de Enagás ascenderá al 100% (adición del [40-50%]).
- (60) Asimismo, debe tenerse en cuenta que Enagás es propietaria de la mayor parte de la red de transporte en España (96,5%) y que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la Disposición Adicional Vigésima, nombra a Enagás GTS. Adicionalmente, el art. 5 del RD 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, designó a Enagás como transportista único de la red troncal de gas natural.
- (61) No obstante todo lo anterior, la propiedad de las infraestructuras de importación no permite una discrecionalidad en cuanto a los precios y las condiciones de su uso, en la medida en la que los peajes y las condiciones de acceso vienen determinados por la regulación. En este sentido, el artículo 60 de la citada Ley del Sector de Hidrocarburos garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica<sup>19</sup> y las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en la Ley.
- (62) De esta forma, Enagás tampoco tiene capacidad, como GTS, para actuar de forma que se beneficie a una planta o instalación en perjuicio de otras. Enagás ejerce su función de GTS a través de una Unidad Orgánica Específica, independiente del resto de actividades de Enagás y sometido a un Código de Conducta, con lo que se pretende garantizar el acceso a la red de transporte en condiciones justas y no discriminatorias. Además, la Ley 12/2007, de 2 de julio, del Sector de Hidrocarburos creó el Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético que en cierto modo fiscaliza que la actividad de Enagás como coordinador del sistema se realice de forma transparente, objetiva e independiente. Esta circunstancia se observa también en el hecho de que en la actualidad las plantas de regasificación controladas por Enagás presenten un grado de utilización de su capacidad inferior a la media.
- (63) Tampoco es previsible que la operación reduzca la competencia en términos de la competencia referencial para la fijación de los peajes en las infraestructuras de

---

<sup>18</sup> Se incluye la cuota de BBG.

<sup>19</sup> La red básica se compone de los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión, las plantas de regasificación y licuefacción, los almacenamientos básicos, las conexiones de la red básica con yacimientos de gas o con almacenamientos y las conexiones internacionales del sistema gasista español.

importación. Los peajes y cánones fijados reglamentariamente están vinculados a, entre otros factores, la retribución de las actividades reguladas. A su vez, las actividades reguladas presentan una remuneración basada en costes. El hecho de que tras la operación Enagás pase a controlar cerca del [70-80%] de las infraestructuras de importación de gas, junto a los posibles problemas de información asimétrica, podría dar mayor poder a Enagás para determinar la rentabilidad regulada de las infraestructuras. No obstante, se estima que el número de infraestructuras que permanecerán independientes de Enagás, unido a la próxima entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz en el sistema español (que supondrá un incremento de capacidad de hasta un 9%) así como los nuevos almacenamientos subterráneos y plantas de regasificación proyectados son elementos suficientes para compensar este posible riesgo.

- (64) Asimismo, el hecho de que Enagás se encuentre verticalmente integrado con la red de transporte no supone un riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva, en la medida en que las tarifas y peajes y las condiciones de acceso para estos activos están también regulados y sometidos al régimen de ATR, de modo que el refuerzo vertical de Enagás no le otorga capacidad ni crea ni modifica sus incentivos a utilizar su posición en uno de los mercados para afectar a las condiciones de competencia del otro. Más aún, la operación supone la desintegración vertical de un operador (Grupo Repsol-Gas Natural) que al operar en el aprovisionamiento y en el suministro de gas natural podría tener incentivos a utilizar en beneficio propio la integración vertical con los activos de almacenamiento, por lo que el efecto de la operación sería procompetitivo en todo caso.
- (65) Estas consideraciones están en línea con el informe de la CNE, que concluye que el elevado grado de concentración de la propiedad de las instalaciones de importación de gas, y su aumento como consecuencia de la operación notificada, no debe interpretarse como un indicador de efectos negativos sobre la competencia, puesto que todos los activos analizados están sujetos a un estricto régimen regulado de acceso a terceros, a unas normas de gestión técnica reguladas, a una planificación centralizada vinculante y a una retribución fijada administrativamente.
- (66) Teniendo en cuenta todo lo anterior, no cabe esperar que la operación suponga una amenaza para la competencia en el mercado analizado, por lo que es susceptible de ser aprobada en primera fase sin compromisos.

## **VIII. PROPUESTA**

En atención a todo lo anterior y en virtud del artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio de Defensa de la Competencia se propone **autorizar la concentración**, en aplicación del artículo 57.2.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.