



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME A PETICIÓN DE LA COMISIÓN
NACIONAL DE LA COMPETENCIA
SOBRE LA OPERACIÓN DE
CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA
ADQUISICIÓN POR PARTE DE GAS
NATURAL SDG, S.A. DE UNA
PARTICIPACIÓN DE CONTROL SOBRE
UNIÓN FENOSA, S.A.**

9 de octubre de 2008

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES.....	4
2	OBJETO	5
3	NORMATIVA APLICABLE	6
4	DESCRIPCIÓN Y NATURALEZA DE LA OPERACIÓN	9
5	ACTIVIDADES DE LAS PARTES INTERVINIENTES	13
5.1	GAS NATURAL.....	13
5.2	UNIÓN FENOSA.....	15
6	MERCADOS RELEVANTES AFECTADOS POR LA OPERACIÓN	17
6.1	Mercados relevantes en el sector del gas natural	19
6.1.1	Mercado mayorista de gas natural	20
6.1.2	Actividad de transporte	22
6.1.3	Actividad de distribución	24
6.1.4	Mercado de suministro a clientes finales	25
6.2	Mercados relevantes en el sector eléctrico	28
6.2.1	Mercado de generación mayorista	29
6.2.2	Mercado de resolución de restricciones técnicas.....	31
6.2.3	Mercado de distribución	32
6.2.4	Mercado minorista o de suministro a clientes finales	34
6.3	Otros mercados relevantes: mercado de suministro de fuel-oil.....	36
7	VALORACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA OPERACIÓN SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA EN LOS DIFERENTES MERCADOS AFECTADOS	38
7.1	Efectos horizontales	39
7.1.1	Sector del gas natural	40
7.1.2	Sector de la electricidad.....	97
7.1.3	Mercado de suministro de fuel-oil	137
7.2	Efectos verticales	138
7.2.1	Efectos verticales en los mercados del gas natural	140
7.2.2	Efectos verticales en los mercados de electricidad.....	143
7.3	Efectos de conglomerado.....	145
7.4	Barreras a la entrada.....	152
7.4.1	Barreras a la entrada en el sector del gas natural.....	152



7.4.2	Barreras a la entrada en el sector eléctrico.....	167
8	VALORACIÓN DE LAS EFICIENCIAS ALEGADAS POR GAS NATURAL	180
9	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
10	ANEXO 1: RESUMEN DE LAS RESPUESTAS A LA CONSULTA PÚBLICA	203
11	ANEXO 2: INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE LOS MERCADOS RELEVANTES	211

INFORME A PETICIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LA COMPETENCIA SOBRE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN CONSISTENTE EN LA ADQUISICIÓN POR PARTE DE GAS NATURAL SDG, S.A. DE UNA PARTICIPACIÓN DE CONTROL SOBRE UNIÓN FENOSA, S.A.

Con fecha 4 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en el registro administrativo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) escrito de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) por el que se solicita a esta Comisión informe, en el plazo de 20 días hábiles, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia, en relación con la operación de concentración económica consistente en la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. de una participación accionarial de control sobre UNIÓN FENOSA, S.A., que dio lugar al expediente C/0098/08 de la Comisión Nacional de la Competencia.

Con el fin de completar la información aportada por GAS NATURAL SDG, S.A. en su escrito de notificación a la CNC y de realizar un análisis detallado del expediente, el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión de fecha 11 de septiembre de 2008, acordó solicitar a la CNC una prórroga de 10 días para la elaboración del citado informe.

Con fecha 16 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en el registro administrativo de la CNE escrito de la CNC por el que comunica que en aplicación del artículo 49 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, el mencionado plazo queda ampliado en diez días hábiles.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 9 de octubre de 2008 ha acordado emitir el siguiente:

INFORME

1 ANTECEDENTES

- Con fecha 4 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en el registro administrativo de la CNE escrito de la CNC por el que se solicita a esta Comisión informe, en el plazo de 20 días hábiles, en relación con la operación de concentración económica consistente en la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. de una participación accionarial de control sobre UNIÓN FENOSA, S.A. Dicho escrito de solicitud de informe viene acompañado de versiones confidencial y no confidencial del documento de notificación de la operación.
- Con fecha de salida 12 de septiembre de 2008, se comunica a la CNC el acuerdo del Consejo de Administración de la CNE, de fecha 11 de septiembre de 2008, de solicitar a la CNC una prórroga de 10 días para la elaboración del citado informe, con el fin de completar la información aportada por GAS NATURAL SDG, S.A. en su escrito de notificación a la CNC y de realizar un análisis detallado del expediente.
- Con fecha 16 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en el registro administrativo de la CNE escrito de la CNC por el que comunica que en aplicación del artículo 49 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, el mencionado plazo queda ampliado en diez días hábiles.
- Con fecha 11 de septiembre de 2008, la CNE remite a GAS NATURAL SDG, S.A. y a UNIÓN FENOSA, S.A. sendos escritos comunicando que el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión celebrada el día 11 de septiembre de 2008, ha acordado solicitar a cada sociedad cierta información con el fin de completar la información aportada por GAS NATURAL en su escrito de notificación a la CNC. La información requerida deberá ser remitida a la CNE antes del 20 de septiembre de 2008.

- En el marco de elaboración del Informe solicitado por la CNC, la CNE realiza una consulta pública con el objeto de conocer las opiniones de todos los agentes interesados. La consulta pública se inicia el 12 de septiembre de 2008 y finaliza el 20 de septiembre de 2008. Responden a la consulta pública los siguientes agentes: HIDROCANTÁBRICO, IBERDROLA, EON ESPAÑA, INCOGAS, ACCIONISTAS ASOCIADOS, CEPESA, ENI, CONFEDERACIÓN DE CONSUMIDORES Y USUARIOS (CECU), FORTIA, CÉNTRICA, OMEL, Sr. D. LUIS VALERO QUIROS (MIEMBRO DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS), ASOCIACION DE AGENTES EXTERNOS DEL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL (ASAE) y COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE LAMINACIÓN (CELSA). Asimismo, en el marco de la consulta pública se recibe escrito de alegaciones de ENDESA, con fecha de entrada en la CNE el 22 de septiembre de 2008. En el anexo del presente Informe se incluye un resumen de los comentarios enviados por los agentes a esta Comisión en respuesta a la consulta pública.
- Con fecha 19 de septiembre de 2008 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de UNIÓN FENOSA, S.A. al requerimiento de información de fecha 11 de septiembre de 2008.
- Con fecha 22 de septiembre de 2008 tiene entrada en el registro de la CNE la respuesta de GAS NATURAL SDG, S.A. al requerimiento de información de fecha 11 de septiembre de 2008.
- Con fecha 23 de septiembre de 2008 la CNE da audiencia a UNIÓN FENOSA como parte interesada en la operación objeto de análisis.
- Con fecha 25 de septiembre de 2008 la CNE da audiencia a GAS NATURAL como parte interesada en la operación objeto de análisis.

2 OBJETO

El presente informe tiene por objeto responder a la referida petición de informe de la Comisión Nacional de la Competencia, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 17.2 c)

de la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia: *“La Comisión Nacional de la Competencia solicitará a los reguladores sectoriales la emisión del correspondiente informe no vinculante en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen actividades en el sector de su competencia”.*

3 NORMATIVA APLICABLE

El artículo 7.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia dispone que *“A los efectos previstos en esta Ley se entenderá que se produce una concentración económica cuando tenga lugar un cambio estable del control de la totalidad o parte de una o varias empresas como consecuencia de:*

- a) La fusión de dos o más empresas anteriormente independientes, o*
- b) La adquisición por una empresa del control sobre la totalidad o parte de una o varias empresas.*
- c) La creación de una empresa en participación y, en general, la adquisición del control conjunto sobre una o varias empresas, cuando éstas desempeñen de forma permanente las funciones de una entidad económica autónoma”.*

En el artículo 8.1 de la mencionada Ley se establece que *“El procedimiento de control previsto en la presente Ley se aplicará a las concentraciones económicas cuando concurra al menos una de las dos circunstancias siguientes:*

- a) Que como consecuencia de la concentración se adquiera o se incremente una cuota igual o superior al 30 por 100 del mercado relevante de producto o servicio en al ámbito nacional o en un mercado geográfico definido dentro del mismo.*
- b) Que el volumen de negocios global en España del conjunto de los partícipes supere en el último ejercicio contable la cantidad de 240 millones de euros, siempre que al menos dos de los partícipes realicen individualmente en España un volumen de negocios superior a 60 millones de euros”.*

Asimismo, el artículo 8.2 de la mencionada Ley establece que *“Las obligaciones previstas en la presente Ley no afectan a aquellas concentraciones de dimensión comunitaria tal como se definen en el Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas, salvo que la concentración haya sido objeto de una decisión de remisión por la Comisión Europea a España conforme a lo establecido en el citado Reglamento.”*

La operación objeto de este informe recae en el ámbito de aplicación de los artículos 7.1 b) y 8.1 b) de la Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia. Por otro lado, la citada operación se ajusta a lo establecido en el artículo 9.1 de la Ley 15/2007, donde se señala que *“Las concentraciones económicas que entren en el ámbito de aplicación del artículo anterior deberán notificarse a la Comisión Nacional de la Competencia previamente a su ejecución”*.

Se debe señalar que la operación no tiene dimensión comunitaria de conformidad con el artículo 1.2 del Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas, dado que tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA realizan más de dos tercios de su cifra de negocios comunitaria en España.

Cuadro 1 Volumen de negocios en el año 2007 de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA

	Volumen de negocios en el año 2007		
	Mundial (Millones €)	Unión Europea (Millones €)	España (Millones €)
GAS NATURAL	10.093	7.500	7.160
UNIÓN FENOSA	6.010	[...]	[...]

Fuente: Notificación

El artículo 10 de la Ley 15/2007 hace referencia a los criterios de valoración sustantiva en las concentraciones económicas. Expresamente, el apartado 1 señala que la Comisión Nacional de la Competencia valorará las concentraciones económicas, atendiendo a la posible obstaculización del mantenimiento de una competencia efectiva en todo o en parte del mercado nacional. En concreto, la Comisión Nacional de la Competencia atenderá en su análisis, entre otros, a los siguientes elementos:

- “a) la estructura de todos los mercados relevantes,*
- b) la posición en los mercados de las empresas afectadas, su fortaleza económica y financiera,*
- c) la competencia real o potencial de empresas situadas dentro o fuera del territorio nacional,*
- d) las posibilidades de elección de proveedores y consumidores, su acceso a las fuentes de suministro o a los mercados,*
- e) la existencia de barreras para el acceso a dichos mercados,*
- f) la evolución de la oferta y de la demanda de los productos y servicios de que se trate,*
- g) el poder de negociación de la demanda o de la oferta y su capacidad para compensar la posición en el mercado de las empresas afectadas,*
- h) las eficiencias económicas derivadas de la operación de concentración y, en particular, la contribución que la concentración pueda aportar a la mejora de los sistemas de producción o comercialización así como a la competitividad empresarial, y la medida en que dichas eficiencias sean trasladadas a los consumidores intermedios y finales, en concreto, en la forma de una mayor o mejor oferta y de menores precios.”*

En el apartado 2 del citado artículo 10 de la Ley 15/2007, también se señala que *“En la medida en que la creación de una empresa en participación sujeta al control de concentraciones tenga por objeto o efecto coordinar el comportamiento competitivo de empresas que continúen siendo independientes, dicha coordinación se valorará en función de lo establecido en los artículos 1 y 2 de la presente Ley”*. Concretamente, los artículos 1 y 2 de la Ley 15/2007 hacen referencia a las conductas colusorias y al abuso de posición dominante, respectivamente.

Por otro lado, el apartado 3 del citado artículo 10 de la Ley 15/2007, señala que *“en la valoración de una concentración económica podrán entenderse comprendidas determinadas restricciones a la competencia accesorias, directamente vinculadas a la operación y necesarias para su realización”*.

La Ley 15/2007 de Defensa de la Competencia ha sido desarrollada por el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia. El citado Real Decreto 261/2008 en su Disposición derogatoria única

deroga al Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrollaba la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia, en lo referente al control de concentraciones económicas, y que ha estado en vigor hasta la aprobación del Real Decreto 261/2008.

Por último, cabe referirse a normativa sectorial específica cuya aplicación incide en la valoración de la presente operación, en concreto, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus desarrollos reglamentarios.

4 DESCRIPCIÓN Y NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL, SDG, S.A. (en adelante GAS NATURAL) del control exclusivo sobre UNIÓN FENOSA, S.A. (en adelante UNIÓN FENOSA) mediante la adquisición de la participación del 35,31% propiedad de ACS, ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS, S.A. (en adelante ACS).

Atendiendo a la notificación, la transmisión de la participación del 35,31% de UNIÓN FENOSA se realizará por un importe de 5.915 millones de euros (18,33 euros por acción). Asimismo, aun cuando la operación consiste en la adquisición de una participación de control, de conformidad con la legislación vigente, ésta irá seguida de una OPA por el resto del capital social de UNIÓN FENOSA (54,7%), a 18,33 euros por acción en efectivo.

La operación será financiada por diez entidades bancarias con las que GAS NATURAL ha llegado a un acuerdo¹. Estas entidades participarán en la financiación por un importe de 15.100 millones de euros de la operación para atender la adquisición de la participación de control y la posterior OPA.

Según se indica en el documento de notificación, como consecuencia de la adquisición de esta participación del 35,31%, GAS NATURAL pasaría a controlar directamente el 45,3%

¹ Los bancos con los que GAS NATURAL ha llegado a un acuerdo son: BANCO SANTANDER, BARCLAYS, BNP PARIBAS, LA CAIXA, CAJAMADRID, CITIBANK, ING BELGIUM, SOCIÉTÉ GENERALE, THE ROYAL BANK OF SCOTLAND y UBS.

del capital social de UNIÓN FENOSA². Conforme al acuerdo suscrito entre GAS NATURAL y ACS el 30 de julio de 2008, GAS NATURAL había adquirido de ACS una participación previa del 9,99% de UNIÓN FENOSA. Atendiendo al citado acuerdo, GAS NATURAL ha condicionado la adquisición del tramo del 35,31% de UNIÓN FENOSA a “(i) la recepción de la correspondiente autorización por parte de la Comisión Nacional de Energía o bien la confirmación, por parte de la misma, de que dicha autorización no es necesaria; y (ii) la recepción de la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades competentes en materia de Competencia, que autorice, con o sin condiciones, la transmisión de las acciones.”

Atendiendo a lo expuesto en la notificación, la participación del 45,3% en el capital social de UNIÓN FENOSA, le otorgaría a GAS NATURAL el control exclusivo sobre UNIÓN FENOSA, a los efectos del artículo 7 de la Ley 15/2007, de Defensa de la Competencia.

El artículo 7 de la Ley 15/2007, en lo referente al control de concentraciones, establece que se entenderá que existe relación de control, cuando como consecuencia de la celebración de contratos, la adquisición de derechos o por cualquier otro medio, confieran la posibilidad de ejercer una influencia decisiva sobre una empresa. En este sentido, tal y como se señala en el documento de notificación, la capacidad de ejercer una influencia decisiva en la empresa depende, conforme a la práctica decisoria de la autoridad española de defensa de la competencia, “de la dispersión de las participaciones en el capital social, los estatutos de la sociedad, los pactos entre accionistas y la propia realidad de las votaciones en los órganos de gobierno de la empresa”³.

De igual forma, la Comisión Europea, en su Comunicación consolidada sobre cuestiones jurisdiccionales en materia de competencia, considera entre otros factores que un accionista minoritario posee control exclusivo “cuando es muy probable que el accionista

² Según la documentación remitida por GAS NATURAL a la CNE, con fecha de entrada 4 de septiembre de 2008, en relación a la consulta de la citada empresa sobre la necesidad de solicitar autorización prevista en la Disposición Adicional Undécima. Tercero. Función Decimocuarta de la Ley 34/1998 en la operación de adquisición de control de UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL manifestaba que suscribió el 14 de agosto de 2008 un acuerdo con la entidad financiera UBS para adquirir en el futuro una participación en UNIÓN FENOSA que alcanza las 47.070.000 acciones, correspondientes al 5,15% de los derechos de voto.

³ Informe del Servicio de Defensa de la Competencia en el expediente N-5104- ACS/Unión Fenosa.

*obtenga la mayoría en las juntas de accionistas dado su número de acciones y la presencia de accionistas en las juntas en años anteriores”.*⁴

Según se expone en la notificación, en los tres últimos años la asistencia a las Juntas Generales de Accionistas de UNIÓN FENOSA, directa o por representación, no ha superado el 76% del capital social, y atendiendo a la información en la web de la CNMV, no consta que existan pactos parasociales entre los accionistas significativos de los contemplados en la Ley 26/2003, de 17 de julio, de Transparencia.

En consecuencia, con la adquisición del 45,3% del capital social de UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL podría disponer de más del 50% del capital presente y representado en las Juntas, teniendo la posibilidad de ejercer una influencia decisiva sobre la Junta General de Accionistas de UNIÓN FENOSA, lo que le otorgaría el control exclusivo a los efectos del artículo 7 de la Ley 15/2007, de Defensa de la Competencia.

En la notificación, GAS NATURAL manifiesta que a fecha de hoy no hay una decisión formalmente adoptada respecto a la organización y estructura del grupo resultante, si bien se pretende que la empresa se organice con arreglo a los principios de organización geográfica y de gestión global de la energía.

En cuanto al calendario de la operación, se señala que el acuerdo que dio lugar a la operación de concentración se firmó el 30 de julio de 2008. Conforme a dicho acuerdo, la ejecución de la operación tendrá lugar dentro de los diez días hábiles bursátiles que sigan a la fecha posterior de entre las siguientes: (i) la recepción de la autorización por parte de la CNE, o bien confirmación por parte de la misma de que dicha autorización no es necesaria; o (ii) la recepción de la resolución definitiva en vía administrativa de las autoridades competentes de defensa de la competencia.

Asimismo, una vez superado el umbral del 30% de los derechos de voto en UNIÓN FENOSA, GAS NATURAL estaría obligada, conforme al artículo 60 de la Ley 24/1988, del

⁴ Comunicación consolidada de la Comisión sobre cuestiones jurisdiccionales en materia de competencia realizada de conformidad con el Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas.

Mercado de Valores, a presentar en el plazo de un mes una OPA por el resto del capital social de UNIÓN FENOSA, a 18,33 euros por acción en efectivo.

Atendiendo a lo expuesto en el documento de notificación, no existen restricciones a la competencia que se consideren accesorias a la operación.

Respecto a la lógica económica de la operación, el notificante afirma que la operación *“tiene por objeto crear un grupo empresarial español que compita de forma más eficiente en los diversos mercados energéticos. Constituye una respuesta lógica y perfectamente justificada a los cambios en la dinámica competitiva de los sectores del gas y la electricidad a escala nacional, europea y global.”*

Según señala el notificante, en el sector eléctrico, la cartera de activos de generación de la entidad resultante, tanto por su diversificación como por su dimensión en términos de potencia instalada, le permitirá *“competir agresivamente y ajustarse de manera más eficiente a la demanda de un amplio número de clientes con independencia de sus perfiles de consumo”*. Además, la combinación de ambas empresas dará lugar a una empresa con un grado de integración vertical gas-electricidad mucho más óptimo, y posibilitará a la empresa resultante aumentar el volumen de su demanda, y de esta manera incrementar su poder de negociación con respecto a los productores de gas en los mercados internacionales sin que las condiciones de competencia en los mercados relevantes se vean afectadas.

A estos objetivos de carácter estratégico con un impacto en términos de ingresos y costes, se añaden otros de naturaleza financiera u operativa que se manifestarán en el logro de reducciones de costes operativos y no operativos, los cuales podrán ser trasladables a los consumidores finales habida cuenta de las condiciones de competencia existentes una vez ejecutada la operación. Según se cita en la notificación, la integración de las estructuras organizativas de las dos empresas posibilitará la reducción de costes corporativos y operativos por un valor aproximado de 215 millones de euros anuales.

5 ACTIVIDADES DE LAS PARTES INTERVINIENTES

5.1 GAS NATURAL

Tal y como se recoge en el escrito de notificación de la operación de concentración, GAS NATURAL SDG, S.A. es un grupo energético integrado que opera principalmente en las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas natural. Asimismo, GAS NATURAL ha desarrollado en los últimos años su presencia en el sector de la generación y el suministro de electricidad. Su principal actividad radica en España aunque también opera en diversos mercados energéticos en Francia, Italia, Argentina, Brasil, Colombia, Puerto Rico y México.

GAS NATURAL SDG, S.A. es una sociedad española que no pertenece a ningún grupo de empresas, conforme al artículo 42 del Código de Comercio y al artículo 4 de la Ley 24/1988, del Mercado de Valores.

Las acciones de GAS NATURAL SDG, S.A. cotizan en las cuatro bolsas españolas y en el Mercado Continuo y están incluidas en el IBEX 35. Las participaciones significativas en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A. a 31 de diciembre de 2007 son las de LA CAIXA (34%), REPSOL YPF (31%) y SUEZ, S.A. (11%).

Es una empresa conjunta de plenas funciones controlada conjuntamente por REPSOL YPF y LA CAIXA. La estructura de control ha sido la misma desde su constitución, y ha venido adaptándose mediante sucesivos acuerdos entre REPSOL YPF y LA CAIXA, todos ellos de naturaleza pública al haber sido objeto de comunicación a la CNMV.

GAS NATURAL SDG, S.A. agrupa a diferentes sociedades presentes, sobre todo, en las actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas natural y gas natural licuado fundamentalmente en España y Latinoamérica.

Pueden destacarse las siguientes sociedades del grupo GAS NATURAL, todas ellas bajo el control de GAS NATURAL, describiendo en cada caso las actividades que realizan:

- Las actividades de exploración y producción de gas natural se llevan a cabo a través de GAS NATURAL EXPLORACIÓN, S.L., sociedad participada al 100% por GAS NATURAL.
- Las actividades *midstream* (licuefacción, transporte y trading internacional) de GAS NATURAL relativas al gas natural licuado (GNL), se llevan a cabo a través de la sociedad REPSOL-GAS NATURAL LNG, S.L., empresa conjunta participada al 50% por REPSOL YPF y GAS NATURAL.
- Respecto a la actividad de abastecimiento de gas, se realiza a través de la sociedad GAS NATURAL APROVISIONAMIENTOS, S.A. . SAGANE es, por su parte, la sociedad de GAS NATURAL titular de los contratos de abastecimiento en Argelia. Ambas sociedades participadas al 100% por GAS NATURAL.
- En cuanto a la actividad de transporte por gasoducto, SAGANE, S.A. también es la sociedad de GAS NATURAL titular del 72,6% y del 72,35%, respectivamente, del capital de EUROPE MAGREB PIPELINE, LTD. y METRAGAZ S.A. A través de ambas sociedades se explota y opera el gasoducto del Magreb. El resto de la participación en ambas sociedades es propiedad de GALP GAS NATURAL, S.A.
- GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. (participada al 100% por GAS NATURAL) opera en la compraventa de electricidad en el mercado mayorista de electricidad.
- La distribución de gas natural en España se realiza a través de once sociedades distribuidoras que desarrollan su actividad en las diferentes Comunidades Autónomas: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. (Cataluña, Madrid y Aragón), GAS NATURAL CEGAS, S.A. (C. Valenciana), GAS NATURAL MURCIA, SDG, S.A., GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A., GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA, S.A., GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN, S.A., GAS NAVARRA, S.A., GAS NATURAL RIOJA, S.A., GAS NATURAL CANTABRIA SDG, S.A., GAS GALICIA SDG, S.A. y GAS NATURAL LA CORUÑA, S.A.

- La comercialización de gas natural y electricidad a clientes finales se realiza a través de GAS NATURAL COMERCIALIZADORA S.A. y GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A., ambas participadas al 100% por GAS NATURAL.

5.2 UNIÓN FENOSA

UNIÓN FENOSA, S.A. es un grupo energético integrado que opera principalmente en los mercados eléctricos estando presente en generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, en los últimos años también se ha introducido en los mercados de gas natural, desarrollando actividades de aprovisionamiento, distribución y comercialización de gas. Su principal centro de actividad radica en España, aunque también opera en diversos mercados energéticos, esencialmente en Centroamérica y Sudamérica (en particular, México, Colombia, Panamá, Guatemala, Nicaragua, República Dominicana y Costa Rica).

Las acciones de UNIÓN FENOSA cotizan en las cuatro bolsas españolas y en el Mercado Continuo y están incluidas en el IBEX 35. A fecha 15 de septiembre de 2008 las participaciones significativas en el capital social de UNIÓN FENOSA, S.A. son las de ACS (35,306%), CAIXANOVA (5,022%) y GAS NATURAL (10%).

Pueden destacarse las siguientes sociedades en las que UNIÓN FENOSA posee una participación de control, describiendo en cada caso las actividades que realizan:

- La actividad gasista de UNIÓN FENOSA se realiza principalmente a través de UNIÓN FENOSA GAS, participada al 50% por UNIÓN FENOSA y el grupo italiano ENI. Ambos accionistas poseen el control conjunto sobre la sociedad.

En las actividades de *midstream*, UNIÓN FENOSA GAS tiene una participación del 80% en la sociedad SEGAS, propietaria del primer tren de licuefacción de Damietta (Egipto) y del 7,36% en el accionariado de la sociedad que ha desarrollado el tercer tren de la planta de licuefacción de Qalhat LNG (Omán).

UNIÓN FENOSA GAS posee directamente el 42,5% de la sociedad que gestiona la regasificadora de Sagunto (SAGGAS), y una participación del 21% en la regasificadora de La Coruña (REGANOSA).

UNIÓN FENOSA GAS participa en la actividad de explotación de yacimiento de gas natural a través de la sociedad NUEVA ELECTRICIDAD DEL GAS, S.A. (NUELGAS), con una participación del 100%.

- La actividad de generación eléctrica en régimen ordinario se realiza principalmente a través de la sociedad UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A., participada al 100% por UNIÓN FENOSA.

La actividad de generación eléctrica en régimen especial se realiza a través de ENEL UNIÓN FENOSA RENOVABLES (EUFER), participada al 50% con ENEL (ambos accionistas poseen el control conjunto sobre la sociedad) y a través de GENERACIÓN PENINSULAR, 100% propiedad de UNIÓN FENOSA.

- En cuanto a las actividades de distribución de gas natural, se realizan a través de GAS DIRECTO, participada por UNIÓN FENOSA GAS (60%) y por CEPSA (40%).
- La actividad de distribución de electricidad se realiza a través de UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A., participada al 100% por UNIÓN FENOSA.
- La actividad de suministro de gas natural a clientes domésticos y PYMES, y el suministro de electricidad a clientes finales se realiza a través de UNIÓN FENOSA COMERCIAL, 100% propiedad de UNIÓN FENOSA. Asimismo, UNIÓN FENOSA COMERCIAL es suministrador de último recurso, atendiendo a lo dispuesto por el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se

regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural⁵.

6 MERCADOS RELEVANTES AFECTADOS POR LA OPERACIÓN

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

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

En este sentido, la Comisión Europea señala en su Comunicación⁶ relativa a la definición del mercado de referencia a efectos de la normativa en materia de competencia, que *“el objetivo de definir un mercado en sus dos dimensiones, de producto y geográfica, es identificar a aquellos competidores de las empresas en cuestión, que son capaces de restringir su comportamiento y de impedirles que actúen sin sentirse sometidas a una presión competitiva eficaz.”*

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

El criterio principal para determinar el producto relevante o conjunto de productos que, por sus características, forman parte de un mismo mercado, es su sustituibilidad por el lado de la demanda. Además, la definición del mercado de producto puede considerar también

⁵ Según el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, las empresas comercializadoras que asumirán la obligación de suministro de último recurso son: ENDESA ENERGÍA, S.A., GAS NATURAL SERVICIOS, S.A., IBERDROLA, S.A., NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U. y UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L.

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

la sustituibilidad por el lado de la oferta, teniendo en cuenta aquellos operadores que pueden estar en disposición de ofertar un determinado producto o servicio en el mercado como reacción a una subida significativa del precio.

En el asunto objeto del presente informe consistente en la adquisición del control de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL, cabe distinguir dos mercados de producto relevantes, el de la electricidad y el del gas natural. Esto es así en tanto que, a pesar de la fuerte interrelación existente entre los mercados energéticos de gas y electricidad, ambos presentan diferencias notables: su modo de obtención, la posibilidad de almacenamiento, los medios de transporte de ambos, cauces de distribución, características de instalaciones, puntos de consumo, etc.

Ello comporta que no exista más que una sustituibilidad parcial entre ambos desde el punto de vista de la demanda, lo que ha determinado que multitud de decisiones de los organismos comunitarios⁷ y españoles⁸ de defensa de la competencia hayan estimado la existencia de dos mercados de producto diferenciados: la electricidad y el gas natural. Así lo ha entendido igualmente esta Comisión en los informes emitidos sobre los proyectos de concentración en el sector eléctrico y en el sector del gas, citando los informes sobre los proyectos GAS NATURAL/ENDESA, UNION FENOSA/HIDROCANTABRICO y ENDESA/IBERDROLA, y el informe PLANTA DE SAGUNTO, entre otros.

Los organismos de defensa de la competencia tanto comunitarios como españoles han defendido que si bien puede existir cierta sustituibilidad por el lado de la demanda entre los dos productos (electricidad/gas natural), ésta se produciría a muy largo plazo y requeriría cuantiosas inversiones por parte de los usuarios que deberían adaptar su equipamiento según la fuente de energía elegida.

Asimismo, por el lado de la oferta han argumentado que cada fuente de energía tiene unas características diferentes en relación a la producción, el almacenamiento o el

⁷ Entre los precedentes comunitarios se citan los siguientes: COMP/M.3340 ENI/EDP/GDP, COMP/M.1190 AMOCO/REPSOL/IBERDROLA/ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, COMP/M.493 TRACTEBEL/DISTRIGAZ II, COMP/M.568 EDISON-EDF/ISE, COMP/M.931 NESTE/IVO.

⁸ Entre los precedentes españoles caben destacar los asuntos: N-06088-NATURGAS/GASNALSA, N-06023 NATURCORP/BILBOGAS, C94/05 GAS NATURAL/ENDESA, C38/99 ENDESA/GAS NATURAL, N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO.

transporte. La necesidad de inversiones específicas y significativas en cada caso apoya la teoría de la consideración del gas y la electricidad de forma diferenciada.

No obstante la definición de mercados de producto separados de gas y electricidad, cabe resaltar la creciente convergencia entre estos sectores, como muestran los numerosos casos de entrada de empresas gasistas en industrias eléctricas y viceversa, incluida la operación objeto de este informe. Esta convergencia se debe principalmente a la tendencia consolidada a nivel nacional y mundial a emplear el gas natural en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado y al desarrollo conjunto de la comercialización de gas y electricidad a clientes finales.

6.1 Mercados relevantes en el sector del gas natural

La cadena del suministro del gas natural comprende distintas actividades productivas que son identificadas en la Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos como: (i) la exploración y producción; (ii) el abastecimiento/aprovisionamiento; (iii) el transporte (este a su vez incluye el transporte por gasoducto, la regasificación y el almacenamiento); (iv) la distribución; y (v) la comercialización o suministro a clientes finales.

Los mercados relevantes para el análisis de esta operación en el sector del gas natural coinciden aproximadamente con las actividades indicadas, puesto que ambas empresas implicadas participan en ellas, con la excepción de la exploración y producción, donde UNIÓN FENOSA no opera y GAS NATURAL tiene una presencia poco significativa⁹.

Las actividades sujetas a regulación, como el transporte y la distribución, se examinan por ser el acceso a las mismas indispensables para ejercer las actividades que se desarrollan en libre competencia. Por lo tanto, su consideración como mercados relevantes se debe a su incidencia sobre el funcionamiento competitivo de los mercados de aprovisionamiento y de suministro a clientes finales.

⁹ UNIÓN FENOSA no está presente en el segmento de exploración y producción. Por su parte, GAS NATURAL tiene una presencia muy poco significativa que se limita a la exploración y producción en Marismas (Huelva) y a una serie de proyectos conjuntos con REPSOL YPF en Málaga, Argelia, Marruecos y Angola, según la información que aparece en el Informe Anual de GAS NATURAL de 2007.

6.1.1 Mercado mayorista de gas natural

El mercado mayorista de gas está formado por dos sub-mercados, el mercado primario y el mercado secundario.

El mercado primario incluye las transacciones entre productores de gas por el lado de la oferta y los agentes importadores o aprovisionadores¹⁰ de gas a España por el lado de la demanda. Dada la reducida cantidad de gas producido en España, que representa menos del 1% del total del gas incorporado al sistema, estas transacciones se realizan en su casi totalidad fuera del sistema gasista español. El gas importado es introducido en el sistema gasista nacional mediante unos puntos de entrada por gasoducto, si se trata de gas canalizado, o por planta de regasificación si se trata de Gas Natural Licuado (GNL).

Por su parte, el mercado secundario abarca todos los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español entre importadores de gas en origen y otros comercializadores.

Puesto que en la actualidad todos los consumidores tienen el derecho de comprar gas en el mercado mayorista, primario o secundario, en principio este podría considerarse como una alternativa a la adquisición de gas en el mercado minorista. Sin embargo, el acceso al mercado mayorista presenta una barrera importante en términos de volúmenes de gas contratado para la gran mayoría de consumidores. Además, la adquisición directa del gas en el mercado mayorista requeriría que el consumidor final, en lugar del comercializador, realizara directamente los necesarios contratos para el acceso al sistema con los titulares de las infraestructuras de transporte y distribución. Dadas las inflexibilidades existentes en el sistema logístico español, debidas en particular a la limitada capacidad de almacenamientos subterráneo, la introducción del gas en el sistema para el suministro debe hacerse con un perfil muy cercano al de la demanda que se pretende cubrir, mientras que la compra de GNL requiere su transporte en lotes discretos de gran tamaño respecto a los consumos de los clientes individuales. Debido a estos factores, en la

¹⁰ En este informe se emplea el término “abastecimiento(s)” para indicar, en general, la oferta de gas por parte de productores y traders internacionales en el mercado primario. Por otra parte, se emplea el término “aprovisionamiento(s)” para indicar las importaciones de gas a España, realizada por los sujetos habilitados según la legislación vigente.

práctica casi ningún consumidor, aun cuando sea de gran tamaño, adquiere gas en el mercado mayorista, lo que justifica adicionalmente su consideración como mercado separado del mercado minorista.

En lo que concierne a la dimensión geográfica del mercado mayorista, se observa que el mercado secundario tiene claramente una dimensión nacional-peninsular, puesto que, por su propia naturaleza, comprende los contratos de reventa de los importadores a otros comercializadores, y las transacciones que los comercializadores realizan entre ellos (típicamente de corto plazo) para ajustar sus posiciones de compra y venta de cara a sus necesidades de suministro a los consumidores finales en España (hasta la fecha estos intercambios se han dirigido principalmente a resolver problemas logísticos y de falta de flexibilidad del sistema gasista español, como se describirá en detalle más adelante).

En el caso del mercado primario la definición de la dimensión geográfica es más compleja y requiere la consideración de todos los elementos que condicionan la posibilidad de importar gas en el sistema español. Para el GNL los condicionantes son mínimos, puesto que existe capacidad suficiente, disponible para la contratación, en las plantas de regasificación existentes y planificadas, y la oferta a la que pueden acceder los aprovisionadores es en principio mundial, pudiendo importarse gas a España desde cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción (en realidad la mayoría de los movimientos de GNL hacia España proceden de la cuenca atlántica, que incluye EEUU y Europa como los principales demandantes, y países de América, Europa, Norte de África y Oriente Medio como los principales oferentes).

Por otra parte, el acceso al gas canalizado depende del trazado de las conexiones internacionales por gasoducto y de la disponibilidad de capacidad para contratar en dichos gasoductos. La oferta de gas está esencialmente limitada al gas argelino (a través de la conexión Magreb-Europa y, a partir de 2009, del gasoducto MEDGAZ) y al gas del Mar del Norte, principalmente de Noruega (a través de las conexiones con Francia). Asimismo, la capacidad de estos puntos de entrada se encuentra casi toda contratada, estando disponible para nueva contratación tan solo un 5-10% de la misma.

Finalmente, la capacidad de los importadores de sustituir una opción de aprovisionamiento por otra no es generalmente factible en plazos cortos, debido a que la gran mayoría del gas se importa mediante contratos de largo plazo. En consecuencia, los productores se aseguran el “acceso exclusivo” a los importadores durante periodos de tiempo extensos, aún cuando las presiones competitivas de otros suministradores pueden transmitirse sobre los precios contractuales mediante las revisiones periódicas de los mismos (*price reopeners*).

Este conjunto de factores conlleva a la consideración de una dimensión geográfica en principio supranacional del mercado primario de gas, que se ve parcialmente condicionada por características propias del sistema español, como el trazado y la capacidad de los gasoductos y los contratos de importación de gas de largo plazo.

6.1.2 Actividad de transporte

La actividad de transporte de gas natural constituye un mercado de producto separado, de acuerdo con los precedentes nacionales y comunitarios¹¹.

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos, las infraestructuras de transporte comprenden las instalaciones incluidas en la red básica y las redes de transporte secundario. La primera incluye los gasoductos de transporte primario (presión máxima igual o superior a 60 bares), las plantas de regasificación, los almacenamientos básicos, las conexiones con yacimientos en el interior o almacenamientos y las conexiones internacionales. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima entre 16 y 60 bares.

El marco regulatorio existente, y en particular el artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios, establece el derecho de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias a todas las instalaciones de transporte. Este derecho se concreta en la existencia de peajes y otras condiciones de

¹¹ Entre los precedentes nacionales ver el Informe de la CNE en el caso de la OPA GAS NATURAL/ENDESA y el Informe del TDC C94/05 GAS NATURAL/ENDESA. Entre los comunitarios ver M.493 TRACTEBEL/DISTRIGAZ II.

acceso reguladas y en el establecimiento de ENAGAS como gestor independiente del sistema gasista, que se ha visto reforzada recientemente por la Ley 12/2007.¹²

Con las modificaciones introducidas por Ley 12/2007 desaparece además la obligación que tenían anteriormente los transportistas de adquirir gas natural para atender las peticiones de otros transportistas y de los distribuidores conectados a sus redes, ajustándose así lo dispuesto por la Directiva 55/2003/CE. De esta manera, la actividad de transporte se limita a su esencia de operación y gestión de infraestructuras.

Cada una de las infraestructuras de transporte atiende a un papel distinto en el funcionamiento del sistema. En particular, desde el punto de vista de los usuarios, es útil distinguir entre tres sub-mercados distintos: (1) las infraestructuras necesarias para la importación del gas natural, que comprenden las conexiones internacionales por gasoducto y las plantas de regasificación y que tienen cierto grado de sustituibilidad entre ellas; (2) las redes de transporte internas, que sirven para garantizar la evacuación del gas incorporado al sistema desde los puntos de entrada hacia los puntos de salida; y (3) los almacenamientos subterráneos que permiten la modulación y el ajuste estacional entre la demanda y la oferta, así como el mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad en caso de fallos de algunas instalaciones o de reducciones imprevistas en los aprovisionamientos¹³.

En cuanto al mercado geográfico, se considera que las tres componentes tienen una dimensión geográfica que abarca al territorio nacional peninsular, debido a que: 1) los transportistas operan en general sobre la base de autorizaciones administrativas de carácter nacional o que afectan varias regiones (este es el caso de la mayoría de los gasoductos de transporte secundario); 2) las condiciones de regulación del acceso de terceros a las infraestructuras son homogéneas en el ámbito nacional.

¹² 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.

¹³ La normativa vigente permite que estas existencias, además de poder almacenarse en los almacenamientos subterráneos puedan también mantenerse en forma de GNL o de gas en gasoductos.

En lo que concierne más específicamente a las infraestructuras de importación se observa que, dada la existencia de un sistema de peajes de transporte únicos en el territorio español (“postales”), los distintos puntos de entrada del sistema español compiten directamente entre ellos, aún cuando la elección de un punto concreto por parte de un usuario depende de la existencia de capacidad de acceso al mismo, de posibles restricciones en el sistema de transporte interno (que limitan la capacidad de acceso efectivamente disponible), del origen concreto del gas importado y de la planificación de los buques en el caso del GNL¹⁴.

6.1.3 Actividad de distribución

La actividad de distribución de gas constituye un mercado de producto separado de otras actividades del sector¹⁵.

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley de Hidrocarburos, las instalaciones de distribución de gas natural comprenden *“los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario.”* Normalmente, las redes de presión de diseño entre 16 y 4 bar alimentan a los clientes industriales, grupo reducido de consumidores que concentran la mayor parte del consumo, y a las redes con presión inferior a 4 bares, que suministran a los consumidores doméstico-comerciales cuyo número es elevado aunque su consumo unitario es pequeño.

De forma análoga a cuanto previsto para los transportistas de gas, el marco regulatorio existente, y en particular el artículo 76 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios, establece el derecho de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias a todas las instalaciones de distribución, derecho que se concreta en la existencia de peajes y otras condiciones de acceso reguladas.

¹⁴ Véase, por ejemplo, CNE, Informe sobre las limitaciones de transporte en el área Noroeste del sistema gasista con ocasión de la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Mugardos, de junio de 2007.

¹⁵ Véase el Informe de la CNE en el caso de la OPA GAS NATURAL/ENDESA y el Informe del TDC C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

La Ley de Hidrocarburos, en la nueva redacción del artículo 74 dada por la Ley 12/2007, asigna a los distribuidores exclusivamente las obligaciones de desarrollo, operación y mantenimiento de las redes, desapareciendo la obligación de suministro a tarifa que se incluía en la anterior redacción, para cumplir con lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE¹⁶. Asimismo, la Ley 12/2007, estableció la separación jurídica y funcional entre las actividades de red (actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución), y las actividades de producción y suministro¹⁷.

En cuanto al mercado geográfico, la actividad de distribución de gas natural tiene un carácter indudablemente local. Esto es debido a que las autorizaciones de distribución especifican las obligaciones y los derechos de los distribuidores en relación con un determinado ámbito geográfico. Así, el artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos establece que los distribuidores tienen la obligación de ampliar la red en el ámbito geográfico de su autorización, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas. Por lo tanto, la dimensión geográfica relevante del mercado de distribución de gas natural coincide con el área que abarcan las autorizaciones administrativas para la distribución.

6.1.4 Mercado de suministro a clientes finales

Los precedentes nacionales y comunitarios han identificado el mercado de suministro a clientes finales como un mercado de producto separado¹⁸. En este mercado se incluye tanto el suministro a precio libre como el suministro regulado.

La actividad de comercialización de gas natural es una actividad liberalizada que desarrollan empresas comercializadoras debidamente autorizadas de acuerdo con la Ley 34/1998 y sus desarrollos posteriores.

¹⁶ De conformidad con la Directiva 2003/55/CE, la actividad de distribución consiste *“en el transporte de gas natural por redes de gasoductos locales o regionales para su abastecimiento a clientes, pero sin incluir el suministro”*.

¹⁷ La Disposición Transitoria Primera de la Ley 12/2007 establece que con anterioridad al 1 de enero de 2008 las empresas y grupos empresariales a las que se hace referencia en el artículo 63 de la Ley 34/1998 deberán cumplir con los criterios de separación funcional establecidos en dicho artículo.

¹⁸ Ver el Informe de la CNE en el caso de la OPA GAS NATURAL/ENDESA y el Informe del TDC C94/05 GAS NATURAL/ENDESA. Entre los precedentes comunitarios se cita M.3440 ENI/EDP/GDP y M.3868 DONG/ELSAM/ENERGI E2.

Tradicionalmente se distinguían dos mercados separados dentro del mercado de suministro a clientes finales: el suministro a tarifa y la comercialización a precio libre. Sin embargo, como resultado de los avances de la liberalización del sector gasista se ha ido eliminando la separación entre ambos submercados, a medida que los consumidores han alcanzado la elegibilidad. Por otro lado, dos recientes cambios normativos introducidos por la Ley 12/2007 han reforzado la consideración de un único mercado de suministro a clientes finales: (1) el cese del suministro a tarifa por parte de las distribuidoras; y (2) la sustitución del anterior sistema tarifario por uno basado en la tarifa de último recurso. En este nuevo sistema los comercializadores son los únicos agentes que venden gas a los consumidores finales en condiciones libremente negociadas, con la excepción de determinadas categorías de consumidores (en la actualidad los que están conectados a gasoductos de presión inferior a 4 bares y tienen un consumo anual inferior a 3 GWh), para los cuales se establece un precio máximo, la tarifa de último recurso.¹⁹

Una vez establecido el mercado de producto afectado, caben ciertas consideraciones en relación a la diferenciación de segmentos dentro de aquel. Todos los consumidores de gas natural pueden elegir suministrarse a través de un comercializador a un precio y en unas condiciones negociadas. Sin embargo, sus características de consumo son muy diferentes y se pueden distinguir tres grandes categorías de clientes: los domésticos-comerciales, los industriales y los generadores eléctricos.

Los consumidores domésticos (grupo tarifario 3) consumen pequeños volúmenes anuales, pero con un grado elevado de estacionalidad, que hacen que su suministrador tenga que incurrir en mayores costes para captar cuota de mercado, medida en términos de energía, y en una estructura de aprovisionamientos desequilibrados entre invierno y verano. La capacidad de respuesta de este tipo de clientes ante modificaciones de precios es muy reducida, por dos razones. Por un lado, no se trata de un cliente activo e informado, dado que el coste de la energía no es una parte importante de su presupuesto y tiene inercia

¹⁹ La Ley 34/1998, recientemente modificada por la Ley 12/2007, suprime, a partir del día 1 de enero de 2008, el sistema tarifario de gas natural y prevé el establecimiento de una tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores.

para seguir con su suministrador habitual. Típicamente este consumidor no compara precios.

En el grupo 3 de tarifa también se encuentran incluidos los clientes comerciales. Si bien los consumidores comerciales de pequeño tamaño son asimilables a los clientes domésticos, existen clientes de gran tamaño (centros comerciales, polideportivos, etc.) cuya demanda y características pueden ser más asimilables a las de los clientes industriales.

Los consumidores industriales, de los grupos 1 y 2, son clientes que conocen muy bien las características de su demanda y, en general, las características del mercado del gas. Pueden resultar mucho más sensibles al precio, por ser un factor de producción, en algunos casos, esencial en su proceso productivo y que les lleve a tomar decisiones que afecten directamente al volumen de producción, o porque son capaces de sustituirlo por otra fuente de energía.

Por último, cabe mencionar la demanda de gas para generación eléctrica, procedente en su mayor parte de centrales de ciclo combinado. Para el suministro a las centrales eléctricas, los contratos suelen estar hechos a la medida de las necesidades de cada ciclo y su duración se sitúa entre 15 y 20 años, con el fin de garantizar la viabilidad técnica y la seguridad de suministro en la central. Asimismo, para proporcionar mayor flexibilidad, es habitual que los generadores combinen contratos a largo plazo con otros *spot*.

La Comisión Europea en su decisión relativa al expediente de concentración EDP/ENI/GDP también realiza una distinción análoga entre varios mercados de producto dentro del suministro de gas natural, diferenciando por tipo de cliente, en virtud de las diferencias probadas entre las categorías de clientes. Dichas diferencias se ponen de manifiesto en las necesidades y patrones de consumo; en el tipo, duración, flexibilidad y condiciones de los contratos; en los márgenes y precios; en las relaciones y necesidades comerciales; en la dinámica de crecimiento o evolución; y en el uso del gas adquirido.

En consecuencia, a la vista de estas consideraciones, dentro del mercado de suministro a clientes finales, procede diferenciar el mercado de producto de suministro de gas por tipo

de cliente, atendiendo a las diferencias existentes entre los distintos segmentos, diferenciando, en consecuencia, entre los siguientes mercados de suministro: (1) clientes domésticos-comerciales; (2) consumidores industriales; y (3) generadores de energía eléctrica.

En cuanto a la dimensión geográfica, puede afirmarse que el mercado de suministro a clientes finales es de tamaño nacional peninsular, debido a que las comercializadoras generalmente ejercen su actividad sobre la base de autorizaciones administrativas que cubren la totalidad del territorio nacional, sin perjuicio de que la dimensión local pueda tener cierta relevancia al observarse que determinados comercializadores tienden a concentrarse en el área cubierta por la distribuidora afiliada.

Existen numerosos precedentes en España que consideran la comercialización de gas natural como un mercado geográfico de tamaño nacional. En referencia al mercado de comercialización, el TDC, con motivo del caso GAS NATURAL/ENDESA, concluía que el mercado geográfico de referencia era el mercado nacional, dado que concurrían ciertos elementos de dinámica competitiva que operaban, al menos, a nivel nacional. En este sentido, el TDC citaba que desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tenían la condición de cualificados, la liberalización había tenido efectos probados en el mercado, y que los oferentes de este mercado estaban siendo activos fuera de sus áreas originales intentando cubrir la totalidad del mercado nacional.

6.2 Mercados relevantes en el sector eléctrico

Dentro del mercado de producto de la electricidad pueden distinguirse mercados relevantes más específicos, atendiendo a la existencia de diferentes actividades (generación, transporte, distribución y comercialización), que tienen características particulares y se encuentran sometidas a una regulación específica. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece que la generación y la comercialización son actividades liberalizadas, mientras el transporte y la distribución tienen carácter regulado.

En cuanto a los agentes económicos implicados en la operación, UNIÓN FENOSA está presente en las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad.

Por su parte, GAS NATURAL está activo en generación y comercialización de gas natural y tiene una presencia muy limitada en la actividad de distribución de electricidad.

A la vista de las áreas en las que se encuentran presentes los grupos UNIÓN FENOSA y GAS NATURAL, y atendiendo al solapamiento o coincidencia de las actividades, se consideran afectados por esta operación los mercados de generación y comercialización. Además, se considera que la actividad regulada de distribución debe también ser analizada, aún cuando no haya prácticamente integración horizontal de actividades, de cara al análisis de los efectos de conglomerado que pudieran resultar de la coincidencia entre redes de gas y electricidad.

No se considera como un mercado relevante afectado por la operación la actividad de transporte de electricidad, puesto que se trata de una actividad sujeta a regulación y existe un gestor independiente del sistema eléctrico nacional (REE) que actúa como transportista único.

6.2.1 Mercado de generación mayorista

El mercado mayorista de energía eléctrica se configura como el conjunto de las transacciones económicas al por mayor entre oferentes y demandantes de energía eléctrica. Este mercado incluye tanto el mercado *spot* organizado (pool eléctrico), como los contratos bilaterales y los mercados a plazo.

El mercado *spot* organizado consiste a su vez de una serie de sesiones: (1) el mercado diario, que recoge las transacciones relativas a la producción del día siguiente; (2) la solución de las restricciones técnicas, es decir la modificación de las transacciones resultantes del mercado diario y de los contratos bilaterales teniendo en cuenta las restricciones técnicas del transporte (este mecanismo puede dar lugar a la creación de mercados zonales que merecen un tratamiento separado, como se detalla a continuación); (3) el mercado intradiario, que sirve como mecanismo de ajuste a la

programación diaria; y (4) los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos²⁰.

El mercado diario representa el mercado principal, donde se realizan la mayoría de las transacciones entre oferentes y demandantes. En consecuencia, el precio del mercado diario representa el componente principal del precio final de la energía y sirve como referencia para la fijación del precio en los contratos bilaterales y en los mercados a plazo. Por esta razón, la mayor parte del análisis se enfoca al impacto de la operación sobre la dinámica competitiva que tiene lugar en el mercado.

En cuanto a la dimensión geográfica del mercado mayorista de electricidad, éste se limita al ámbito nacional peninsular, dado el escaso nivel de interconexión internacional existente, y por tanto el impacto limitado que la generación importada de otros países (Francia y Portugal) puede ejercer sobre la formación del precio para la demanda en España. Así se han expresado en casos recientes tanto el Tribunal de Defensa de la Competencia, como la Comisión Europea (véase el caso nº 4685, relativo a la operación de concentración ENEL/ACCIONA/ENDESA, de julio de 2007).

Por otra parte, el 10 de abril de 2006 entró en vigor el Convenio Internacional para el desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de España y Portugal. En este contexto, se estableció la creación de un único Operador del Mercado Ibérico (OMI), aún cuando, durante el periodo transitorio actualmente en curso, el mercado spot organizado es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) y el mercado a plazo organizado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP). El desarrollo y gestión de cada sistema eléctrico sigue bajo la responsabilidad del Operador del Sistema de cada país, previéndose una serie de mecanismos de coordinación entre los dos. A este respecto se destaca que, desde el 1 de julio de 2007, se encuentra operativo el mecanismo de gestión conjunta de la interconexión entre España y Portugal, mediante el cual, en una primera fase, la totalidad de la capacidad de interconexión está

²⁰ Estos servicios están encaminados a que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones adecuadas de calidad, fiabilidad y seguridad y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. En esta fase el único demandante es el operador del sistema y los oferentes son las unidades de producción que cumplen con ciertos requisitos técnicos.

atribuida al proceso de separación de mercados (*market splitting*²¹), gestionado por el OMIE. En el segundo trimestre de 2007 el mercado español y el portugués han funcionado de manera desacoplada, dando lugar a precios distintos en una gran mayoría de horas.

En un reciente documento de propuesta de compatibilización del concepto de Operador Dominante para el mercado eléctrico en el ámbito del MIBEL, de febrero de 2008, el Consejo de Reguladores del MIBEL reconoce que la integración entre los dos mercados es actualmente limitada y que, hasta que se consiga una integración mayor mediante la construcción de nuevas líneas de interconexión, debe establecerse un periodo transitorio en el que se definan dos mercados relevantes diferenciados y no un único mercado geográfico a los efectos de aplicar algunas de las limitaciones asociadas al concepto de operador dominante.

6.2.2 Mercado de resolución de restricciones técnicas

Los precedentes nacionales y comunitarios han considerado el denominado mercado de las restricciones técnicas como un mercado de producto separado del mercado mayorista de generación eléctrica²².

Este mercado tiene su origen en las características propias de la red de transporte. Al término de la sesión del mercado diario, el resultado de la casación en el mercado diario (Programa Diario Base de Funcionamiento o PDBF) puede no ser técnicamente viable. Por esta razón, una vez concluido el PDBF, el operador del sistema (REE) evalúa si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro. En el caso de que no sea así, un procedimiento conjunto del Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) y del operador del sistema (REE) da solución a estas restricciones técnicas, modificando la asignación de energía de las unidades de producción. Como consecuencia, puede darse la situación en la que sólo un número reducido de

²¹ El mecanismo de *market splitting* proporciona un precio único si las interconexiones existentes entre la zona portuguesa y la española permiten la realización de los programas comerciales resultantes de la casación del mercado, pero proporciona precios distintos por zona si se manifiestan congestiones en dichas interconexiones.

²² Véase COMP/M.3340 ENI/EDP/GDP y C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

generadores ubicados en una determinada zona geográfica puede abastecer la demanda de esa zona.

Tal y como manifestaba el TDC con ocasión del expediente C94/05 GAS NATURAL/ENDESA, *“las restricciones técnicas generan oligopolios zonales o monopolios, en el caso frecuente de que esta situación se produzca en una zona en la que una única empresa puede ofertar el servicio. En este caso, el contexto de restricciones técnicas no es el mercado diario de generación sino el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas”*.

A la vista de estas consideraciones, se estima que el mercado de restricciones técnicas se configura como un mercado diferenciado dentro de la generación de energía eléctrica.

En cuanto al mercado geográfico, éste es de dimensión inferior al nacional delimitado por la zona donde se manifiestan las restricciones de transporte.

6.2.3 Mercado de distribución

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad. Se trata de una actividad regulada que tiene el carácter de monopolio natural.

La normativa vigente, y en particular el artículo 42 de la Ley de Hidrocarburos y sus desarrollos reglamentarios, establece el derecho de acceso de terceros en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias a todas las instalaciones de distribución, derecho que se concreta en la existencia de peajes y otras condiciones de acceso reguladas.

Atendiendo a lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley 54/1997, en su nueva redacción dada por la Ley 17/2007²³, los distribuidores tienen exclusivamente la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo, desapareciendo la obligación de suministro a tarifa que se incluía en la anterior redacción (el nuevo marco regulatorio por el que la actividad de suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución, entrará en vigor el 1 de enero de 2009, estableciéndose las tarifas de último recurso).

Asimismo, el artículo 14 de la Ley 54/1997, en su nueva redacción dada por la Ley 17/2007 viene a refrendar la separación de actividades. Se debe mencionar que la redacción original del artículo 14 ya recogía la obligación de separación jurídica entre las actividades reguladas (a las que se refiere el apartado 2 del artículo 11 de la citada Ley 54/1997 -transporte, distribución y operación del sistema-) y no reguladas, así como la necesidad de autorización para la realización de toma de participaciones por sociedades que realicen actividades reguladas.

En la nueva redacción del artículo 14 se elimina expresamente la posibilidad de venta a consumidores a tarifa, actividad que se reconocía a los distribuidores en su redacción original. Por otro lado, se reconoce que las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan realizar actividades de producción o de comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades, permitiéndose no obstante la realización de actividades incompatibles en el ámbito de un mismo grupo empresarial, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y a condición de que se apliquen los criterios de separación funcional que incluye el nuevo artículo 14. Además, la nueva redacción incorpora que las obligaciones de separación de actividades contenidas en el artículo 14 no serán aplicables a distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes a quienes les hubiera sido de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

²³ Ley 17/2007, de 4 de Julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

De acuerdo con la Disposición transitoria quinta de la Ley 17/2007, las empresas y grupos empresariales contaron con un plazo de seis meses para adaptarse a lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 54/1997, en su nueva redacción dada por la Ley 17/2007.

En suma, se puede afirmar que el mercado de distribución constituye un mercado de producto separado. Con ocasión del expediente GAS NATURAL/ENDESA, esta CNE se pronunciaba en línea con los precedentes comunitarios y nacionales²⁴ que pasan por considerar la actividad de distribución como una actividad regulada que, en su calidad de monopolio natural, no constituye un mercado. Sin embargo, se considera que no por ello la actividad de distribución deja de estar sometida a la normativa de defensa de la competencia, debido en particular a su incidencia potencial sobre el desarrollo de actividades competitivas. En consecuencia, al valorar la presente operación se tienen en cuenta los efectos de la misma sobre la distribución, que resultarían tanto de la unión de las redes de electricidad de UNION FENOSA y GAS NATURAL, como del solapamiento de las redes de gas y electricidad de estas empresas.

Existe cierta concordancia entre los precedentes jurídicos sobre el carácter local de la distribución de electricidad, de forma análoga a la distribución de gas²⁵.

6.2.4 Mercado minorista o de suministro a clientes finales

La Ley del Sector Eléctrico establece que la comercialización de electricidad es una actividad separada de la distribución, que consiste en la adquisición de electricidad para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en condiciones libremente pactadas. Como parte de esta actividad los comercializadores pueden gestionar en nombre del consumidor el acceso a las redes de transporte y distribución, necesario para conducir la energía al consumidor final.

²⁴ M.2586 CE/YORKSHIRE ELECTRIC; *Decisión de la Comisión COMP/M.1949*, WPD/HYDER; Decisión de la Comisión, de 21 de enero de 1999, M.1643. EDF/London Electricity; Endesa/Iberdrola²⁴ el TDC C60/00; Iberdrola / Berrueza²⁴ el TDC TDC C66/01.

²⁵ Véase el expediente de la CNE GAS NATURAL/ENDESA.

La condición de todos los consumidores como cualificados a partir del 1 de enero de 2003 y la sustitución del suministro a tarifa por parte de las distribuidoras a un sistema de suministro de último recurso gestionado por los comercializadores en el mercado libre la actividad de suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución, que entrará en vigor el 1 de enero de 2009, conlleva a considerar la comercialización y el suministro a precio regulado como partes integrantes de un único mercado.

En cualquier caso, es importante tener en cuenta que existen diferencias importantes entre los distintos consumidores, que configuran distintos segmentos en cuanto a características del producto demandado. En particular, es útil distinguir entre clientes conectados en baja tensión y clientes conectados en alta tensión.

Los clientes en baja tensión incluyen consumidores domésticos y pequeños comercios e industrias. Para estos clientes la electricidad se emplea para usos de iluminación, calefacción, funcionamiento de electrodomésticos y otros aparatos, etc., y el coste de la electricidad no tiene un peso elevado sobre sus costes totales. Su consumo es pequeño y estacional. En general, estos consumidores no suelen dedicar recursos a la búsqueda de información y a la comparación de ofertas comerciales y no invierten en contadores de medida sofisticados que le permitan optimizar su curva de carga. En consecuencia, su sensibilidad al precio es generalmente reducida y la disponibilidad al cambio de suministrador es escasa.

Los consumidores conectados en alta tensión son grandes consumidores industriales. Para ellos la electricidad es un factor fundamental del proceso productivo y el coste eléctrico representa una proporción relevante de los costes totales. Su consumo es generalmente de tamaño elevado y es relativamente estable. Además la gran mayoría de estos consumidores conocen muy bien el funcionamiento del sistema eléctrico, realizan el mantenimiento de sus instalaciones y muchos de ellos son capaces de gestionar su curva de carga. Esto justifica, en muchos casos, la instalación de equipos de telemedida y la existencia de departamentos internos dedicados a la optimización de la compra de la energía, que recopilan y comparan entre sí las ofertas comerciales. Por tanto, se trata de consumidores sensibles al precio y con bajos costes de cambio de suministrador.

Aunque por el momento puede concluirse que existe un limitado uso de la elegibilidad por parte de los consumidores, ya se han tomado medidas concretas para la desaparición de la tarifa. Como se ha señalado anteriormente, a partir del 1 de enero de 2009 desaparece la actividad de suministro a tarifa, estableciéndose las tarifas de último recurso. Sin embargo, hasta la entrada en vigor del mecanismo del suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores. A partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán permanecer acogidos a tarifa de último recurso aquellos consumidores con suministros en baja tensión. A partir del año 2011 podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW.

En consecuencia, cabe hacer referencia a un único mercado de suministro a clientes finales, sin separar entre segmento regulado y liberalizado. Asimismo, dadas las características específicas de los clientes, se analizarán los siguientes submercados: (i) el segmento de suministro a clientes de alta tensión (grandes consumidores); y (ii) el segmento de suministro de baja tensión (consumidores domésticos y comerciales).

En cuanto al mercado geográfico de la comercialización de electricidad, se aplican consideraciones análogas a las realizadas para la comercialización de gas. En general se puede afirmar que se trata de un mercado de tamaño nacional, soportado por autorizaciones administrativas que tienen este carácter.

6.3 Otros mercados relevantes: mercado de suministro de fuel-oil

La concentración no da lugar a ningún solapamiento de actividades en el sector de hidrocarburos líquidos. No obstante, según se manifiesta en la notificación, REPSOL YPF, accionista de GAS NATURAL, opera en este mercado, y dentro los hidrocarburos líquidos se encuentra el fuel oil, combustible que sirve, entre otras aplicaciones como input para la producción de electricidad, por lo que podría considerarse como una actividad relacionada verticalmente con el mercado de generación de electricidad.

En casos anteriores el TDC consideró el fuel oil industrial como un mercado de producto relevante y de dimensión geográfica nacional²⁶.

²⁶ Véase el caso C86/04 DISA/SHELL.

7 VALORACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA OPERACIÓN SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA EN LOS DIFERENTES MERCADOS AFECTADOS

En este apartado se valora el impacto de la operación sobre la competencia en los mercados relevantes de gas y electricidad. El análisis de valoración se realiza comparando la situación actual con la hipotética resultante de realizarse la toma de control de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL.

En general, se pretende valorar el impacto de la operación sobre la capacidad potencial y los incentivos a ejercer poder de mercado por parte del nuevo grupo resultante de la operación. Cabe resaltar que se trata de un análisis ex ante, dirigido a establecer si la estructura de mercado resultante de la operación contiene un mayor potencial para el ejercicio de poder de mercado unilateral con respecto a la situación actual²⁷. Como parte de esta valoración se tendrá también en cuenta el grado de contestabilidad de los mercados analizados, es decir la posibilidad de que la entrada de nuevos agentes resulte fácil y realizable en el corto plazo, ya que en este caso los operadores existentes no podrían beneficiarse del mantenimiento de precios altos durante mucho tiempo.

Para cada uno de los mercados relevantes identificados en el capítulo anterior se examinan esencialmente cuatro elementos básicos de su estructura, teniendo en cuenta además su probable evolución en el futuro próximo:

- El lado de la oferta, que a su vez incluye aspectos como la concentración horizontal, los contratos de abastecimiento/aprovisionamiento de gas, las tecnologías de producción, la integración vertical y los posibles efectos de conglomerado.
- El lado de la demanda, tanto desde la perspectiva del tamaño/crecimiento previsto como de la capacidad de respuesta frente a incrementos de precio a los distintos

²⁷ En este informe no se realiza una valoración de los posibles efectos coordinados de la operación, es decir no se entra a considerar si la operación puede aumentar la probabilidad de que las empresas puedan coordinar sus comportamientos y subir los precios, incluso sin necesidad de concluir un acuerdo explícito.

segmentos de consumidores que puedan existir. La presencia de demanda elástica/inelástica es un factor importante de mitigación/ampliación del ejercicio de poder de mercado. Análogamente, la existencia de un margen holgado/estrecho entre capacidad de producción y demanda incentiva/limita la competencia mediante los agentes establecidos y la entrada de nuevos competidores.

- Los mecanismos de mercado, que están especialmente relacionados con el proceso de determinación de los precios y otras condiciones contractuales relevantes. La distinción fundamental es entre mercados organizados con precios y transacciones transparentes de corto plazo, y mercados caracterizados por contratos bilaterales confidenciales de largo plazo.
- La existencia de barreras a la entrada o el grado de contestabilidad del mercado. Entre los factores que pueden facilitar u obstaculizar la entrada de nuevos competidores, es importante subrayar el acceso a las infraestructuras, que depende esencialmente de la existencia de una regulación ATR efectiva y de la suficiencia de la capacidad instalada para abastecer la demanda, proporcionar flexibilidad de suministro y permitir la entrada de nuevos competidores.

En definitiva, el análisis que se presenta a continuación estudia los efectos de la operación sobre el grado de concentración horizontal, vertical y de conglomerado en los mercados relevantes considerados, sobre la base de consideraciones cuantitativas (en particular: índices de concentración en los mercados de generación eléctrica y de suministro de gas, índices de pivotalidad en el mercado eléctrico, tasas de fidelización de los clientes, etc.), y cualitativas (*mix* de tecnología de generación, tipologías de los contratos de aprovisionamiento, posible existencia de barreras a la entrada, etc.).

7.1 Efectos horizontales

En este apartado se examina la incidencia de la operación sobre la competencia desde la perspectiva de la integración horizontal, atendiendo al posible solapamiento de actividades de la misma naturaleza de las dos partes que se integran.

7.1.1 Sector del gas natural

En el análisis de todos los mercados relevantes del sector del gas natural se atribuye a UNIÓN FENOSA la totalidad de la cuota de mercado de su negocio gasista, aún cuando este se desarrolla principalmente a través de UNIÓN FENOSA GAS en la que UNIÓN FENOSA tiene una participación del 50% (el restante 50% está en las manos de ENI), al considerar que tiene una posición de control conjunto y por tanto de veto sobre la gestión de esta empresa. Asimismo, sobre la base de la información proporcionada por GAS NATURAL se asume que el nuevo grupo mantendrá su presencia actual en UNIÓN FENOSA GAS.

7.1.1.1 Mercado mayorista de gas natural

El sistema de abastecimiento de gas al mercado español está condicionado por la práctica ausencia de producción nacional, por su escasa interconexión vía gasoducto con el resto de Europa y por su importante capacidad instalada de terminales de regasificación de GNL. En 2007 el volumen total de abastecimientos fue de 401.560 GWh, representando las importaciones el 99,7% del mismo, de las cuales casi el 70% correspondieron a GNL. Estas características condicionan de manera fundamental el tamaño y el funcionamiento del mercado de gas mayorista relevante para España, que consiste de dos sub-mercados, el mercado primario y el mercado secundario, que se analizan a continuación.

El mercado primario de gas natural

El mercado primario incluye las transacciones entre productores de gas por el lado de la oferta y los agentes importadores o aprovisionadores²⁸ de gas a España y a otros países por el lado de la demanda.

²⁸ En este informe se emplea el término “abastecimiento(s)” para indicar, en general, la oferta de gas por parte de productores y traders internacionales en el mercado primario. Por otra parte, se emplea el término “aprovisionamiento(s)” para indicar las importaciones de gas a España y otros países.

El gas se importa bien a través de gasoductos, bien mediante buques metaneros que descargan el GNL en las plantas de regasificación. Ambos tipos de importaciones están condicionadas por la capacidad de las infraestructuras de importación. La dimensión geográfica de la oferta de gas canalizado depende del trazado de las conexiones internacionales por gasoducto. En la actualidad dicha oferta para España está limitada esencialmente al gas argelino (a través de la conexión Magreb-Europa y, a partir de 2009, del gasoducto MEDGAZ) y al gas del Mar del Norte, principalmente de Noruega (a través de las conexiones con Francia). Además, la capacidad de estos puntos de entrada se encuentra en gran parte reservada para contratos de largo plazo, estando disponible para nueva contratación tan sólo un 5-10% de la misma.

Por su parte, la oferta de GNL es en principio mundial, pudiendo importarse GNL a España desde cualquier país que disponga de capacidad de licuefacción. En realidad la mayoría de intercambios de GNL relevantes para España se realizan en la cuenca atlántica, que incluye EEUU y Europa como los principales demandantes, y países de América, Europa, Norte de África y Oriente Medio como los principales oferentes²⁹. Esto puede apreciarse claramente de la observación de los intercambios comerciales de GNL y gas canalizado registrados en el mundo, entre países productores y principales países o zonas geográficas de consumo.

En los siguientes cuadros se muestran las transacciones comerciales de GNL y gas canalizado que se han realizado en 2007 entre los principales países exportadores e importadores.

²⁹ El GNL de Australia, Brunei, Indonesia y Malasia se destina casi en exclusiva a la zona de Asia y Pacífico. Por su parte esta recibe suministros también de Oriente Medio y de otros países de forma algo más ocasional.

Cuadro 2 Transacciones comerciales de GNL en 2007 (bcm)

Hacia	De															
	EEUU	Trinidad & Tobago	Noruega	Omán	Qatar	Emiratos Árabes Unidos	Argelia	Egipto	Guinea Ecuatorial	Libia	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malasia	Importaciones
Norte América	0,00	13,38	0,00	0,00	0,52	0,00	2,11	4,23	0,50	0,00	3,25	0,00	0,00	0,00	0,00	23,99
EEUU	0,00	12,76	0,00	0,00	0,52	0,00	2,11	3,24	0,50	0,00	2,69	0,00	0,00	0,00	0,00	21,82
Méjico	0,00	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00	2,17
Sur y Centro América	0,00	1,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10
República Dominicana	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36
Puerto Rico	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74
Europa	0,00	2,67	0,14	0,12	7,47	0,00	20,54	5,80	0,00	0,76	15,84	0,00	0,00	0,00	0,00	53,34
Bélgica	0,00	0,07	0,00	0,00	2,75	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17
Francia	0,00	0,06	0,07	0,00	0,00	0,00	7,85	1,21	0,00	0,00	3,78	0,00	0,00	0,00	0,00	12,97
Grecia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81
Italia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,43
Portugal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31
España	0,00	2,09	0,07	0,12	4,45	0,00	4,32	4,04	0,00	0,76	8,33	0,00	0,00	0,00	0,00	24,18
Turquía	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	4,45	0,08	0,00	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01
Reino Unido	0,00	0,39	0,00	0,00	0,27	0,00	0,64	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46
Asia Pacífico	1,18	1,00	0,00	12,04	30,50	7,55	2,02	3,58	0,92	0,00	2,07	20,24	9,35	27,74	29,79	147,98
China	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,42	0,00	0,00	0,00	0,08	3,30	0,00	0,00	0,00	3,87
India	0,00	0,21	0,00	0,21	8,27	0,07	0,44	0,07	0,00	0,00	0,64	0,00	0,00	0,00	0,07	9,98
Japón	1,18	0,57	0,00	4,81	10,87	7,41	0,78	1,62	0,36	0,00	0,88	16,05	8,57	18,07	17,65	88,82
Corea del Sur	0,00	0,22	0,00	6,74	10,79	0,07	0,24	1,48	0,00	0,00	0,24	0,56	0,78	5,12	8,15	34,39
Taiwán	0,00	0,00	0,00	0,21	0,57	0,00	0,14	0,41	0,56	0,00	0,23	0,33	0,00	4,55	3,92	10,92
Total exportaciones	1,18	18,15	0,14	12,17	38,48	7,55	24,67	13,61	1,42	0,76	21,16	20,24	9,35	27,74	29,79	226,41

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007

Nota: la zona sombreada en el cuadro indica las transacciones en el ámbito de la cuenca atlántica.

Cuadro 3 Transacciones comerciales de gas canalizado en 2007 (bcm)

Hacia	De																		Importaciones
	América	Bélgica	Alemania	Holanda	Noruega	Reino Unido	Rusia	Turkmenistán	Eurasia y Resto Europa	Irán	Omán	Qatar	Argelia	Egipto	Libia	Indonesia	Malasia	Birmania	
América del Norte	130,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	130,91
EEUU	108,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,90
Resto	22,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,01
Sur y Centro América	14,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,42
Europa	0,00	4,50	16,38	50,06	86,05	10,36	147,53	0,00	12,82	6,16	0,00	0,00	32,73	0,00	9,20	0,00	0,00	0,00	375,78
Resto Europa	0,00	0,80	13,18	26,83	43,40	9,51	92,95	0,00	11,54	0,00	0,00	0,00	1,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	200,04
Francia	0,00	1,90	0,10	8,92	15,11	0,10	7,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,76
Italia	0,00	0,00	1,50	6,11	8,99	0,75	23,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,10	0,00	9,20	0,00	0,00	0,00	72,45
España	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,95
Turquía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,15	0,00	1,28	6,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,59
Reino Unido	0,00	1,80	1,60	8,20	16,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,00
Oriente Medio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,10	0,00	0,00	0,95	0,80	0,00	2,35	0,00	0,00	0,00	0,00	10,20
África	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30
Asia Pacífico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,39	1,78	9,89	17,06
Total exportaciones	145,33	4,50	16,38	50,06	86,05	10,36	147,53	6,10	12,82	6,16	0,95	0,80	34,03	2,35	9,20	5,39	1,78	9,89	549,67

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007

Nota: las columnas sombreadas indican las fuentes de gas canalizado físicamente accesibles para España en la actualidad, así como los otros países que importan gas de las mismas.

En este mercado internacional los principales actores por el lado de la oferta son esencialmente de dos tipos: (1) las empresas productoras de propiedad pública, como SONATRACH en Argelia, GAZPROM en Rusia, que tienen el monopolio de producción y exportación de gas en sus países de pertenencia; y (2) las multinacionales de propiedad privada que operan en actividades *upstream* y *midstream* (yacimientos de gas y petróleo, instalaciones de liquefacción de GNL, etc.) en una gran variedad de países, como STATOILHYDRO, TOTAL, SHELL o BP.

El cálculo de las cuotas de ventas de los distintos actores en este mercado tiende a ser complejo de realizar, puesto que: (1) la dimensión geográfica del mercado presenta cierto grado de indefinición, existiendo varias alternativas que pueden considerarse (tamaño mundial, cuenca atlántica, Espacio Económico Europeo, cuenca mediterránea, etc.) según se consideren todos los intercambios posibles o sólo los más habituales; (2) al tratarse, como se explicará más adelante, de transacciones principalmente basadas en contratos confidenciales de largo plazo, los volúmenes vendidos por las distintas empresas, cuando no coinciden con el total de las exportaciones de un determinado país, pueden no ser directamente observables y requieren una estimación. En un mercado amplio que considera tanto el comercio de GNL como el gas canalizado (que compite indirectamente con el anterior) en la cuenca atlántica, destacan la posición de GAZPROM, como primer operador con una cuota estimada del 24,6%, y las de SONATRACH y STATOILHYDRO (exportador de gas desde Noruega), ambos con unas cuotas estimadas de alrededor del 10%³⁰. En todo caso, y a efectos del análisis de la operación, cabe señalar que ninguna de las partes involucradas tiene una presencia en el lado de la oferta del mercado primario, que no se ve por tanto afectado por la operación.

Por el lado de la demanda se encuentran empresas comercializadoras que adquieren gas para revenderlo a clientes finales o realizar operaciones de *trading* (estas empresas en

³⁰ Estas cuotas se han calculado respecto del total de exportaciones de gas canalizado y GNL en la cuenca atlántica, empleando los datos que se muestran en los cuadros anteriores basados en *BP Statistical Review of World Energy 2008*. El ejercicio de comparar la producción de las empresas en lugar de las exportaciones, como hace GAS NATURAL en su escrito de notificación en el Gráfico 10, página 82, puede dar lugar a una sobreestimación de la posición de empresas de propiedad pública que destinan un porcentaje muy elevado de su producción al consumo interno. Por ejemplo, la producción de GAZPROM en 2007 fue de 607 bcm, pero el consumo de Rusia fue de 439 bcm en el mismo año. Tan solo la producción disponible para la exportación puede considerarse como gas que puede competir en el mercado internacional con el gas procedente de otras fuentes. De forma similar, en el caso de SONATRACH habría que considerar la producción (83 bcm en 2007), neta del consumo interno (24 bcm en 2007).

muchos casos también tienen participaciones en actividades *upstream* y *midstream* y por tanto presentan un grado elevado de autoabastecimiento, como es el caso de CENTRICA, por ejemplo). Para el cálculo de las cuotas de todas las empresas que operan como compradores en este mercado se incurren en dificultades similares a las indicadas para los oferentes, pero se dispone de la información necesaria para realizar una estimación indicativa de las cuotas de las partes involucradas en la operación.

GAS NATURAL aprovisiona principalmente el mercado español y, de forma marginal, otros mercados de la UE y del resto del mundo a través de sus contratos de abastecimiento con distintos productores en origen. Según la información aportada en el escrito de notificación a la CNC (página 80), GAS NATURAL cuenta con una cartera muy diversificada de [...] contratos de largo plazo, procedentes de [...], que ascienden en total a unos [...] bcm, y tienen en su mayoría una duración residual superior a [...] años. Por su parte UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS, tiene una cartera de inferior volumen y menos diversificada, que asciende a un total de [...] bcm y procede de [...] contratos de largo plazo, de [...]. Ambas empresas son muy activas en el comercio del GNL spot y tienen actividades en el segmento *midstream* (un operador con presencia en este segmento, y en particular en el transporte de GNL, suele tener una capacidad mayor de movilización del gas entre diferentes destinos respecto de otros agentes).

Cuadro 4 Posicionamiento de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en actividades *midstream* y contratos de abastecimiento internacionales

Actividades <i>midstream</i> y de abastecimiento	Empresa	
	GAS NATURAL	UNIÓN FENOSA
Plantas de licuefacción		Participación del 80% en SEGAS, sociedad propietaria del primer tren de licuefacción de la planta de Damietta en Egipto, con una capacidad del 6,8 bcm/año comercializable Participación del 7,36% en la sociedad propietaria del tercer tren de la planta de licuefacción de Qalhat LNG en Omán
Transporte de GNL	Contratos <i>time charters</i> del 4,2% de la flota mundial de metaneros	Contratos <i>time charters</i> del 1% de la flota mundial de metaneros
Contratos de largo plazo	[...]	Contratos procedentes de los siguientes países: [...]
Transacciones spot/corto plazo/swaps	Presencia activa	Presencia activa

Fuente: Notificación de GAS NATURAL a la CNC, Información aportada por GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA a la CNE

Considerando una vez más la cuenca atlántica como mercado geográfico de referencia, se puede estimar que el volumen de contratos de abastecimiento de GAS NATURAL representa alrededor del [...] del total de las exportaciones vía gasoducto y GNL en este ámbito y el de UNIÓN FENOSA alrededor del [...]. Por lo tanto, la operación afectaría de forma muy limitada el lado de la demanda del mercado primario de gas de la cuenca atlántica, puesto que el nuevo grupo aumentaría su cuota en abastecimientos desde el [...] al [...] y también sería marginal el incremento de su presencia en el transporte internacional de GNL, donde su cuota pasaría del [...] al [...]. La presencia del nuevo grupo en plantas de licuefacción se limitaría a la que tiene en la actualidad UNIÓN FENOSA.

No obstante, la valoración del impacto de la operación requiere que se analicen con más detalle algunos aspectos del funcionamiento del mercado primario. Este se ha basado históricamente en contratos bilaterales confidenciales de largo plazo, con cláusulas de compra obligatoria y precios indexados a la evolución de los precios de productos petrolíferos, aún cuando en los últimos años el volumen de contratos spot y de corto plazo se ha incrementado de forma significativa en relación con el importante desarrollo del mercado internacional del GNL.

En su reciente *Energy Sector Inquiry* la Comisión Europea³¹ indica que una duración de 15-20 años es típica de la mayoría de los contratos de importación de gas en Europa y que además las renegociaciones son relativamente infrecuentes. Tal y como observa la Comisión en el referido informe, estas características tienen un impacto negativo sobre la dinámica competitiva de mercado, puesto que los vendedores se aseguran el “acceso exclusivo” a los clientes durante periodos de tiempo extensos, dificultando de esta manera la entrada de competidores.

Además de su larga duración, los contratos de importación de gas también poseen habitualmente otras características que contribuyen a dificultar la competencia directa entre los vendedores.

El plazo de tiempo necesario para organizar la importación de gas bajo contratos de largo plazo suele ser muy extenso. En el caso del GNL, se necesitan típicamente entre dos y cinco años entre el comienzo de las negociaciones hasta la llegada de los primeros buques de GNL. Esto es así porque se requiere la coordinación de inversiones significativas en los distintos puntos de la cadena de suministro de GNL, abarcando la liquefacción, transporte en buques metaneros y la contratación del acceso a las plantas de regasificación. En el caso de los contratos de gas canalizado los tiempos tienden a ser aún más largos, puesto que se trata de diseñar y construir gasoductos nuevos (cuando estos cruzan fronteras internacionales presentan además complejidades legales que requieren la cooperación entre gobiernos)³².

³¹ Comisión Europea, *Energy Sector Inquiry*, 10 de enero de 2007.

³² El desarrollo de los gasoductos internacionales típicamente dependen del apoyo de un consorcio de empresas. Este ha sido el caso de proyectos recientes como el de Medgaz, la interconexión entre Bacton y Zeebrugge, la nueva que una Bacton a Balgzand y el gasoducto promocionado por GAZPROM en el Mar Báltico.

Asimismo, cabe mencionar que los precios contractuales, en España y en casi todos los países europeos (con la excepción de Reino Unido), están tradicionalmente indexados a la evolución de los precios de productos petrolíferos (el *Energy Sector Inquiry* de la Comisión Europea confirma que esta característica sigue permaneciendo y afecta a más del 80% de los 500 contratos de importación analizados en el estudio). Por esta razón, los precios de distintos contratos de gas tienden a moverse de forma muy correlacionada en función de parámetros similares, todos relacionados, aunque según fórmulas de indexación distintas, con el petróleo y sus derivados. A su vez esto implica que: (i) frente a variaciones en la oferta y demanda en el mercado gasista, los precios no reaccionan, o lo hacen con bastante retardo; y (ii) las diferencias entre los precios pagados por los distintos compradores tienden a reflejar, principalmente, las diferencias en los precios base de los contratos.

El problema anterior es mitigado por la presencia habitual de cláusulas periódica de renegociación de precio (*price reopener*s) en los contratos de largo plazo (los *reopener*s previstos se realizan generalmente con frecuencias de entre 2 y 4 años). Por tanto, en la medida en que permitan un ajuste bastante frecuente de los precios contractuales, los *price reopener*s juegan un papel fundamental en la transmisión de las presiones competitivas desde el mercado a cada contrato individual.

Otros límites a la competencia son las condiciones que reducen la flexibilidad de retiro y utilización del gas, como son las cláusulas de compra obligatoria (*take-or-pay*). La Comisión Europea, en el citado estudio, observa que las cláusulas que tienden a limitar la flexibilidad de los contratos de importación pueden ser, en la práctica, menos restrictivas de lo que aparentan, sobre todo cuando se trata de los contratos de importación entre productores y empresas incumbentes. La Comisión indica que la flexibilidad de los contratos típicamente se encuentra entre el 20% y el 40%, que suelen existir reglas que permiten diferir el suministro uno o más años en situaciones en los que el comprador no toma todo el gas acordado para un determinado año (*make up* o *carry forward*) y que en

muchos casos los compromisos *take-or-pay* no se llegan a ejercitar (se observa por otra parte un número significativo de renegociaciones que no solo afectan a los precios, sino que también implican reducciones de cantidades a retirar o aumentos de la flexibilidad contractual). En todo caso, en relación con los contratos de GNL, cabe mencionar que las cláusulas *take-or-pay* no sólo se aplican cuando no se retiran las cantidades anuales acordadas, sino que también pueden activarse con retrasos en la carga o descarga de buques o en la ruptura de las rotaciones de los mismos.

Finalmente, los contratos de importación pueden tener cláusulas que delimitan la elección del área geográfica de destino del gas o el tipo de uso del gas (por ejemplo uso industrial o para generación eléctrica) por parte del comprador, cláusulas que constituyen claros obstáculos al desarrollo de mercados líquidos e integrados. Como consecuencia de varios casos de competencia investigados por la Comisión Europea (algunos de ellos conllevaron a prohibiciones formales, estableciendo que las restricciones territoriales violan el artículo 81 sobre carteles y prácticas concertadas del Tratado CE) estas limitaciones son cada vez menos frecuentes. En efecto, como indica GAS NATURAL en su escrito de notificación (página 71), la Comisión ha negociado con algunos productores, como GAZPROM, SONATRACH y NLNG, la desaparición de las cláusulas de destino en los contratos de abastecimiento para mercados europeos, induciendo así una mayor capacidad de desvío del gas por parte de los importadores y por tanto de arbitraje entre los distintos países. En cualquier caso, la posibilidad de desviar buques de GNL en el contexto de contratos de largo plazo suele estar asociada a cláusulas de *profit sharing* que obligan al importador a compartir el beneficio con el vendedor y reducen la rentabilidad del desvío.

En resumen, la competencia en el mercado primario de gas natural sigue caracterizándose por cierta rigidez asociada a la existencia de contratos de largo plazo, aunque en los últimos años se ha introducido mayor flexibilidad en los contratos tradicionales y ha aumentado la contratación spot y a corto plazo de GNL, que se estima pueda llegar a representar el 25% en 2009 según indica GAS NATURAL en su escrito de notificación (página 72).

Las importaciones de gas para el mercado español también proceden principalmente de contratos a largo plazo.³³ La CNE estima que, en 2007, los contratos de importación de gas con destino a España con vida residual superior a 10 años superaban el 80% del total del gas importado. En el caso de GAS NATURAL, según la información aportada a esta CNE, del total de [...] bcm destinados en 2007 a España, tan solo el [...] procedía de contratos spot o a corto plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA ha informado la CNE que importó en España [...] bcm en 2007, procedentes casi todos de su contrato de [...].

Dados los contratos vigentes y los plazos necesarios para establecer contratos nuevos, las presiones competitivas que puedan ejercer otros oferentes en el mercado internacional son limitadas en el corto-medio plazo y están restringidas a los momentos en los que se renegocian los contratos existentes mediante las cláusulas de revisión periódica de los precios, cada 2-4 años, sin perjuicio de la dinámica competitiva que sí puede afectar a las adquisición de volúmenes spot o a corto plazo para hacer frente a variaciones imprevistas de la demanda. Por otra parte, esta situación también significa que los precios contractuales siguen una senda de evolución automática, determinada por las fórmulas de indexación, que no deja margen para variaciones arbitrarias por parte de los vendedores. Además, como se ha indicado anteriormente, el trazado de los gasoductos condiciona, económica y técnicamente, el destino de una parte relevante del gas incorporado en España (en torno el 30% en la actualidad, que se espera vaya a incrementarse con la entrada en funcionamiento del MEDGAZ en 2009)³⁴.

Por todas estas razones es conveniente considerar también la dimensión nacional del mercado primario. En el lado de la oferta destaca todavía la posición de Argelia, que ha venido reduciéndose de forma importante en la última década³⁵, alcanzando el 34,4% en 2007. A la vez, ha ido aumentando la entrada de GNL de distintas fuentes (Nigeria, Qatar,

³³ El mercado spot o de corto plazo de GNL no es todavía suficientemente líquido y no ofrece indicadores de precio fiables. Por lo tanto, los importadores de gas en España tienden a recurrir esencialmente a contratos de largo plazo para suministrar los consumidores finales en España, recurriendo a contratos spot o de corto plazo tan sólo de forma marginal, para cubrir variaciones en la demanda y para realizar operaciones de trading.

³⁴ En este sentido se expresó el TDC en su análisis del Expediente de concentración económica C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

³⁵ Durante el periodo 1999 – 2004, la cuota de mercado del gas argelino ha alcanzado siempre un nivel por encima del 50%. Sin embargo, a partir de 2005, como consecuencia de las obligaciones de diversificación y seguridad del suministro y de la entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación, se ha empezado a observar una disminución significativa del peso del gas argelino.

Trinidad y Tobago y Egipto en particular). En total, los abastecimientos en forma de GNL se han incrementado considerablemente representando casi el 70% del total en 2007 (esta proporción está destinada a reducirse como consecuencia de la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ a mediados de 2009).

Cuadro 5 Origen del gas importado en España

Orígenes del gas	Cuotas 2005	Cuotas 2006	Cuotas 2007
Argelia	42,9%	32,3%	34,4%
Nigeria	15,3%	20,4%	24,3%
Qatar	14,7%	15,3%	12,9%
Egipto	9,0%	12,4%	10,3%
Noruega	6,2%	5,8%	6,5%
T&T	0,8%	9,1%	6,4%
Omán	4,7%	2,4%	1,4%
Libia	2,7%	1,9%	2,2%
N.d.	1,0%	0,0%	0,0%
Malasia	0,8%	0,0%	0,0%
Portugal	0,0%	0,0%	1,0%
España	0,4%	0,2%	0,3%
Francia	0,4%	0,2%	0,2%
Otros	0,2%	0,0%	0,0%
EAU	0,8%	0,0%	0,0%
Total	100%	100%	100%
Cantidad total (GWh)	361.923	408.296	401.560

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

En el lado de la demanda se encuentran las empresas aprovisionadoras de gas al sistema español. De acuerdo con el artículo 61 de la Ley 34/1998, los sujetos que pueden aprovisionar gas al sistema español son los siguientes: los comercializadores, los consumidores directos en mercado (consumidores que acceden directamente a las instalaciones de terceros), los transportistas para los niveles mínimos de llenado de sus infraestructuras y el Gestor Técnico del Sistema para cualquier función que reglamentariamente se establezca (se excluye explícitamente que pueda tener como finalidad última el suministro). Como muestra el cuadro siguiente, se trata en general de comercializadores autorizados, con la excepción de ENAGAS, y en ningún caso de

consumidores directos. El principal proveedor es GAS NATURAL, con una cuota del [...] en 2007, a la cual debe sumarse la cuota del [...] de ENAGAS³⁶.

Cuadro 6 Aprovevisionamientos de gas para el mercado español

Grupo empresarial	Cuotas % 2005	Cuotas % 2006	Cuotas % 2007
Gas Natural	[...]	[...]	[...]
ENAGAS	[...]	[...]	[...]
Gas Natural + ENAGAS	[...]	[...]	[...]
Iberdrola	[...]	[...]	[...]
Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]
Endesa	[...]	[...]	[...]
Cepsa	[...]	[...]	[...]
Naturgas Comercializadora	[...]	[...]	[...]
BBE	[...]	[...]	[...]
Gaz de France	[...]	[...]	[...]
Shell	[...]	[...]	[...]
BP	[...]	[...]	[...]
Otros	[...]	[...]	[...]
Total	[...]	[...]	[...]
Cantidad total (GWh)	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

Atendiendo a la situación de los proveisionamientos en 2007, la operación generaría un aumento significativo de la concentración en el lado de la demanda, puesto que la cuota del nuevo grupo alcanzaría el [...], resultante de sumar el [...] atribuible a GAS NATURAL y el [...] de UNIÓN FENOSA. Asimismo, obtendría un mayor grado de diversificación de su cartera, muy similar al grado de diversificación del total de abastecimientos a España. Este posicionamiento en el mercado primario reforzaría la capacidad del nuevo grupo de competir en el mercado descendente de comercialización de gas en España.

³⁶ En aplicación de la Disposición transitoria decimosexta, añadida a la Ley 34/1998 por el artículo 12 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, a partir del 1 de enero de 2004, el gas del contrato de GAS NATURAL Sagane I, procedente de Argelia vía gasoducto del Magreb, se destinaba principalmente a tarifa y GAS NATURAL vendía este gas a ENAGAS con destino al mercado regulado. La Ley 12/2007, en su Disposición transitoria cuarta, limita la aplicación de la obligación de destinar el gas del Magreb hasta el 1 de enero de 2008, momento a partir del cual entra en vigor el nuevo sistema de tarifas de último recurso y cesa la responsabilidad de ENAGAS de abastecer el mercado regulado. La Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, pospuso la entrada en vigor del sistema de tarifas de último recurso al 1 de julio de 2008.

Cuadro 7 Diversificación de los aprovisionamientos de gas para el mercado español

Enero-Diciembre	Argelia	Egipto	España	Francia	Libia	Nigeria	Noruega	Omán	Portugal	Qatar	T&T	Total
2007												
BBE	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
BP	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Cepsa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Electrabel	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Endesa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Gaz de France	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Gas Natural	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Iberdrola	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Incrygas	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Naturgas	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Shell	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Enagás	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Naturgas Transporte	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Gas Natural + Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%
Total	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	100%

Fuente: CNE, Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, Resolución MINECO 15/07/2002

Sin embargo, una valoración estática del impacto de la operación, basada exclusivamente en el volumen actual de las importaciones a España de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, no tiene en cuenta posibles cambios en la dinámica competitiva del mercado, limitándose a extrapolar las cuotas de aprovisionamiento del presente al futuro. Por ello, y con el fin de realizar una valoración prospectiva, es apropiado considerar la capacidad potencial de aprovisionamiento al mercado español de todos los comercializadores existentes, basada en el total de sus contratos de abastecimiento a largo plazo (este enfoque tiene la ventaja de evitar previsiones especulativas de cómo y donde destinará cada agente el gas contratado a largo plazo).

A este respecto cabe mencionar que en 2008 SONATRACH ha empezado a operar como comercializador en el mercado español (en el primer semestre de 2008 su cuota de mercado fue del [...]). Asimismo, la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ, con una capacidad de transporte de 8 bcm/año, prevista para mediados de 2009, traerá gas adicional a España que puede en el medio plazo mejorar las condiciones de competencia, dado que en esta infraestructura participan SONATRACH (36%), CEPSA (20%), IBERDROLA (20%), ENDESA (12%) y GDF (12%). Por otra parte, es probable que un porcentaje importante del gas obtenido a través de MEDGAZ implique la sustitución del

GNL que estos agentes ya están incorporando en el sistema. En cualquier caso, desde la perspectiva del presente análisis, la entrada de MEDGAZ no puede considerarse como un hecho que mitigue completamente los efectos no deseados de la operación porque es anterior e independiente de la misma.

Considerando el gas disponible en contratos de largo plazo, según las previsiones comunicadas a la CNE por los comercializadores que actualmente operan en el mercado español, se estima que, en 2010, de forma aproximada, podría existir una capacidad potencial verosímil de incorporar en España un volumen total de al menos 55.9 bcm³⁷, superior a la demanda prevista de 44,9 bcm en 2010³⁸. El excedente de gas contratado podría en principio impulsar la competencia y la bajada de precios, aún cuando cabe observar que el nuevo grupo tendría en principio la capacidad de suministrar, por sí solo, el [...] de la demanda.

Cuadro 8 Estimación indicativa del gas disponible bajo contratos de largo plazo en 2010 (según comunicación de los comercializadores a la CNE)

Grupo empresarial	Volumen (bcm/año)	Cuota
GAS NATURAL	[...]	[...]
UNIÓN FENOSA	[...]	[...]
Sub-total	[...]	[...]
SONATRACH	[...]	[...]
Resto competidores	[...]	[...]
Total	[...]	[...]

Fuente: GAS NATURAL, UNIÓN FENOSA y CNE, Información proporcionada por los comercializadores para la elaboración del Informe Marco sobre la cobertura de la demanda

³⁷ Esta cantidad potencial es necesariamente una estimación imperfecta, debido a que no se dispone de información completa sobre todos los contratos de los agentes competidores del nuevo grupo. Los volúmenes de gas canalizado procedentes de MEDGAZ o de otros gasoductos se conocen con cierta precisión, pero existe incertidumbre sobre los contratos de GNL.

³⁸ ENAGAS, Previsión de demanda anual de gas en el periodo 2008 - 2012.

El mercado secundario de gas natural

El mercado secundario abarca a todos los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español tanto entre importadores de gas en origen, como entre otros comercializadores. Históricamente se trataba casi en exclusiva de contratos de medio-largo plazo entre el principal importador de gas (el grupo GAS NATURAL) y otras comercializadoras. Por otra parte, en años recientes el número de operaciones de reventas y de agentes involucrados ha crecido de forma notable, aunque sin dar lugar a un mercado organizado con indicadores de precios.

Asimismo, se ha desarrollado un mercado informal de transacciones bilaterales que se comunican al sistema a través de la plataforma informática MS-ATR desarrollada por ENAGAS. Se trata de un mercado de ajustes no organizado donde se realiza un elevado conjunto (en número de operaciones y volumen de energía) de compra/ventas de gas entre comercializadores. Los principales puntos de compra-venta de gas son las plantas de regasificación y en medida inferior el punto de balance de la red de transporte (indicado habitualmente como centro de gravedad del sistema) y los almacenamientos subterráneos.

Estos intercambios surgen fundamentalmente como respuesta a las carencias de flexibilidad del sistema gasista español, causadas por la escasez de almacenamiento subterráneos y por la existencia de restricciones en la red de transporte³⁹, y son especialmente importantes para los comercializadores de tamaño más reducido que se aprovisionan de GNL y no cuentan con un mercado suficientemente amplio de clientes finales y/o con generación eléctrica.

La flexibilidad constituye un elemento clave para el desarrollo de la comercialización de gas natural⁴⁰, especialmente si depende del suministro de GNL como es el caso en

³⁹ Véase al apartado 7.1.1.2 sobre la actividad de transporte.

⁴⁰ Existen precedentes de decisiones de competencia a nivel comunitario y de otros países donde la provisión de flexibilidad se reconoce como un mercado distinto, de dimensión nacional, que puede abarcar una amplia gama de instrumentos de flexibilidad, cuya caracterización depende del país considerado. Véanse las decisiones de la Comisión Europea sobre los casos DONG/ELSAM/E2 (2006) y ENI/EDP/GDP (2004) y la decisión de la Competition Commission en Reino Unido sobre el caso CENTRICA/DYNEGY (2003). En España la situación de la flexibilidad del suministro es especialmente relevante. Frente a la capacidad muy limitada de los almacenamientos subterráneos existentes, la principal provisión de

España. El perfil de aprovisionamiento mediante GNL está basado fundamentalmente en buques de gran tamaño que llegan a intervalos regulares en el tiempo y configuran una oferta en forma de diente de sierra en torno a un nivel medio constante (contratos de largo plazo), mientras la demanda a cubrir es alisada y apuntada en ciertas épocas del año. Además, la oferta y demanda de gas natural pueden cambiar de forma repentina y las empresas comercializadoras deben responder a estos cambios (debidos por ejemplo al clima o a problemas técnicos como el retraso de la llegada de un barco metanero) cumpliendo con sus obligaciones de suministro a los consumidores finales. Por tanto, el acceso a mecanismos que aportan flexibilidad a la capacidad de suministro de un comercializador es un elemento fundamental para que éste, sin contar con una cuota de mercado elevada o una cartera de contratos de importación diversificada, pueda competir de forma efectiva en el mercado de suministro a clientes finales. Las limitaciones físicas se han visto agravado por la existencia de cierta inseguridad regulatoria en materia de logística (principalmente por cambios poco predecibles en la regulación de base y por planes invernales de operación poco predecibles)⁴¹ y el elevado coste de los posibles incumplimientos (take or pay, penalizaciones, desabastecimiento a clientes, etc.).

En ausencia de capacidad de almacenamiento subterráneo suficiente, el principal mecanismo de flexibilidad para los comercializadores de menor tamaño ha sido, hasta la fecha, el mencionado mercado secundario no organizado. Gracias a las transacciones realizadas en este mercado los comercializadores pueden descargar cantidades de GNL superiores a sus necesidades inmediatas, determinadas por el tamaño de los metaneros, sin incurrir en las elevadas penalizaciones que se imponen al superar los tiempos máximos permitidos (8 días) de almacenamiento en los tanques de GNL de las plantas de regasificación y para la descarga de un buque (5 días). Asimismo, pueden resolver problemas coyunturales de falta de gas frente a aumentos imprevistos de la demanda.

La naturaleza de las inflexibilidades del sistema español, del aprovisionamiento de GNL y de la demanda de los distintos perfiles de clientes de gas, en conjunto con la regulación actual, hace que la tipología de las transacciones existentes en este mercado sea muy

flexibilidad procede de los terminales de GNL, del *linepack* en los gasoductos, de las especificaciones de los contratos mayoristas y de la posibilidad de ajustar el consumo de gas en los ciclos combinados.

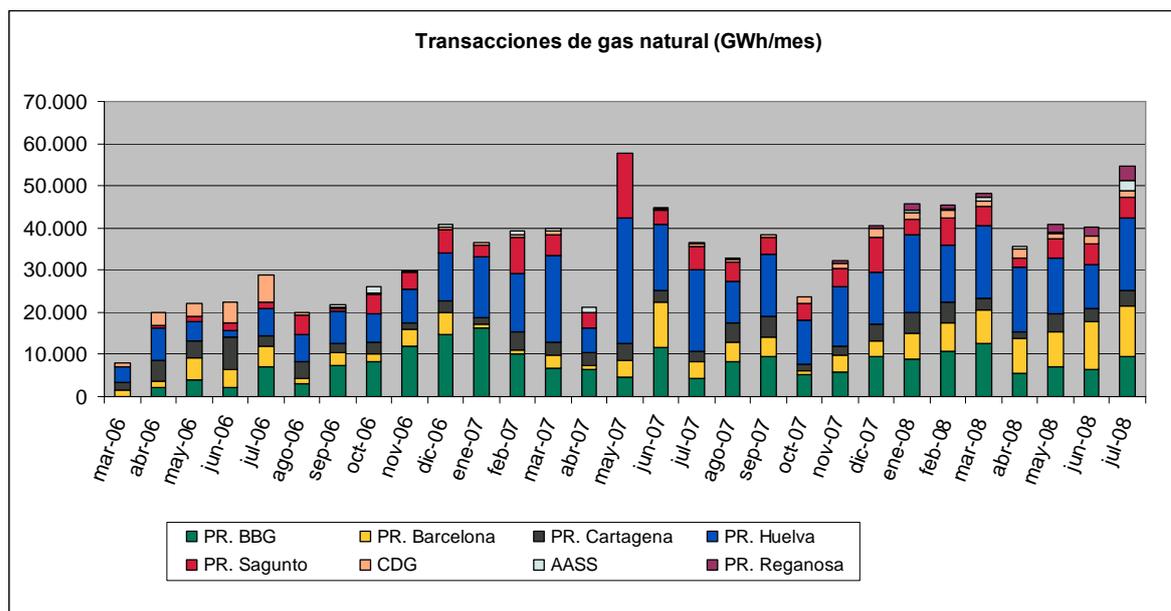
⁴¹ A este respecto se señala que no está todavía concluido el debate actualmente en curso, en el seno del Grupo de Modificación de las NGTS, sobre el modelo de gestión logística del sistema gasista.

variada, tanto en cuanto a la forma, como al plazo y al volumen. Esto ha hecho difícil su estandarización en un mercado organizado hasta la fecha por las siguientes razones:

- Una gestión de riesgos básica de cualquier operador responsable (que es además parte del compromiso de cada agente con la seguridad de suministro del conjunto del sistema) y las condiciones de programación del sistema obligan a que las primeras correcciones de su aprovisionamiento actuando en este mercado secundario se realicen con una previsión superior al periodo anual, produciéndose a partir de ahí en cualquier momento (con especial acento en las planificaciones mensuales), para finalizar con los últimos ajustes menores en el día.
- El coste esperado asociado a un problema logístico puede ser muy elevado. Por ejemplo, la probabilidad de *take or pay* de un barco puede ser alta si el comercializador actúa en solitario, pues éste se podría producir simplemente por no poder descargar un buque en una ventana de tiempo ajustada (pocos días). También el coste económico y reputacional frente a clientes por un problema puntual de falta de suministro es muy elevado. Todo ello hace que ningún agente responsable se arriesgue a contratar una cartera de clientes si existiesen dudas mínimas sobre su capacidad de ajustarse a sus restricciones logísticas, lo que constituye una barrera de entrada importante al mercado comercial. Ningún agente en esta situación puede esperar a ajustar su logística al último momento, donde no sabrá si existirán contrapartes complementarias.

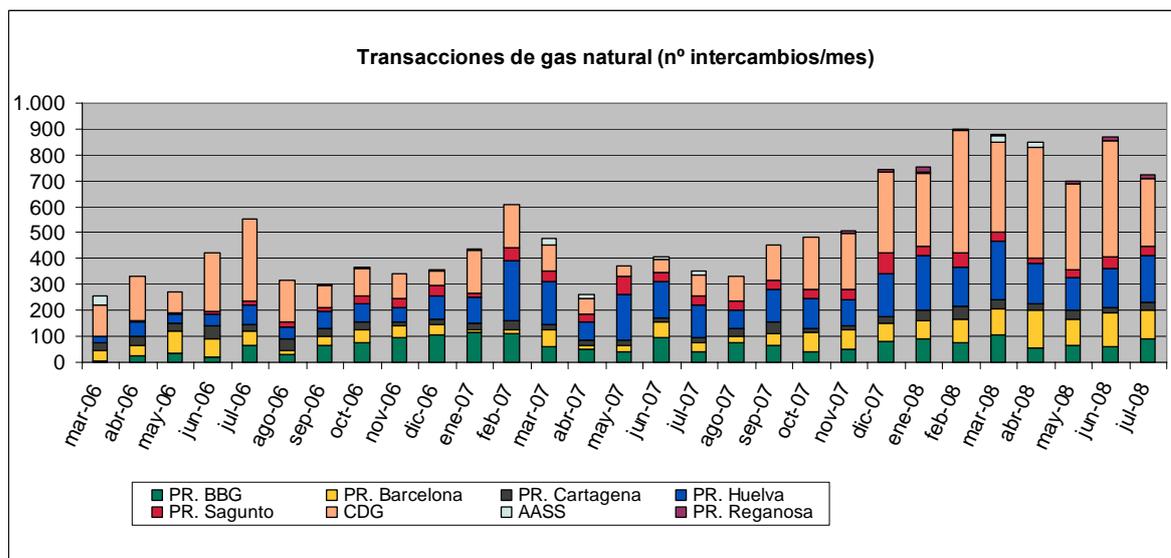
Como se muestra en los gráficos siguientes, el tamaño del mercado secundario, tanto en términos de volumen como de número de transacciones, ha ido aumentando en el tiempo. La cantidad total intercambiada en 2007 ascendió a 443.909 GWh, un 8% superior a la demanda del año y el número de transacciones fue de 5.429 durante el mismo año. Atendiendo al volumen intercambiado, los datos revelan la clara predominancia de las transacciones en las plantas de regasificación, mientras si se considera el número de transacciones, se aprecia que un número importante de ellas, casi la mitad, se realizan en el centro de gravedad del sistema. Esto indica que los intercambios de mayor tamaño están dirigidos a resolver problemas relacionados con la logística del GNL.

Gráfico 1 Evolución del volumen de intercambios en el mercado secundario de gas en España



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

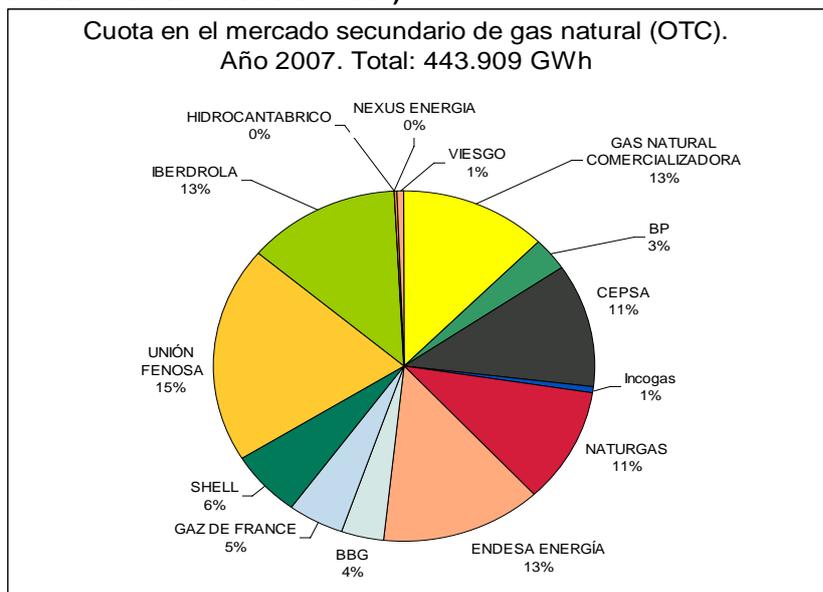
Gráfico 2 Evolución del número de intercambios en el mercado secundario de gas en España



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

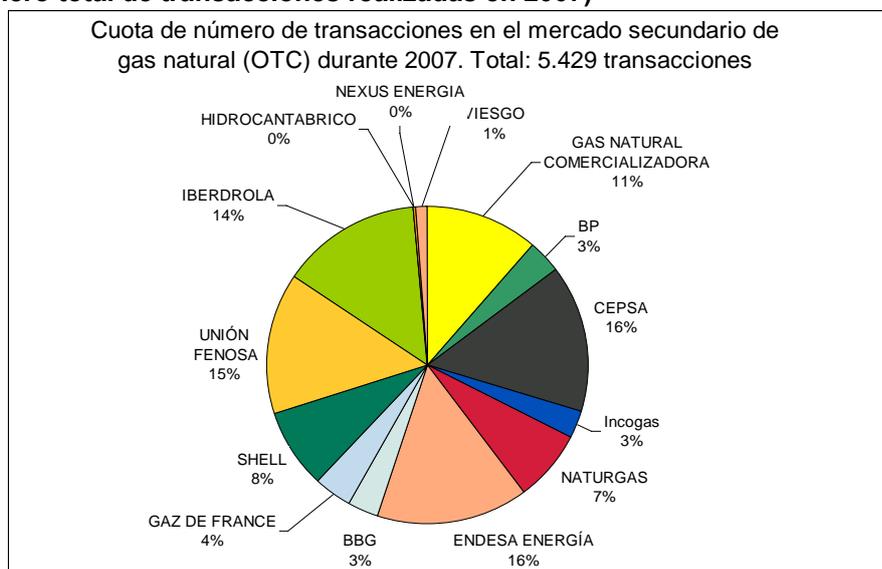
En cuanto a los participantes en este mercado secundario, se trata en general de los mismos grupos empresariales activos en aprovisionamiento y comercialización, pero que aparecen en este mercado con cuotas muy diferentes y mucho más simétricas (destaca en particular el hecho de que sean más activos los comercializadores de dimensión menor). Además, se señala que tampoco en este segmento del mercado mayorista están participando los consumidores directos.

Gráfico 3 Cuotas de empresas activas en el mercado secundario de gas en España (respecto del volumen total intercambiado en 2007)



Fuente: Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

Gráfico 4 Cuotas de empresas activas en el mercado secundario de gas en España (respecto del número total de transacciones realizadas en 2007)



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

Tomando como referencia el volumen total intercambiado, UNIÓN FENOSA, con una cuota del 15%, se caracteriza como la empresa comercializadora más activa en el mercado secundario, seguida por GAS NATURAL, IBERDROLA y ENDESA con la misma cuota del 13%. Estos porcentajes varían ligeramente si se considera el número de transacciones, respecto del cual ENDESA y CEPSA son los primeros, con una cuota del

16 % cada uno, seguidos por UNIÓN FENOSA con el 15%, IBERDROLA con el 14% y GAS NATURAL con el 11% .

La operación podría restar liquidez a este mercado y afectar por tanto negativamente la capacidad competitiva de los competidores con menores cuotas de mercado, puesto que se perdería un actor especialmente activo en el mercado secundario y un proveedor importante de flexibilidad al sistema. En efecto, gracias a su cartera de contratos de abastecimiento y a su posición *midstream*, UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS, tiene cierta capacidad de movilizar el gas contratado. Debido a su control sobre una flota de buques, la empresa puede desviar el gas a otros países y devolverlo a España cuando lo necesite. Otros competidores sin esta posición suelen tener cláusulas contractuales de *profit sharing* que penalizan el desvío de buques, imponiendo el reparto de beneficios con los productores.

El nuevo grupo, aunque por su tamaño y diversificación de contratos de importación de gas podría ofrecer más flexibilidad que UNIÓN FENOSA, podría ser más autosuficiente y tener un menor incentivo a participar en el mercado secundario, y no alcanzar una cuota por lo menos igual a la suma de las cuotas que tienen las dos empresas en la actualidad.

Por otra parte, no es previsible que nuevos agentes como GDF o SONATRACH puedan, en el corto-medio plazo, realizar aportaciones significativas a estos intercambios informales (GDF tiene una cuota muy reducida, del 4%, en el mercado secundario, mientras SONATRACH no necesitaría participar en ello, al tener suficiente flexibilidad gracias a sus buques pequeños⁴² y a su posición verticalmente integrada).

Conclusiones sobre el impacto de la operación en el mercado mayorista de gas

Tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA son empresas esencialmente importadoras de gas natural en el mercado primario, puesto que su presencia en actividades de exploración y producción es nula o muy limitada. Por lo tanto, en lo que concierne a este

⁴² Hasta la fecha SONATRACH ha sido un proveedor clave de flexibilidad al sistema español, tanto a través de cláusulas contractuales que permiten la negociación de suministros más o menos flexibles a lo largo del año, como a través de la logística de los buques. Es posible que, como consecuencia de su entrada en la comercialización en España, SONATRACH deje de proporcionar esta flexibilidad a otros comercializadores, por ejemplo reservando los buques más pequeños que antes dejaba a comercializadores españoles a su empresa comercializadora y/o reduciendo la provisión de flexibilidad en el perfil de suministro.

segmento del mercado mayorista, la operación afectaría al lado de la demanda, que a su vez condiciona la capacidad de competir en el mercado descendente de comercialización.

Si se considera como mercado geográfico relevante el mercado primario mundial o el de la cuenca atlántica, la cuota del nuevo grupo apenas cambiaría y seguiría siendo reducida (alrededor del [...] en caso de considerarse la cuenca atlántica). Por otra parte, dada la predominancia de los contratos de largo plazo en el aprovisionamiento de gas a España y la importación de un porcentaje no despreciable de gas canalizado (30%), las presiones competitivas que puedan ejercer otros oferentes en el mercado internacional son limitadas en el corto-medio plazo. Por lo tanto, cabe también considerar la dimensión nacional del mercado primario. En este contexto, y considerado las importaciones realizadas a España en 2007, la cuota del nuevo grupo alcanzaría el [...], resultante de sumar el [...] atribuible a GAS NATURAL y el [...] de UNIÓN FENOSA. Asimismo, obtendría un mayor grado de diversificación de su cartera, muy similar al grado de diversificación del total de abastecimientos a España.

Realizando una valoración más prospectiva, basada en el gas disponible bajo los contratos de largo plazo existentes o previstos de todos los agentes que actualmente operan en el mercado español, se estima que, en 2010, el nuevo grupo podría tener una capacidad potencial verosímil de incorporar gas en España de [...] bcm/año, sobre un volumen total de 55,7 bcm que incluiría, entre otros, los contratos de gas de Argelia que se espera recibir a través del gasoducto de MEDGAZ. Dada una demanda prevista de 44,9 bcm en 2010⁴³, el excedente de capacidad contratada podría en principio impulsar la competencia y la bajada de precios, aún cuando cabe observar que el nuevo grupo podría potencialmente cubrir el [...] del consumo previsto.

Por sí solo el mejor posicionamiento del nuevo grupo como comprador implicaría, dependiendo del ámbito geográfico considerado, un aumento del poder compensatorio de la demanda frente a la oferta en el mercado primario. En principio, si la nueva empresa adquiere efectivamente un poder de negociación superior, esta situación debería redundar, según argumenta GAS NATURAL, en el acceso al gas en origen en condiciones más competitivas y en precios más reducidos para los consumidores finales.

⁴³ ENAGAS (Previsión de demanda anual de gas en el periodo 2008 - 2012)

Sin embargo, y adelantando una consideración sobre los efectos verticales de la operación, este resultado depende de forma crítica de la existencia de presión competitiva suficiente en el mercado de comercialización aguas abajo, es decir de la presencia de competidores con acceso comparable a gas y clientes.

En este sentido, y más allá del grado de solapamiento horizontal provocado por las cuotas efectivamente alcanzadas por UNIÓN FENOSA, la operación implicaría la pérdida de UNIÓN FENOSA como uno de los competidores más activos e importante de GAS NATURAL hasta la fecha y con un gran potencial de crecimiento futuro adicional en todo el mercado gasista, fundado, entre otros elementos, en su integración vertical en la cadena de suministro del GNL. A diferencia de otros competidores procedentes del sector eléctrico, UNIÓN FENOSA no sólo ha conseguido una cartera de contratos de abastecimiento con los productores, sino que ha realizado también una inversión importante en buques y en capacidad de licuefacción (en Egipto y Omán). Esta pérdida no sería fácilmente reemplazable en el corto-medio plazo por dos razones fundamentales: (1) los tiempos necesarios para establecer contratos de largo plazo con los productores de gas son largos, pudiendo requerir entre dos y cinco años; y (2) el hecho de que sistema español dispone de exceso de capacidad de regasificación, pero tiene en la actualidad carencias importantes para aportar flexibilidad a los suministro de GNL, condicionados por la planificación y el tamaño de los barcos frente a las variaciones de la demanda.

Asimismo, la operación podría restar liquidez al mercado secundario no organizado que ha venido desarrollándose en estos últimos años como respuesta a los problemas logísticos y de carencia de flexibilidad. Esto afectaría negativamente la capacidad competitiva de los competidores con menores cuotas de mercado, puesto que se perdería UNIÓN FENOSA como uno de los principales actores en el mercado secundario y un proveedor importante de flexibilidad al sistema a través de su cartera de contratos de abastecimiento y a su posición *midstream*.

El nuevo grupo, aunque por su tamaño y diversificación de contratos de importación de gas podría ofrecer más flexibilidad que UNIÓN FENOSA, podría ser más autosuficiente y tener un menor incentivo a participar en el mercado secundario, y no alcanzar una cuota por lo menos igual a la suma de las cuotas que tienen las dos empresas en la actualidad.

7.1.1.2 Actividad de transporte de gas natural

Las instalaciones de transporte de gas comprenden las infraestructuras de importación, las redes de transporte interno y los almacenamiento subterráneos. La capacidad y las condiciones de acceso a las mismas son imprescindibles para ejercer las actividades de aprovisionamiento y comercialización.

La actividad de transporte de gas es una actividad regulada por la Ley de Hidrocarburos de 1998, sus desarrollos reglamentarios posteriores y las modificaciones introducidas por la Ley 12/2007. La regulación establece el régimen retributivo, los procedimientos de autorización y las condiciones de utilización de las instalaciones. En particular, se garantiza el derecho de acceso, mediante solicitud y firma de los contratos previstos, en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias para todos los usuarios legalmente autorizados, que incluyen, de acuerdo con el artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos, los consumidores directos en mercado y los comercializadores⁴⁴.

La gestión de las infraestructuras está encomendada a un operador independiente, el Gestor Técnico del Sistema, ENAGAS, que es además propietario de la gran mayoría de las infraestructuras de transporte. Esta independencia se ha visto reforzada recientemente por la Ley 12/2007⁴⁵ que ha limitado al 5% la participación en el capital social de ENAGAS y al 3% el ejercicio de los derechos políticos (aquellas personas físicas o jurídicas relacionadas con el sector gasista no podrán ejercer derechos políticos por encima del 1%)⁴⁶. La misma ley ha establecido la separación funcional del Gestor Técnico del

⁴⁴ Las condiciones de acceso existentes han sido consideradas favorablemente por la Comisión Europea en el marco de su investigación sobre los sectores de la energía en Europa (véase Comisión Europea, Energy Sector Inquiry, Second Phase, Section C, enero 2007), apreciándose, entre las medidas regulatorias, la existencia de un porcentaje de capacidad (25%) reservada a los contratos de corto plazo y el hecho de que esta capacidad no pueda adjudicarse en más de un 50% al mismo agente.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ De acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley 34/1998, modificada por la Ley 12/2007, ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la empresa responsable de la gestión técnica del sistema, en una proporción superior al 5% del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3%. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5%, no podrán ejercer derechos políticos en el Gestor Técnico del Sistema por encima del 1%. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto. Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40%.

Sistema (GTS), que se ha concretado, a finales de 2007, en la creación de una unidad orgánica separada dentro de la estructura de ENAGAS, y ha eliminado la obligación anterior de los transportistas de adquirir gas para atender al mercado regulado.

En este contexto la propiedad de los activos de transporte no confiere a sus titulares ningún derecho privilegiado de utilización de los mismos y no aporta ventajas en la realización de actividades competitivas como el aprovisionamiento y la comercialización.

En cualquier caso, se analiza a continuación el impacto de la operación sobre la propiedad y gestión de estas infraestructuras, atendiendo a los activos y participaciones accionariales que ostentan en la actualidad GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA. Asimismo, se describe la situación de la capacidad actual y prevista de las infraestructuras frente a la evolución de la demanda, y el estado de la contratación de dicha capacidad. Atendiendo a su distinta utilización por parte de los usuarios, se analizan por separado los sub-mercados de las infraestructuras de importación, de los almacenamientos subterráneos y de las redes de transporte interno.

Infraestructuras de importación

Las infraestructuras de importación comprenden las plantas de regasificación y las interconexiones internacionales por gasoducto. Más concretamente, en la actualidad existen seis plantas de regasificación: tres de ellas son propiedad de ENAGAS (Barcelona, Cartagena y Huelva), una es de BBG (Bilbao), una es de SAGGAS (Sagunto) y una es de REGANOSA (Mugardos). En total estas plantas suman una capacidad de vaporización de 1653 GWh/día. Respecto de las conexiones internacionales por gasoducto, España dispone de cinco conexiones, cuatro de ellas propiedad de ENAGAS, una con Francia por Larrau (Pamplona), otra con Marruecos por Tarifa (Cádiz), y dos con Portugal: una en Badajoz por la que se alimenta a Portugal y otra en Tuy por la que se importa gas desde Portugal. Además, existe un quinto gasoducto promovido por NATURGAS por Irún con escasa capacidad de vehiculación. En total los gasoductos internacionales suman una capacidad de entrada de 460 GWh/día.

Como indica el cuadro siguiente, ENAGAS es propietario de la gran mayoría de las infraestructuras de importación, concentrando más del 72% de la capacidad total. GAS

NATURAL no tiene ninguna participación en ellas, aún cuando debe mencionarse su presencia en la actividad de transporte de gas internacional, relacionada con la operación y mantenimiento del tramo marroquí del gasoducto Magreb-Europa⁴⁷. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS participa en el accionariado de REGANOSA, titular de la planta de regasificación de Mugardos, y SAGGAS, titular de la planta de regasificación de Sagunto.

La operación no daría por tanto lugar a ningún solapamiento, adquiriendo el nuevo grupo las participaciones actuales de UNIÓN FENOSA en las plantas de regasificación de REGANOSA y SAGGAS.

Cuadro 9 Capacidad existente de las infraestructuras de importación por empresa propietaria

Infraestructuras de importación. Propiedad y características							
	Infraestructura	Titular	participaciones %	GW/h/día	% capacidad		
Plantas de regasificación	Planta de Barcelona	Enagás	Enagás (100%)	385,3	18,2%	51,8%	
	Planta de Cartagena	Enagás	Enagás (100%)	332,6	15,7%		
	Planta de Huelva	Enagás	Enagás (100%)	376,8	17,8%		
	Planta de Bilbao		BBG	BP (25%)	223,3	10,6%	10,6%
				EVE (25%)			
				Iberdrola (25%)			
				Repsol (25%)			
	Planta de Coruña		Reganosa	Junta de Galicia (10%)	115,2	5,5%	5,5%
				Endesa (21%)			
				Unión Fenosa (21%)			
				Grupo Tojeiro (18%)			
				Caixa Galicia (10%)			
				Sonatrach (10%)			
Banco Pastor 5%)							
Caixanova (5%)							
Planta de Sagunto		Saggas	Unión Fenosa (42,5%)	219,7	10,4%	10,4%	
			Iberdrola (30%)				
			Endesa (20%)				
			Oman Oil (7,5%)				
Subtotal				1652,9	78,2%		
Interconexiones internacionales por gasoducto	Tarifa	Enagás	Enagás (100%)	354,9	16,8%	21,8%	
	Larrau	Enagás	Enagás (100%)	87,0	4,1%		
	Tuy	Enagás	Enagás (100%)	18,0	0,9%		
Subtotal				459,9	22%		
Total				2112,8	100%		

Fuente: CNE y ENAGAS

⁴⁷ A través de SAGANE, 100% perteneciente al grupo GAS NATURAL, GAS NATURAL es titular del 72,6 % y del 72,35 % del capital de EUROPE MAGREB PIPELINE, LTD y METRAGAZ respectivamente. Estas empresas operan y realizan el mantenimiento del tramo marroquí del gasoducto Magreb-Europa, que conecta los yacimientos argelinos de Hassi R'Mel con la Península Ibérica.

Al tratarse de activos regulados, el grado elevado de concentración de la propiedad de estas instalaciones no afecta ni a la disponibilidad, ni a las condiciones de utilización de las mismas. Por otra parte, cabe señalar que, *de facto*, el acceso de terceros regulado no es de aplicación a todas las infraestructuras: las principales conexiones internacionales por gasoducto (Larrau y Tarifa), que representan alrededor del 21% de la capacidad total, tienen un grado de ocupación muy elevado, cercano al 95%, debido a los contratos de titularidad de GAS NATURAL, que se firmaron en años anteriores a la liberalización del mercado, correspondientes a gas de Noruega y de Argelia⁴⁸. El régimen de terceros regulado tampoco será de aplicación a la nueva conexión internacional de MEDGAZ que entrará en funcionamiento a mediados de 2009.

Por tanto, el acceso a las plantas de regasificación y, sobre todo, la existencia en las mismas de capacidad disponible para contratar, ha representado hasta la fecha el soporte fundamental para el desarrollo de la competencia en los mercados mayorista y minorista. La situación prevista para los próximos años en España indica el mantenimiento de un margen holgado de capacidad disponible de regasificación para contratar:

- En enero de 2008⁴⁹, las plantas de regasificación presentaban un grado de contratación de capacidad del 87%, existiendo un 13% de capacidad disponible, concentrada principalmente en Cartagena, Huelva, Bilbao y Mugaridos⁵⁰, mientras no existía capacidad disponible para contratar en Barcelona y Sagunto.
- Para enero de 2009 la capacidad de regasificación se encuentra contratada en un 69,3%, concentrándose la capacidad disponible en Cartagena, Huelva y Barcelona, donde en 2009 se espera esté finalizada la ampliación de capacidad de 385 a 460 GWh/día.

⁴⁸ De acuerdo con lo previsto en el documento de planificación “*Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011*”, el tramo submarino en aguas territoriales españolas del proyecto MEDGAZ se excluirá temporalmente de la obligación de permitir el acceso de terceros no participantes en el proyecto de la instalación, en los términos que se determinen de acuerdo a la legislación española y comunitaria y, conforme a lo establecido en el apartado 5 del artículo 70 de la Ley de Hidrocarburos. En consecuencia, no se incluirá en el régimen retributivo del sector de gas natural en tanto no se dé cumplimiento a la obligación de permitir acceso a terceros.

⁴⁹ Se ha tomado como mes de referencia el mes de enero, ya que al corresponder con uno de los meses de mayor consumo de gas, permite evaluar las posibles restricciones en el sistema, que pueden no manifestarse si se analiza la capacidad disponible en los meses de verano.

⁵⁰ Esta planta podría estar sujeta a restricciones por falta de capacidad en la red de transporte.

- Finalmente, para enero de 2011, la capacidad de regasificación reservada asciende al 62,4%, quedando disponible el 37,6% restante. En esta fecha, existe capacidad disponible en todas las plantas de regasificación del sistema, considerando el cumplimiento de las ampliaciones de capacidad previstas en la planificación. Además, a lo largo del año 2011 se pondría en funcionamiento la planta de regasificación de Gijón, por lo que la capacidad disponible aumentaría a finales del año.

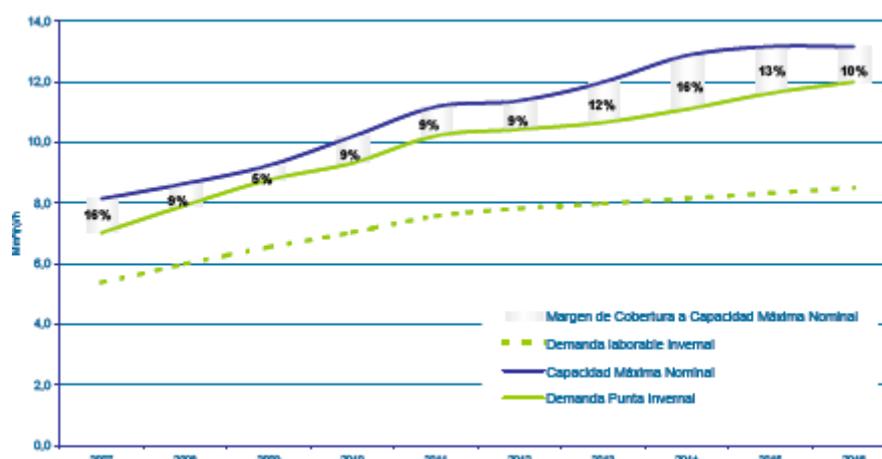
Cabe matizar que la disponibilidad de capacidad correspondiente a 2009 y 2011 puede estar sujeta a variaciones, bien sea porque haya agentes que aún no han hecho sus reservas de capacidad (en particular en los casos de reservas a corto plazo), o porque se produzcan reducciones de capacidad, en contratos con más de un año en vigor. En particular, la puesta en servicio del MEDGAZ en la segunda mitad de 2009 podría liberar capacidad en las plantas de regasificación de Sagunto y Cartagena.

En el horizonte considerado hasta enero 2011, la capacidad de las interconexiones internacionales aumentará principalmente como resultado de la entrada en funcionamiento del gasoducto de MEDGAZ, que aportará 254,8 GWh/día adicionales, y de un moderado aumento (de unos 13 GWh/día) en la capacidad de la conexión internacional con Francia de Larrau. Por otra parte, no se prevé un aumento de la capacidad disponible para contratar. Aunque a fecha de septiembre de 2008 la capacidad en el punto de entrada de MEDGAZ está en negociación, se considera que no hay capacidad disponible para 2011, ya que las solicitudes de contratación superan a la capacidad nominal de la misma.

En fecha 3 de octubre de 2008, el transportista francés TIGF y el transportista español ENAGÁS han publicado en sus respectivas páginas web el procedimiento para la asignación de capacidad en la conexión internacional de Larrau 2008 Open Subscription Period (OSP). El procedimiento contempla la asignación de capacidad en ambos sentidos de flujo del gasoducto (de Francia a España y viceversa). La capacidad para transportar gas de Francia a España estará disponible a partir de abril de 2009 y hasta marzo de 2013. En el sentido contrario, de España a Francia, la capacidad estará disponible a partir de Noviembre de 2010 y hasta marzo de 2013.

En el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008 – 2016 se realiza un ejercicio de comparación entre la evolución de la capacidad de entrada y el crecimiento de la demanda esperado. Bajo todos los escenarios considerados se concluye que la capacidad nominal de entrada al sistema se mantiene en niveles suficientes para cubrir potenciales incrementos de demanda no considerados, mostrando un margen de cobertura que supera el 9% en casi todos los años. Además, en el ejercicio se considera nula la aportación de gas procedente de las conexiones internacionales con Francia. Si se considera esta conexión, el margen de cobertura sería siempre superior al 10 % en todos los años considerados.

Gráfico 5 Evolución del balance demanda-capacidad de entrada en el escenario base



Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

Almacenamientos subterráneos

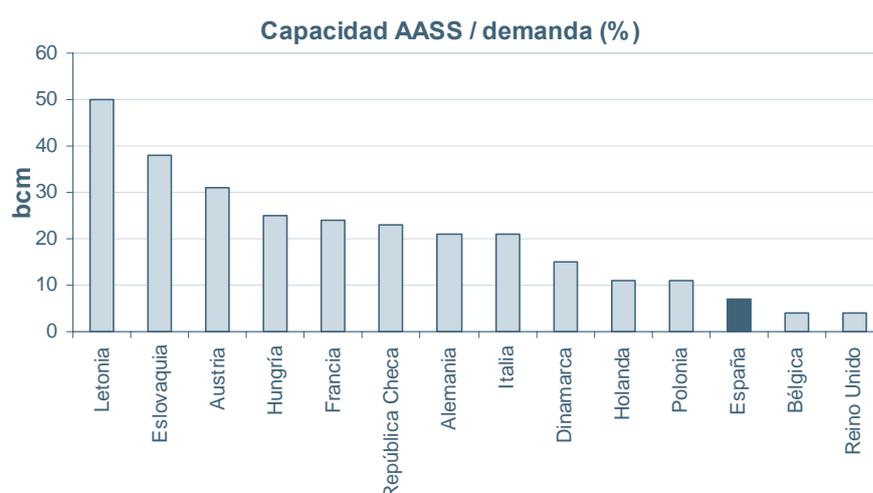
En la actualidad el sistema gasista español cuenta con dos almacenamientos subterráneos, que son antiguos yacimientos depletados de gas natural, Serrablo (Huesca), formado por los pozos de Aurín y Jaca, y operados por ENAGAS, y Gaviota (situado a 8 km de la costa de Vizcaya), propiedad de RIPSA, y operado también por ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema.

Ninguna de las partes está presente en la actualidad en este mercado, aún cuando ambas están involucradas en proyectos de nuevos almacenamientos subterráneos. GAS NATURAL está desarrollando unas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas

natural en Marismas (Huelva). Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS, adquirió en 2007 la empresa NUEL GAS, titular del 100% de las concesiones de explotación de hidrocarburos gaseosos de “El Ruedo” y “Las Barreras”, ubicadas en la cuenca del Guadalquivir. Sucesivamente la empresa ha obtenido el reconocimiento de la Administración de la conversión de estas explotaciones en almacenamientos subterráneos de CO₂ y su inclusión en la Planificación 2008-2016 como nuevos proyectos de almacenamiento subterráneo de gas.

Como ya se ha citado anteriormente, el sistema gasista español presenta una carencia importante de capacidad de almacenamiento subterráneo, que es especialmente grave considerando su elevada dependencia del suministro de GNL. En el Informe marco de cobertura de la demanda de 2007 la CNE advertía que *“Actualmente el mayor riesgo del sistema se deriva del lento progreso en los desarrollos de nuevos almacenamientos subterráneos”*. Como se puede comprobar del cuadro siguiente, España es uno de los países en Europa que presenta un menor ratio de capacidad de almacenamiento subterráneo respecto de la demanda. Asimismo, según la Planificación 2008-2016, esta carencia no se resolverá hasta 2014, cuando está prevista la entrada de los nuevos almacenamientos de Yela y Castor.

Gráfico 6 Capacidades de almacenamiento subterráneo en Europa



Fuente: Presentación de Gas Natural a la CNE, Underground Gas Storage in the World, Cedigaz, junio 2006.

Dada la situación de escasez actual, la normativa vigente⁵¹ establece que la asignación de la capacidad de almacenamiento se realice mediante criterios de prorrata, de manera proporcional a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y para aquellos comercializadores que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares. El resto de la capacidad, en caso de existir remanente, se adjudica en una subasta competitiva supervisada por la CNE.

Cuadro 10 Criterios de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo 01/04/2008- 31/03/2009

Nº de días equivalentes que se asignan	Carácter de las reservas	Criterio de reparto de almacenamiento subterráneo para el periodo 1 abril 2008 a 31 de marzo de 2009
10 días	Estratégicas	Ventas firmes en el año anterior
10 días	Operativas	Ventas totales en el año anterior
30 días	Modulación	Ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso (conectados a gasoductos con presión inferior a 4 bares).
500 GWh	Gas de maniobra	Destinado "gas de maniobra" del GTS
Resto de capacidad AASS	Comercial	Subasta competitiva

Fuente: Orden ITC/3862/2007

Para el periodo de 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009, el 95% de la capacidad se asignó mediante el criterio de prorrata, y se subastó el 5% de la capacidad remanente. En el cuadro adjunto se muestra la capacidad asignada a cada comercializador y al GTS por gas de maniobra, así como el porcentaje que representa cada asignación sobre el total de la capacidad disponible, resultante de la aplicación de los criterios anteriormente descritos. Este reparto muestra que GAS NATURAL tiene un [...] de la capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos, que supera ligeramente su cuota en el mercado de suministro a clientes finales ([...]) debido a que la proporción de clientes domésticos es más elevada respecto de otros comercializadores (algo similar ocurre para NATURGAS). Por su parte, UNIÓN FENOSA ha sido adjudicataria de un [...], que se sitúa por debajo de su cuota en el mercado de suministro a clientes finales ([...]), reflejando su mayor proporción de clientes industriales.

⁵¹ Véanse el Real Decreto 1766/2007 y la Orden ITC/3862/2007.

Cuadro 11 Reparto por agente de la capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo 01/04/2008- 31/03/2009

Entidad	Capacidad Asignada (Prorrata) (GWh)	Capacidad asignada (subasta)	TOTAL CAPACIDAD AASS	
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.(GNC)	[...]	[...]	[...]	[...]
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A	[...]	[...]	[...]	[...]
UNION FENOSA COMERCIALIZADORA DE GAS, S.A	[...]	[...]	[...]	[...]
IBERDROLA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
ENDESA ENERGIA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
SHELL ESPAÑA , S.A	[...]	[...]	[...]	[...]
GAZ DE FRANCE COMERCIALIZADORA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
BAHIA DE BIZCAIA ELECTRICIDAD, S.L.	[...]	[...]	[...]	[...]
UNION FENOSA COMERCIAL, S.L.	[...]	[...]	[...]	[...]
BP GAS ESPAÑA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA	[...]	[...]	[...]	[...]
GALP ENERGIA, ESPAÑA S.A.U.	[...]	[...]	[...]	[...]
CENTRICA ENERGIA, S.L.	[...]	[...]	[...]	[...]
INGENIERIA Y COMERCIALIZACION DEL GAS, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
ENEL VIESGO GENERACION, S.L.	[...]	[...]	[...]	[...]
NEXUS ENERGIA, S.A.	[...]	[...]	[...]	[...]
ENAGAS - GTS (para Gas de Maniobra)	[...]	[...]	[...]	[...]
TOTAL	[...]	[...]	[...]	[...]
Capacidad Total Almacenamientos Subterráneos	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE

En enero del año 2011 la capacidad de almacenamiento disponible será, previsiblemente, la misma que en la actualidad. Por lo tanto, si se mantiene el criterio de reparto anual de la capacidad de almacenamiento de manera proporcional a las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural, y teniendo en cuenta el aumento de la demanda de gas, no es de esperar que quede capacidad remanente para subastar.

Los datos disponibles en la CNE indican que los nuevos almacenamientos de Marismas (previsto para 2007), Poseidón (previsto para 2010) y la ampliación de Gaviota (prevista para 2011) se podrían retrasar varios años en relación con las previsiones de la planificación. Por otra parte, la entrada en funcionamiento de los nuevos almacenamientos de Yela y Castor no se espera antes del 2014.

Redes de transporte interno

Según la información disponible a finales de 2006⁵², los gasoductos de transporte en España totalizaban 8.487 km.

Las principales empresas transportistas son ENAGAS, que es titular de casi el 80% de los gasoductos existentes (en términos de km de longitud), GAS NATURAL, que es propietario del 7% y ENDESA, que controla alrededor del 4%.

Un dato más reciente, que se refiere a la retribución reconocida a las empresas transportistas en 2008, indica que a ENAGAS corresponde el 90% de la retribución total destinada a las instalaciones de transporte.

Cuadro 12 Reparto de la retribución reconocida a las empresas transportistas en 2008

Empresa transportista	Retribución reconocida en 2008 (€)	%
ENAGAS S.A.	483.191.561	90,00%
GAS NATURAL	22.533.991	4,20%
GAS NATURAL TRANSPORTE SDG S.L.	20.972.591	3,91%
GAS NATURAL CASTILLA LA MANCHA S.A.	1.561.400	0,29%
NATURGAS ENERGIA TRANSPORTE S.A.U	11.976.648	2,23%
ENDESA	5.777.674	1,08%
GAS ARAGON S.A.	3.452.436	0,64%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA SLU	2.325.238	0,43%
REGASIFICADORA DEL NOROESTE S.A.	4.153.670	0,77%
SEPTENTRIONAL DEL GAS S.A	3.878.966	0,72%
TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS S.A.	2.572.606	0,48%
GAS EXTREMADURA TRANSPORTISTA S.L.	1.959.630	0,37%
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA S.L.	691.342	0,13%
PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO S.A.	119.583	0,02%
TOTAL	536.855.671	100,00%

Fuente: BOE núm 312, sábado 29 diciembre 2007

Como se puede apreciar de los cuadros anteriores, UNIÓN FENOSA no es titular de activos de transporte y por tanto la operación no daría lugar a solapamiento alguno, heredando el nuevo grupo los activos de transporte de GAS NATURAL.

⁵² Véase CNE, Información Básica de los Sectores de la energía

Los gasoductos de transporte son un elemento fundamental del sistema gasista para garantizar que el gas que se incorpora en los puntos de entrada pueda fluir hacia los puntos de consumo final. En el contexto actual, la ya mencionada escasez de capacidad de almacenamiento se ve agravada por la existencia de limitaciones de capacidad, fundamentalmente de transporte, en algunas áreas geográficas. En particular, en las zonas del Levante y del Noroeste se están produciendo congestiones relevantes de la red que restringen el óptimo funcionamiento del sistema. Por ejemplo, con la entrada en funcionamiento de la planta de REGANOSA en Mugaros se ha generado en la zona Noroeste una situación en la que la capacidad de regasificación es mayor que la capacidad de evacuación, debido a que la capacidad de transporte en esta zona (el gasoducto Tuy-Llanera-Zamora) es insuficiente. Esta restricción limita la capacidad de la planta de regasificación de Mugaros de cubrir la demanda en puntos de suministro situados fuera de la zona Noroeste.

La necesidad de resolver estas restricciones en la capacidad de transporte está contemplada en la Planificación 2008-2016, como se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 7 Principales ejes de transporte a desarrollar en el horizonte 2008-2016



Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

Por otra parte, la entrada en funcionamiento de estas infraestructuras no está prevista en el corto-medio plazo. En efecto, ninguno de los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema, que se han aprobados en la Planificación 2008-2016, entrará en servicio antes del 2012.

Cuadro 13 Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema aprobados en la Planificación 2008-2016

Nombre de la instalación	Año	Longitud km	Diámetro	Grupo Planificación
Villar de Arnedo-Castejonou	2012	200	26"	A
Guliriz-Lugo	2012	30	30"	A Urgente
Lugo-Villafranza del Bierzo	2013	90	30"	A
Villafranca del Bierzo-Castropodame	2009	30	30"	A ⁽¹⁾
Castropodame-Zamora	2013	170	30"	A ⁽²⁾
Zamora-Algete	2013	270	32"	A
Burgos-Haro	2013	71	26"	A
Burgos-Algete	2014	225	26"	A
Cartagena-Agullent	2014	187	24"	A
Huelva-Almendralejo	2015	180	30"	A
Arrigorriaga-Lemona (43.X)	2011	15	26"	B ⁽³⁾
Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero	2011	1	26"	A ⁽⁴⁾
Gasoducto al AASS de Las Barreras	2011	16	18"	A
Gasoducto al AASS de El Ruedo	2011	3	24"	A
Chinchilla-Zaragoza		sin definir		B ⁽⁵⁾
Gasoducto al AASS de Cardona		sin definir		B ⁽⁶⁾
Gasoducto al AASS de Dorada		sin definir		B ⁽⁶⁾

Fuente: Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

Conclusiones sobre el impacto de la operación en la actividad de transporte de gas natural

En la actualidad GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA tienen posiciones complementarias en activos de transporte: mientras GAS NATURAL sólo es titular de gasoductos de transporte (que representan en torno al 7% del total de km instalados), UNIÓN FENOSA GAS sólo tiene participaciones, a través de UNIÓN FENOSA GAS, en las plantas de regasificación de REGANOSA y SAGGAS (que representan el 16% del total de la capacidad de importación existente). Asimismo, ambos están desarrollando proyectos de almacenamiento subterráneo de gas.

El nuevo grupo tendría por tanto una presencia no despreciable en todas las infraestructuras de transporte, de la cual no cabe esperar ningún impacto negativo sobre la competencia, debido a la naturaleza regulada de estos activos, a la existencia de un sistema de acceso regulado plenamente operativo y, sobre todo, al hecho de que la responsabilidad de toda la gestión de estas infraestructuras recae sobre el GTS.

Por otra parte, cabría reflexionar sobre la conveniencia de que el nuevo grupo siga teniendo un representante en el Consejo de Administración de ENAGAS (en la actualidad GAS NATURAL es la única empresa gasista con representación en el máximo órgano de gobierno de ENAGAS). Dadas la escasez de almacenamiento y las restricciones en las redes de transporte que no se espera podrán resolverse antes de los próximos 4-5 años, las decisiones de gestión del GTS tendrán muy probablemente un impacto relevante sobre la competencia, considerando además las dificultades registradas hasta la fecha para alcanzar un acuerdo sobre el modelo logístico del sistema entre agentes del mercado en el seno del Grupo de Modificación de las Normas de Gestión Técnicas del Sistema (las posiciones de los agentes de mayor tamaño como GAS NATURAL, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA son distintas a las de los agentes más pequeños). En este contexto la total independencia del GTS adquiere una importancia todavía mayor.

7.1.1.3 Mercado de distribución de gas natural

La distribución de gas es una actividad regulada por la Ley de Hidrocarburos de 1998 y sus desarrollos reglamentarios posteriores. Análogamente al transporte, la regulación establece el régimen retributivo, los procedimientos de autorización y las condiciones de utilización de las instalaciones. En particular, se garantiza el derecho de acceso de terceros a las redes de distribución en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias para todos los usuarios. Sin embargo, la actividad de distribución de gas ha tenido tradicionalmente una interrelación compleja con la comercialización, incluyendo el acceso a la información que el distribuidor gestiona sobre los consumidores conectados a sus redes, el proceso de facturación y la provisión de varios servicios, como la atención al cliente o la inspección de las instalaciones.

Debido a esta complejidad y a la integración vertical existente entre distribución y comercialización en los principales grupos empresariales que desarrollan estas actividades, las autoridades de competencia han considerado siempre de especial relevancia la incidencia de la distribución sobre el desarrollo de la competencia en comercialización⁵³.

⁵³ Véase por ejemplo el Informe del TDC C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

En el presente caso también cabe considerar con detenimiento la presencia del nuevo grupo en distribución, especialmente por sus posibles efectos sobre la competencia en comercialización. Por otra parte, también deben tenerse en cuenta los recientes desarrollos normativos que contribuyen a reducir las potenciales ventajas de los comercializadores pertenecientes a grupos verticales integrados: la desaparición de la función de suministro a tarifa del distribuidor, la introducción de una separación jurídica y funcional entre actividades de gestión de redes de distribución y otras actividades competitivas y la creación de la Oficina de Cambio de Suministrador (estos aspectos se tratarán con mayor detalle en el apartado 7.4.1 sobre barreras a la entrada en el sector del gas natural).

En el mercado de distribución de gas en España operan varios grupos empresariales, siendo el principal GAS NATURAL, que tiene una presencia dominante en casi todas las Comunidades Autónomas, con la excepción de Baleares, País Vasco y Aragón. Los otros grupos son: ENDESA, que distribuye gas en cinco Comunidades Autónomas y tiene una presencia dominante en Aragón, NATURGAS, que está presente en tres Comunidades Autónomas y es el principal distribuidor en el País Vasco, GAS DIRECTO (sociedad participada por UNIÓN FENOSA GAS en un 60% y por CEPSA en el remanente 40%) con presencia muy reducida en tres Comunidades Autónomas, y GAS y SERVICIOS MERIDA, que ha operado hasta la fecha en Extremadura y que será próximamente absorbida por el Grupo NATURGAS⁵⁴. Por último, cabe mencionar también IBERDROLA, que ha entrado muy recientemente en esta actividad y que opera una red de dimensiones muy reducida en Madrid.

⁵⁴ Recientemente esta CNE ha autorizado esta operación en el ejercicio de la Función 14.

Gráfico 8 Disposición geográfica de las empresas de distribución de gas que operan en cada Comunidad Autónoma en España



Fuente: CNE

Dada la dimensión local del mercado de distribución, que abarca el ámbito geográfico de las autorizaciones administrativas, el análisis del impacto de la operación considera las cuotas en las distintas provincias de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA (a través de GAS DIRECTO).

El cuadro siguiente muestra que la coincidencia de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA se registra tan solo en Galicia (provincia de A Coruña) y Madrid. Se trata en ambos casos de un solapamiento muy reducido: en Madrid el nuevo grupo pasaría del 99,8% al 100%⁵⁵ y en Galicia del 99,85% al 100%.

⁵⁵ Este porcentaje sería en realidad ligeramente inferior al 100%, teniendo en cuenta la red de distribución de IBERDROLA, que no estaba todavía reflejada en los datos empleados.

Cuadro 14 Cuotas de distribución por provincia y grupo empresarial

DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL						
Cuota de puntos de suministro de gas natural por provincia y grupo empresarial						
31 de diciembre de 2007	Grupo Gas Natural	Grupo Naturgás Energía	Grupo Endesa	Gas Directo (Grupo Unión Fenosa)	Gas y Servicios Mérida	TOTAL
ALMERÍA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CÁDIZ	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CÓRDOBA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GRANADA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
HUELVA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
JAÉN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
MÁLAGA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
SEVILLA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ANDALUCÍA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
HUESCA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TERUEL	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ZARAGOZA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ARAGÓN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ASTURIAS	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
BALEARES	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CANTABRIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
BARCELONA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GERONA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
LÉRIDA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TARRAGONA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CATALUÑA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ALBACETE	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CIUDAD REAL	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CUENCA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GUADALAJARA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TOLEDO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CASTILLA LA MANCHA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ÁVILA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
BURGOS	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
LEÓN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
PALENCIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
SALAMANCA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
SEGOVIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
SORIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
VALLADOLID	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ZAMORA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CASTILLA Y LEÓN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
BADAJOS	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CÁCERES	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
EXTREMADURA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CORUÑA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
LUGO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ORENSE	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
PONTEVEDRA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GALICIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
LA RIOJA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
MURCIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

MADRID	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
NAVARRA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ÁLAVA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GUIPÚZCOA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
VIZCAYA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
PAÍS VASCO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ALICANTE	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CASTELLÓN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
VALENCIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
COM. VALENCIANA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
TOTAL	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE, Información aportada por GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA

Conclusiones

Debido a la presencia muy reducida de UNIÓN FENOSA en distribución de gas, el solapamiento de las redes de distribución de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA sería despreciable y se limitaría a las Comunidades Autónomas de Galicia y Madrid. Asimismo, dado el tamaño de GAS DIRECTO, no se considera que la operación pudiera limitar la capacidad del regulador de aplicar mecanismos de competencia referencial a la fijación de la retribución de la actividad de distribución. Tan solo cabría resaltar que la pérdida de GAS DIRECTO reduce el número de agentes que pueden competir por la gasificación de nuevos núcleos, aún cuando siguen existiendo operadores establecidos como NATURGAS, ENDESA e IBERDROLA que tienen la posibilidad de emprender nuevos proyectos en competencia con GAS NATURAL.

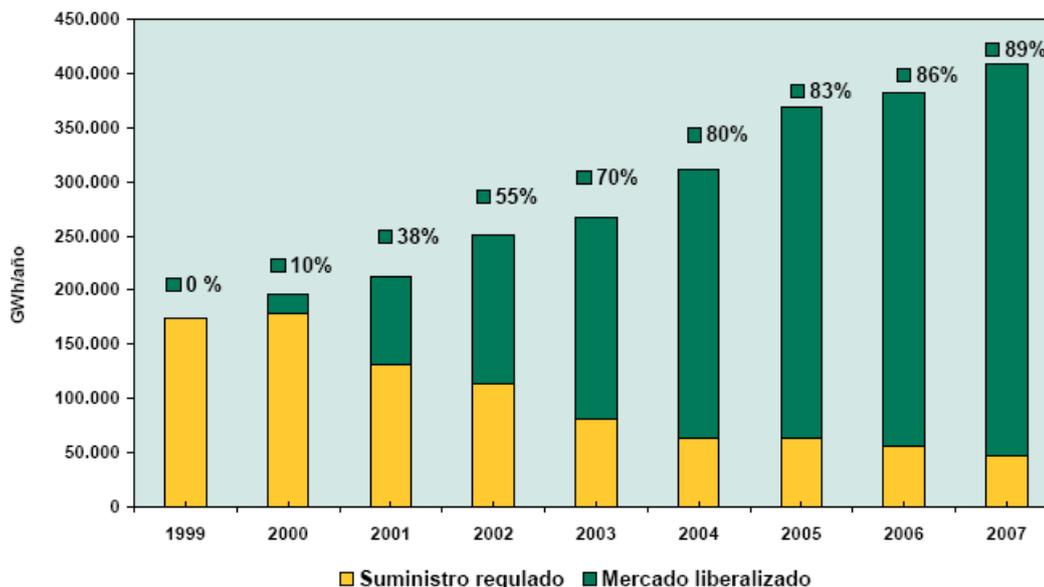
7.1.1.4 Mercado de suministro a clientes finales

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos estableció las bases para la liberalización del suministro de gas natural y fijó un calendario para la apertura gradual del mercado. Desde el 1 de enero de 2003 el mercado de gas está totalmente liberalizado, lo cual significa que todos los consumidores pueden elegir suministrador libremente.

Durante el año 1998 y 1999 no hubo actividad de comercialización en España; ésta comenzó en el año 2000 y fue impulsada de forma decisiva por el programa de cesión de gas de Argelia durante el periodo 2001-2003.

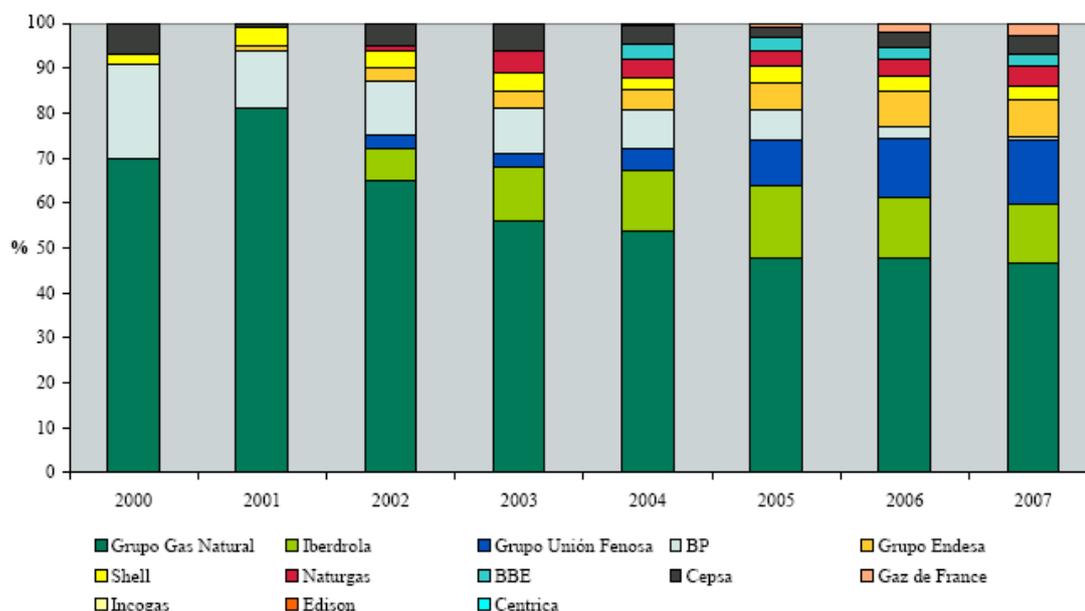
Desde el comienzo de la liberalización, hasta el 31 de diciembre de 2007, han coexistido en este mercado el suministro a precio regulado, realizado por las distribuidoras, y el suministro a precio libre. El porcentaje de ventas y el número de clientes en el mercado liberalizado ha ido aumentando: a finales de 2007 casi el 90% del consumo de gas natural (408.298 GWh) correspondía al mercado liberalizado. Al mismo tiempo se ha incrementado el número de empresas comercializadoras que operan en el mercado.

Gráfico 9 Distribución de la demanda de gas entre mercado regulado y liberalizado en términos de energía vehiculada



Fuente: CNE, Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España en el año 2007

Gráfico 10 Evolución de las cuotas empresariales en el mercado liberalizado



Fuente: CNE, Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España en el año 2007

Las razones para las cuales, en el plazo de siete años, se haya llegado a un porcentaje de ventas en el mercado liberalizado tan importante, son diversas. Por un lado, el incremento de la demanda de gas en estos años ha sido superior al 60%, asociado sobre todo al creciente uso del gas en la generación eléctrica: un mercado que crece de esta

forma puede dar cabida a nuevos entrantes sin afectar demasiado a las empresas establecidas. Por otro lado, el segmento de clientes industriales, conjuntamente al de los generadores eléctricos, supone más del 80% de las ventas en el mercado español. Finalmente, a lo largo de este periodo, se han adoptado medidas que han propiciado el cambio al mercado liberalizado, sobre todo en lo que se refiere a la sencillez de los mecanismos de reserva y contratación de capacidad y a los peajes de acceso, a partir de la publicación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Si se atiende al número de consumidores, este porcentaje cambia de forma significativa, representando el mercado libre una cuota del 40% en el 2007. Esto se debe a que el número de los clientes domésticos, que representa en España más del 80% de total de consumidores, pero menos del 20% de la demanda en términos de energía, seguía, en su mayoría, suministrándose a tarifa. Por el contrario, los consumidores industriales y los generadores eléctricos, que son poco numerosos pero representan la gran mayoría del consumo total, están en su totalidad en el mercado libre.

Los avances de la liberalización conllevaron a la desaparición progresiva de las tarifas para los grandes consumidores, conectados a redes de presión superior a 4 bares, existiendo entre el 1 de julio de 2007 y el 31 de diciembre de 2007 solo las tarifas del grupo 3. Finalmente, el 1 de enero de 2008 se suprimió el sistema de tarifas de ventas de gas natural y entró en vigor la tarifa de último recurso. Desde el 1 de julio de 2008 pueden acogerse a esta tarifa sólo los clientes conectados a redes de baja presión y con un volumen de consumo anual inferior a 3GWh (el ámbito de aplicación se irá reduciendo gradualmente en el tiempo, según el calendario que se muestra a continuación).

Cuadro 15 Calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y aplicación del suministro de último recurso

CALENDARIO DE APLICACIÓN DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (para consumidores conectados a gasoductos de presión \leq 4 bar)	
Fecha de aplicación	Consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso
A partir del 1 de enero de 2008	Todos los consumidores
A partir del 1 de julio de 2008	Todos los consumidores con consumo anual < 3 GWh
A partir del 1 de julio de 2009	Todos los consumidores con consumo anual < 2 GWh
A partir del 1 de julio de 2010	Todos los consumidores con consumo anual < 1 GWh

Fuente: Real Decreto 1068/2007

Bajo el nuevo marco vigente deja de existir el suministro a tarifa por las empresas distribuidoras. Los comercializadores son los únicos agentes que venden gas a los consumidores finales en condiciones libremente negociadas, con la excepción de los mencionados consumidores para los cuales se establece un precio máximo regulado, la tarifa de último recurso.⁵⁶ El Real Decreto 1068/2007, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural, designa también a las empresas comercializadoras de gas que prestan el servicio de último recurso, teniendo la obligación de ofrecer el suministro de gas al precio máximo regulado a todos los clientes con derecho al mismo. Se trata de ENDESA ENERGÍA, S.A.; GAS NATURAL SERVICIOS, S.A.; IBERDROLA, S.A.; NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U.; UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L. Asimismo, la Orden ITC/2309/2007, estableció el traspaso de los clientes que al 1 de julio todavía estaban siendo suministrado por las distribuidoras a los comercializadores de último recurso pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Frente a esta evolución reciente del mercado y de la regulación, se considera que el análisis de la incidencia de la operación debe realizarse con referencia al mercado de suministro a clientes finales, sin separar entre segmento a tarifa y segmento liberalizado⁵⁷.

Esto es así no sólo por la capacidad de la demanda de elegir entre alternativa de suministro, sino también porque todos los consumidores ya están de hecho en el mercado libre y la distinción que realmente cobra importancia es la que existe entre diferentes tipos de clientes: los industriales, que representan el 48,8% de la demanda total, los generadores eléctricos, que representan el 33,6% y los doméstico-comerciales, que representan el 17,7% y son los únicos que tienen una opción de suministro alternativa a un precio máximo regulado (en 2007 el 80% de la demanda de estos consumidores se suministraba a tarifa).

Por lo tanto, se realizará ante todo un análisis preliminar del impacto de la operación sobre la totalidad del mercado de suministro a clientes finales y, posteriormente, se

⁵⁶ La Ley 34/1998, recientemente modificada por la Ley 12/2007, suprime, a partir del día 1 de enero de 2008, el sistema tarifario de gas natural y prevé el establecimiento de una tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores.

⁵⁷ Referencia a la operación GN-ENDESA

realizará el análisis más detallado que toma como referencia los sub-mercados correspondientes a los distintos tipos de consumidores.

Impacto de la operación en el mercado total de suministro de gas a clientes finales

En el periodo 2005-2007 se aprecia una disminución paulatina de la cuota de mercado del Grupo GAS NATURAL en la totalidad del mercado minorista del gas y un ligero descenso del grado de concentración medido por el HHI, manteniéndose por otra parte la asimetría entre su cuota y la de los demás competidores.

En términos de energía suministrada, en 2005 GAS NATURAL ostentaba una cuota del 53,4%, que se ha reducido al 50,7% en 2007. Por su parte, UNION FENOSA ha incrementado su cuota desde el 8,5% en 2005 hasta el 12,5% en 2007, situándose como el segundo mayor operador de gas detrás de GAS NATURAL y por delante de IBERDROLA que en 2005 y 2006 fue el segundo mayor operador. La cuota de IBERDROLA cayó del 13,4% en 2005 al 11,5% en 2007. Asimismo, el HHI disminuyó desde 3.211 en 2005 a 2.986 en 2007.

Atendiendo a la suma de las cuotas de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2007, el nuevo grupo tendría una cuota del 63,2%. En este escenario aumentaría el grado de concentración del mercado minorista de gas, adoptando el nuevo HHI un valor de 4.254 frente al valor 2.986 que se registra antes de la operación.

Cuadro 16 Incidencia de la operación en el mercado de suministro de gas a clientes finales* en términos de energía suministrada

	2005	2006	2007
Grupo Gas Natural	53,4%	52,7%	50,7%
Grupo Naturgas	5,2%	5,0%	5,2%
Grupo Endesa	6,0%	7,7%	8,4%
Grupo Unión Fenosa	8,5%	11,1%	12,5%
Iberdrola	13,4%	11,7%	11,5%
BP	5,4%	2,3%	0,5%
Cepsa	2,1%	2,7%	4,0%
BBE	2,2%	2,3%	2,1%
Shell	3,1%	2,9%	2,5%
Gaz de France	0,6%	1,5%	2,4%
Incogas	0,0%	0,0%	0,0%
Centrica		0,0%	0,0%
Electrabel			0,0%
Nexus			0,0%
Total	100%	100%	100%
HHI actual	3.211	3.145	2.986
HHI después operación			4.254
Cuota (GN + UF)			63,2%

Fuente: CNE, Boletines trimestrales de supervisión del mercado de gas

* Por cada grupo empresarial se ha considerado la suma de la energía vendida a tarifa y a precio libremente negociado en el mercado libre.

La distribución de las cuotas de mercado es distinta si se refiere al número de clientes. Las cuotas de mercado de GAS NATURAL superan el 75% del mercado total durante todo el periodo considerado, lo cual se explica por el numeroso grupo que representan los consumidores domésticos, y que en su mayoría han recibido el suministro de GAS NATURAL, sea a tarifa mediante su distribuidora, sea en el mercado libre mediante su comercializadora. A gran distancia de GAS NATURAL se colocan ENDESA, que aumenta su cuota por encima del 10%, y NATURGAS (hasta 2006 NATURCORP) con una cuota estable entorno al 9%. Las cuotas de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA son muy reducidas, alrededor del 2%, puesto que estas empresas no tienen prácticamente clientes en el mercado regulado.

Atendiendo a la suma de las cuotas de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2007, el nuevo grupo tendría una cuota del 77,1% sobre el número total de clientes finales. En este escenario el grado de concentración de este mercado aumentaría, adoptando el

nuevo HHI adopta un valor de 6.155 frente al valor 5.951 que se registra antes de la operación.

Cuadro 17 Incidencia de la operación en el mercado de suministro de gas a clientes finales* en términos de número de clientes

	2005	2006	2007
Grupo Gas Natural	78,7%	77,2%	75,7%
Grupo Naturgas	9,2%	9,2%	9,4%
Grupo Endesa	7,9%	9,6%	11,1%
Grupo Unión Fenosa	1,6%	1,5%	1,3%
Iberdrola	2,6%	2,4%	2,3%
BP	0,0%	0,0%	0,0%
Cepsa	0,0%	0,0%	0,0%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%
Shell	0,0%	0,0%	0,0%
Gaz de France	0,0%	0,0%	0,0%
Incogas	0,0%	0,0%	0,0%
Centrica		0,0%	0,0%
Electrabel		0,0%	0,0%
Nexus		0,0%	0,0%
Total	100%	100%	100%
HHI actual	6.346	6.140	5.951
HHI después operación			6.155
Cuota (GN + UF)			77,1%

Fuente: CNE, Boletines trimestrales de supervisión del mercado de gas

*Por cada grupo empresarial se ha considerado la suma de los consumidores suministrados a tarifa y a precio libremente negociado en el mercado libre.

Cabe señalar que en 2008 se ha registrado la entrada de dos nuevos comercializadores: GALP y SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA, filial en España de SONATRACH, que inició sus operaciones comerciales en España, con la importación de un primer buque metanero de 30.000 m³ de GNL. Aunque estas empresas tienen una cuota de mercado reducida en la actualidad, inferior al 1%, se considera que tienen un potencial importante para competir en un futuro próximo⁵⁸, especialmente en los segmentos del suministro de gas a la generación eléctrica y a consumidores industriales.

⁵⁸ En el caso de SONATRACH, teniendo en cuenta su participación del 36% en el gasoducto de MEDGAZ y la correspondiente cantidad de gas que suministrará a través del mismo, 2,88 bcm/año, se estima que podría alcanzar como mínimo una cuota del 6% sobre la demanda prevista por ENAGAS de 44,9 bcm en 2010, sin considerar suministros adicionales de GNL.

Impacto de la operación en el sub-mercado del suministro de gas a ciclos combinados y centrales térmicas

El desarrollo del sub-mercado del suministro de gas a la generación eléctrica ha sido y sigue siendo la principal dinámica que impulsa la competencia en el mercado minorista de gas. Si bien en una primera etapa de funcionamiento del mercado se observaba una participación muy activa de comercializadoras procedentes de los grandes grupos empresariales petrolíferos, como BP o CEPSA, recientemente se aprecia un descenso o un estancamiento, de la cuota de participación de éstas en el mercado liberalizado. Por otra parte, la cuota de los suministros procedentes de comercializadoras de grupos empresariales que vienen operando tradicionalmente en el sector eléctrico, como IBERDROLA, ENDESA y UNIÓN FENOSA, sigue una tendencia creciente, que se ha acentuado de manera importante en los últimos años. Asimismo, la reciente entrada de SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA está estrechamente relacionada con este sub-mercado, puesto que una parte relevante del gas de esta empresa se destinará al suministro de ciclos combinados.⁵⁹

La adquisición del gas para su utilización en centrales de ciclo combinado aporta un apoyo fundamental al desarrollo de la comercialización de gas. Para la importación del gas los comercializadores necesitan firmar contratos de larga duración y alcanzar escalas mínimas eficientes (típicamente, los contratos internacionales de gas tienen como mínimo un volumen alrededor de 1 bcm). Al garantizar consumos elevados y de larga duración, el uso del gas para la generación eléctrica permite reducir significativamente el riesgo de entrada en el mercado minorista, donde los clientes finales no están generalmente dispuestos a asumir compromisos de consumo de larga duración.

Para el suministro a las centrales eléctricas, los contratos de gas suelen estar hechos a la medida de las necesidades de cada ciclo y su duración se sitúa entre 15 y 20 años, con el fin de garantizar la viabilidad técnica y la seguridad de suministro en la central. Por lo tanto, el comercializador que suministre a los ciclos necesita establecer contratos de largo

⁵⁹ En abril de 2007 SONATRACH firmó un acuerdo con EDP por el que adquiriría el 2% de esta compañía y se comprometía a suministrar 1,6 bcm destinados en su mayor parte al suministro de tres centrales de ciclo combinado en España y Portugal, de las cuales SONATRACH será accionista al 25%.

plazo con los productores (para proporcionar mayor flexibilidad, es habitual que estos contratos a largo plazo se combinen con otros spot).

Sobre la base de la información referida al año 2007, se observa que en el segmento del suministro de gas a la generación eléctrica operan nueve empresas comercializadoras, pertenecientes a los grupos GAS NATURAL, IBERDROLA, UNIÓN FENOSA, ENDESA, BAHÍA DE BIZKAIA, SHELL, CEPSA, GDF y ENEL VIESGO GENERACIÓN. GAS NATURAL se configura como el suministrador principal del sector, alcanzando una cuota del [...] en 2007. El segundo mayor suministrador es UNIÓN FENOSA, con una cuota del [...].

Cuadro 18 Cuotas empresariales en el sub-mercado del suministro de gas a generación eléctrica (en términos de energía suministrada)*. Año 2007

Empresas comercializadoras	Cuotas sobre el total de gas suministrado a la generación eléctrica
Gas Natural	[...]
Unión Fenosa	[...]
Iberdrola	[...]
Endesa	[...]
Shell	[...]
Cepsa	[...]
BBE	[...]
Gaz de France	[...]
Enel Viesgo Generación	[...]
TOTAL	100%

Fuente: CNE

* Nota: estas cuotas se refieren a la suma del gas consumido en ciclos combinados, centrales térmicas de gas convencionales y ELCOGÁS. El gas consumido en ciclos combinado representa más del 98% del total.

El suministro de gas al sector eléctrico se caracteriza por un elevado grado de autoconsumo, siendo la mayor parte de las centrales eléctricas suministradas por las comercializadoras de su grupo empresarial. Concretamente, el 73,12% del gas suministrado al sector eléctrico procede del autoconsumo, mientras sólo el restante 26,87% son ventas de gas destinadas a centrales eléctricas realizadas por operadores que no son los propietarios de las centrales. El hecho de que el suministro para las

centrales de ciclo combinado haya sido parte integrante de una estrategia de entrada simultánea en comercialización y generación con gas, y en muchos casos el requisito indispensable para obtener la financiación del proyecto de generación, ha motivado a que los propietarios de las centrales se aseguraran el suministro de gas, convirtiéndose en suministradores de gas para sus propias centrales⁶⁰.

Cuatro comercializadoras suministran gas a centrales de terceros: GAS NATURAL (a centrales de ENDESA, ELECTRABEL e HIDROCANTÁBRICO), IBERDROLA (a ELCOGAS⁶¹), SHELL (a BIZKAIA ENERGÍA) y GDF (a AES ENERGÍA). Además, sólo dos, SHELL y GDF, son las únicas comercializadoras que venden gas al sector eléctrico y no son al mismo tiempo propietarias de centrales. Por otra parte, las ventas de gas para el consumo en el sector eléctrico de las comercializadoras de los grupos UNIÓN FENOSA, ENDESA, CEPSA, BBE y ENEL VIESGO se destinan exclusivamente al suministro de sus propias centrales eléctricas.

Descontando el autoconsumo, las ventas de GAS NATURAL para el suministro a otras centrales eléctricas que no son las propias del grupo suponen el [...] del consumo total de gas en el sector eléctrico. Por su parte UNIÓN FENOSA tiene una cuota igual a cero porque sólo suministra gas a sus propias centrales.

⁶⁰ ENDESA, a diferencia de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, no suministra directamente sus ciclos combinados de gas. Esta situación puede explicarse en relación con el acuerdo de colaboración que ENDESA firmó en el año 1998 con GAS NATURAL.

⁶¹ ELCOGAS es propiedad de ENDESA (40,95%), EDF (34,118%), IBERDROLA (11,98%), EDP (8,635%) y ENEL (4,3%).

Cuadro 19 Ventas y autoconsumos de gas para la generación eléctrica. Año 2007

Empresas	Ventas gas consumo para sector eléctrico (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Ventas al sector eléctrico descontando autoconsumo (MWh)	Cuota descontando autoconsumo
Gas Natural	[...]	[...]	[...]	[...]
Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]	[...]
Iberdrola	[...]	[...]	[...]	[...]
Endesa	[...]	[...]	[...]	[...]
Shell	[...]	[...]	[...]	[...]
Cepsa	[...]	[...]	[...]	[...]
BBE	[...]	[...]	[...]	[...]
Gaz de France	[...]	[...]	[...]	[...]
Enel Viesgo	[...]	[...]	[...]	[...]
Generación				
TOTAL	[...]	[...]	[...]	[...]
Autoconsumo				[...]

Fuente: CNE

Este análisis sugiere que el nuevo grupo no adquiriría una mayor capacidad de afectar a las condiciones de suministro de gas a terceros, máxime cuando los contratos existentes son de largo plazo (generalmente a más de 15 años) y el nuevo grupo no podría realizar ninguna modificación unilateral de los mismos dirigida a elevar los precios del suministro o endurecer otras condiciones. No obstante, si no se descuenta el autoconsumo, aparece que el nuevo grupo se aseguraría el control sobre más del [...] de todo el gas suministrado a la generación eléctrica con gas y que evitaría una posible competencia futura de UNIÓN FENOSA en dicho sub-mercado. No se espera, por otra parte, una entrada muy significativa a corto plazo de nuevos ciclos combinados suministrados por otros operadores que pueda diluir esta mayor concentración⁶².

Finalmente, cabe matizar que el número de potenciales suministradores en este mercado se limita a los comercializadores que operan en el territorio nacional. Es cierto que, como indica GAS NATURAL en su escrito de notificación, el tamaño geográfico de este sub-mercado podría en principio ser supranacional, dado su volumen de consumo y el hecho de que los consumidores directo en mercado pueden incorporar gas en el sistema gasista español. Sin embargo, hasta la fecha este sub-mercado ha tenido una dimensión claramente nacional, puesto que todas las centrales de generación con gas han

⁶² La información de la que dispone la CNE indica que la entrada de muchos nuevos ciclos se está retrasando y no se esperan nuevas adiciones significativas de potencia hasta 2011.

estipulado sus contratos de suministro con comercializadores autorizados y establecidos en España (de matriz española o extranjera), y no han suscrito contratos directamente con productores en el mercado primario de gas.

Impacto de la operación en el sub-mercado del suministro de gas a consumidores industriales

El segmento de los consumidores industriales, correspondiente a los grupos tarifarios 1 y 2, destaca por tener un consumo individual elevado y por tratarse de clientes que conocen muy bien las características de su demanda y, en general, las características del mercado del gas. Estos consumidores pueden resultar mucho más sensibles al precio, por ser un factor de producción, en algunos casos esencial en su proceso productivo, que les lleve a tomar decisiones que afecten directamente al volumen de producción, o porque son capaces de sustituir el gas por otra fuente de energía.

Los contratos de suministro a estos clientes tienen habitualmente una duración de uno o dos años y los precios contractuales tienden a estar indexados a los precios del petróleo y sus derivados. Estos aspectos tienen implicaciones importantes. Algunas de ellas, como la reducida duración, que facilita el cambio de suministrador, son positivas para la competencia. Asimismo, la presencia de un mecanismo automático de actualización de los precios contractuales impide que el comercializador pueda incrementar arbitrariamente los precios durante la vigencia del contrato. Por otra parte, el suministro a estos clientes requiere que el comercializador pueda contar, como en el caso de los ciclos combinados, con contratos de abastecimiento de largo plazo, que aseguren la disponibilidad de cantidades de gas relativamente constantes, que pueden combinarse con algunos contratos spot de GNL, pero no basarse de forma recurrente en ellos⁶³. Como ya se ha explicado en detalle en el apartado sobre el mercado mayorista de gas, los tiempos necesarios para establecer estos contratos son muy largos, constituyendo una verdadera barrera a la entrada para nuevos comercializadores. En efecto, estos contratos pueden

⁶³ La dependencia excesiva de los mercados spot de GNL, que tienen una volatilidad elevada, puede ser muy arriesgada, puesto que los precios spot pueden superar notablemente a los precios que los clientes pagarán en sus contratos con precios indexados.

requerir entre dos y cinco años en el caso del GNL y más años todavía en el caso del gas canalizado.

El sub-mercado de suministro a consumidores industriales es el que más competencia ha experimentado en el mercado gasista español y donde se ha registrado la mayor entrada de competidores, aún cuando se sigue observando cierta asimetría entre la cuota de GAS NATURAL y la de otros agentes. En los últimos tres años, GAS NATURAL ha mantenido en este sub-mercado una cuota relativamente constante, entre el [...] y el [...]. Por su parte, la cuota de UNIÓN FENOSA ha crecido de forma significativa, desde el [...] al [...], convirtiéndose en uno de los operadores más activos en el suministro de gas a los consumidores industriales desde el comienzo de la liberalización. El crecimiento de UNIÓN FENOSA en este segmento se ha fundado en su posición de integración vertical en la cadena de suministro del GNL. A diferencia de otros competidores procedentes del sector eléctrico, UNIÓN FENOSA no sólo ha conseguido una cartera de contratos de abastecimiento con los productores, sino que ha realizado también una inversión importante en buques y en capacidad de licuefacción (en Egipto y Omán). Este posicionamiento, realizado a través de UNIÓN FENOSA GAS, ha permitido a UNIÓN FENOSA crecer y competir de manera efectiva en el mercado de comercialización de gas, sobre todo a clientes industriales.

Atendiendo a las cuotas de 2007 de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, el nuevo grupo tendría una cuota del [...] en este sub-mercado. El nivel de concentración de este segmento, medido en términos de HHI, pasaría de 2.758 a 3.741 después de la operación, registrando una variación de 983, muy por encima del umbral de 250 empleado como referencia en las directrices sobre concentraciones horizontales.

Cuadro 20 Cuotas empresariales en el sub-mercado del suministro de gas a consumidores industriales (en términos de energía suministrada*). Año 2007

Empresas comercializadoras	Cuotas sobre el total de gas suministrado al segmento industrial
Gas Natural	[...]
Unión Fenosa	[...]
Iberdrola	[...]
Endesa	[...]
Naturgas Energía	[...]
Gas y Servicios Mérida	[...]
BP	[...]
Shell	[...]
Incogás	[...]
Nexus	[...]
Cepsa	[...]
BBE	[...]
Gaz de France	[...]
Multiservicios Tecnológicos	[...]
Centrica	[...]
Enel Viesgo Generación	[...]
TOTAL	100%
GN + UF	[...]
HHI antes operación	2.758
HHI después operación	3.741

Fuente: CNE

*Nota: todas las ventas consideradas para este sector en 2007 se realizaron en el mercado libre

Impacto de la operación en el sub-mercado del suministro de gas a clientes doméstico-comerciales

Los consumidores domésticos (grupo tarifario 3, subgrupos 3.1 y 3.2) se caracterizan por consumir pequeños volúmenes anuales de gas natural, pero con un grado elevado de estacionalidad, que hacen que su suministrador tenga que incurrir en mayores costes para captar cuota de mercado, medida en términos de energía, y en una estructura de aprovisionamientos desequilibrados entre invierno y verano. Por otra parte, la capacidad de respuesta de este tipo de clientes ante modificaciones de precios es muy reducida, esencialmente por dos razones. No se trata de un cliente activo e informado, dado que el coste de la energía no es una parte importante de su presupuesto, teniendo inercia para seguir con su suministrador habitual. A este efecto contribuyen además la relación histórica con el operador de distribución incumbente, la aversión al riesgo y el elevando

coste oportunidad del tiempo necesario para realizar el cambio de suministrador (tiempo de informarse acerca de los comercializadores alternativos, análisis de las ofertas existentes en el mercado y proceso de cambio). Bajo la normativa de reciente introducción, estos consumidores, conectados a redes con una presión inferior a 4 bares y con un consumo anual inferior a 3 GWh, son los únicos que pueden contar con una opción de suministro alternativa “regulada”, al tener el derecho a ser suministrado por los comercializadores de último recurso, a un precio no superior a la tarifa de último recurso.

Cabe matizar que en el grupo 3 también se encuentran los clientes comerciales (grupos tarifarios 3.3 y 3.4). Si bien los consumidores comerciales de pequeño tamaño son asimilables a los clientes domésticos, existen clientes de gran tamaño (centros comerciales, polideportivos, etc.) cuya demanda y características pueden ser más asimilables a las de los clientes industriales, aún cuando su conocimiento del mercado del gas y su capacidad de negociación frente a los proveedores es mucho menor. Además, los clientes comerciales de este grupo, con consumo anual superior a los 3 GWh, no tienen la posibilidad de acogerse a la tarifa de último recurso.

Los contratos de suministro para consumidores doméstico-comerciales son de tipo estándar y de corto plazo, generalmente con una duración de 12 meses, con renovación automática.

La integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado hasta la fecha un activo estratégico de gran importancia para el desarrollo de la comercialización, sobre todo a los clientes doméstico. Todos los operadores establecidos (GAS NATURAL, ENDESA y NATURGAS) se caracterizan por una estructura verticalmente integrada de las actividades de distribución y comercialización. Esta última se ha realizado, en muchos casos, de forma más pronunciada en el área cubierta por la distribuidora afiliada. Esta situación, conjuntamente a la inercia y a los elevados costes de cambio de suministrador de los clientes doméstico-comerciales, ha generado un alto grado de permanencia de estos clientes con el comercializador perteneciente al mismo grupo titular de la red de distribución. En 2007 se han observado tasas de permanencia elevadas, superiores al 70%, para todos los operadores establecidos.

En 2007 el consumo total del segmento doméstico-comercial ascendía a casi 73.000 GWh, del cual alrededor del 80% se suministraba a tarifa regulada y el remanente 20% en el mercado libre. Respecto de esta cantidad, la cuota de mercado de GAS NATURAL fue del [...], reflejando el elevado grado de fidelización de los clientes al operador incumbente en la gran mayoría de las áreas de distribución en España. Asimismo, el HHI, que muestra un valor de 6.207, revela un grado muy elevado de concentración.

Por otro lado, la cuota de UNIÓN FENOSA apenas alcanzó el [...] en el mismo año, resultando casi exclusivamente de ventas en el mercado libre. A este respecto cabe señalar que la expansión de la actividad de UNIÓN FENOSA en este segmento, que la empresa realiza a través de su filial UNIÓN FENOSA COMERCIAL, sufrió una reducción drástica a partir de 2006 porque se estaba desarrollando de forma conjunta con la comercialización de electricidad en el mercado libre. Esta actividad atravesó en ese periodo importantes problemas de rentabilidad causados por el déficit tarifario ex post, induciendo a numerosos comercializadores de electricidad, entre ellos IBERDROLA, GAS NATURAL, y la propia UNIÓN FENOSA a retirarse parcialmente de este negocio. Como consecuencia, la actividad de comercialización gasista también se vio afectada.

Atendiendo a estos datos, el nuevo grupo tendría una cuota ligeramente superior a la de GAS NATURAL, elevándose con la operación hasta el [...]. El grado de concentración medido en término del HHI alcanzaría el valor de 6.511, con una variación de 304 puntos.

Cuadro 21 Cuotas empresariales en el sub-mercado del suministro de gas a consumidores doméstico-comerciales (en términos de ventas de gas natural). Año 2007

Empresas comercializadoras	Cuotas sobre el total de gas suministrado al segmento doméstico-comercial
Gas Natural	[...]
Unión Fenosa	[...]
Iberdrola	[...]
Endesa	[...]
Naturgas Energía	[...]
Gas y Servicios Mérida	[...]
BP	[...]
Shell	[...]
Incogás	[...]
Nexus	[...]
Cepsa	[...]
BBE	[...]
Gaz de France	[...]
Multiservicios Tecnológicos	[...]
Centrica	[...]
Enel Viesgo Generación	[...]
TOTAL	[...]
GN + UF	[...]
HHI antes operación	6.207
HHI después operación	6.511

Fuente: CNE

*Nota: las ventas consideradas para este segmento en 2007 incluyen suministro a tarifa y ventas en el mercado libre

Conclusiones

La operación implicaría la pérdida de UNIÓN FENOSA, que ha sido uno de los competidores más activos e importantes de GAS NATURAL hasta la fecha y con un gran potencial de crecimiento futuro adicional en la comercialización de gas en España, fundado en su capilaridad comercial para llegar al cliente final y en su especial posición de integración vertical en la cadena de suministro del GNL. Este posicionamiento, ha permitido a UNIÓN FENOSA crecer y competir en el mercado de comercialización de gas, sobre todo a clientes industriales.

El principal impacto negativo se observaría en el sub-mercado de clientes industriales donde UNIÓN FENOSA ha alcanzado una cuota muy significativa. Como resultado de la operación el nuevo grupo obtendría una cuota del [...] en este segmento, resultante de

sumar la cuota del [...] de GAS NATURAL y del [...] de UNIÓN FENOSA en 2007. El HHI en este mercado aumentaría en 983 puntos, muy superior al umbral de 250 considerado por la CE en las directrices sobre concentraciones horizontales.

En el sub-mercado de suministro a consumidores domésticos, donde la actividad de UNIÓN FENOSA ha sido muy inferior, especialmente en los últimos años, la cuota del nuevo grupo aumentaría en tan sólo un [...] respecto de la actual de GAS NATURAL, alcanzando casi el [...], atendiendo a datos de 2007.

Por otra parte, en lo que concierne al sub-mercado de suministro a generadores eléctricos el nuevo grupo tendría una cuota igual a la de GAS NATURAL en la actualidad, considerando que UNIÓN FENOSA, ni directamente, ni a través de UNIÓN FENOSA GAS, suministra gas a centrales eléctricas de terceros.

En cualquier caso, y más allá del grado de solapamiento horizontal provocado por las cuotas efectivamente alcanzadas por UNIÓN FENOSA, la operación provocaría la pérdida de un competidor con un potencial de expansión significativo en todos los segmentos del mercado de comercialización, incluidos los consumidores domésticos y las pequeñas y medianas empresas.

Esta pérdida no sería fácilmente reemplazable en el corto-medio plazo, debido a que el desarrollo de la comercialización se apoya necesariamente en contratos de abastecimiento de largo plazo, cuyos tiempos de establecimiento son largos, y requiere además flexibilidad y capacidad de ajuste frente a las variaciones de la demanda y de la oferta, especialmente si la comercialización se basa en suministro de GNL. En este sentido, como se ha comentado anteriormente en el apartado sobre transporte de gas, existen importantes carencias de almacenamientos subterráneos y restricciones en la red de transporte, que no se espera vayan a solucionarse en los próximos años, y que están dificultando el crecimiento de los comercializadores de tamaño más pequeño.

7.1.2 Sector de la electricidad

El sistema eléctrico español está formado por un sistema peninsular y varios sistemas extrapeninsulares. El sistema peninsular tiene una potencia de generación instalada de alrededor de 86.000 MW y una demanda de unos 260.000 GWh a finales de 2007. Los sistemas extrapeninsulares alcanzaron en la misma fecha una potencia de casi 5.000 MW y una demanda de unos 91.000 GWh. El análisis de este informe se concentra en el sistema peninsular, donde desde el 1 de enero de 1998 las actividades de generación y comercialización están abiertas a la competencia, mientras los sistemas extrapeninsulares permanecen sujetos a un régimen regulado.

7.1.2.1 Mercado de generación eléctrica mayorista

El mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas mediante las cuales los productores venden la electricidad a distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado. En este ámbito se incluyen el mercado organizado *spot*, gestionado por OMEL, el mercado a plazo, gestionado por OMIP⁶⁴, así como la negociación de contratos bilaterales físicos y financieros en el mercado no organizado OTC. Además, aunque su relevancia sobre el precio final pagado por los consumidores es reducida, cabe considerar como parte integrante del mercado mayorista los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, que son generalmente prestados por los generadores y que son necesarios para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Como se ha indicado anteriormente, este mercado puede considerarse esencialmente de dimensión nacional peninsular, dado el escaso nivel de interconexión internacional

⁶⁴ El 10 de abril de 2006 entró en vigor el Convenio Internacional para el desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de España y Portugal. En este contexto, se estableció la creación de un único Operador del Mercado Ibérico (OMI), aún cuando, durante el periodo transitorio actualmente en curso, el mercado spot organizado es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) y el mercado a plazo organizado por el Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP). Por otra parte, el desarrollo y gestión de cada sistema eléctrico sigue bajo la responsabilidad del Operador del Sistema de cada país, previéndose una serie de mecanismos de coordinación entre los dos.

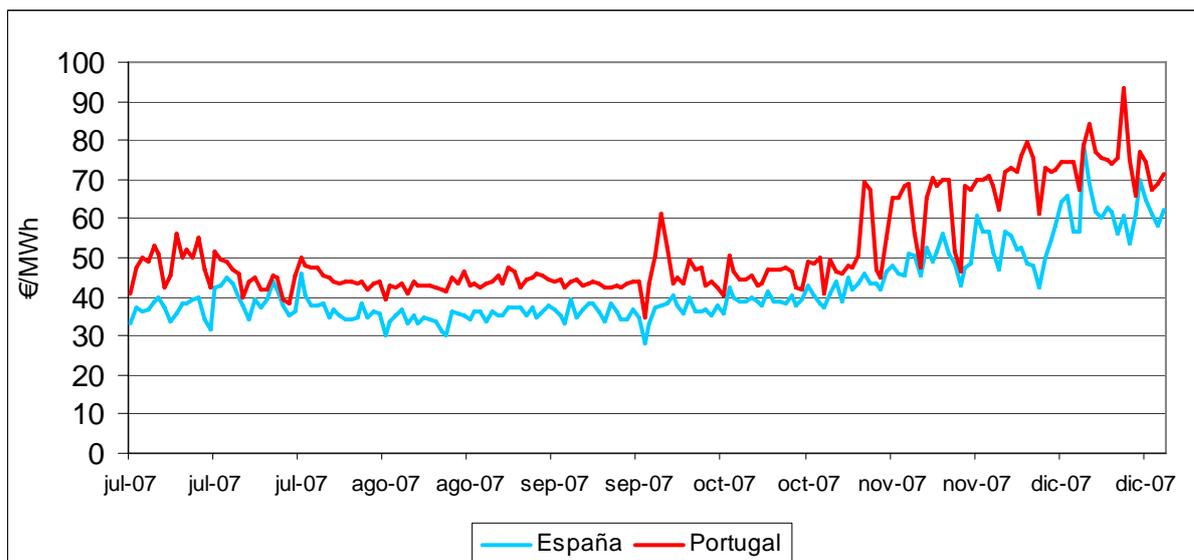
existente⁶⁵, y por tanto el impacto limitado que la generación importada de otros países (Francia y Portugal) puede ejercer sobre la formación del precio para la demanda en España. Así se han expresado en casos recientes tanto el Tribunal de Defensa de la Competencia, como la Comisión Europea (véase el caso nº 4685, relativo a la operación de concentración ENEL/ACCIONA/ENDESA, de julio de 2007) y el Consejo de Reguladores del MIBEL.

Desde el 1 de julio de 2007, se encuentra operativo el mecanismo de gestión conjunta de la interconexión entre España y Portugal, mediante el cual, en una primera fase, la totalidad de la capacidad de interconexión está atribuida al proceso de separación de mercados (*market splitting*⁶⁶), gestionado por OMEL. En 2007 y en los primeros seis meses de 2008 el mercado español y el portugués han funcionado principalmente de manera desacoplada, dando lugar a precios distintos en una gran mayoría de horas, lo que justifica la consideración del mercado peninsular español como el relevante desde una perspectiva geográfica, en la actualidad y en un futuro próximo. Generalmente la interconexión se encuentra saturada en el sentido España-Portugal, y los precios son mayores en Portugal que en España. A medida que aumente el grado de interconexión es de esperar que aumente la integración entre los dos mercados.

⁶⁵ En 2007 la capacidad comercial máxima de importación de las interconexiones existentes representaba alrededor del 4% del total de capacidad instalada. Asimismo, en el periodo considerado la contribución de las importaciones a la cobertura de la demanda de punta máxima ha sido reducido o nulo (3% en 2005 y 0% en 2006) y el saldo neto de los intercambios internacionales ha sido exportador (1.343 GWh en 2005 y 5.803 en 2007).

⁶⁶ El mecanismo de *market splitting* proporciona un precio único si las interconexiones existentes entre la zona portuguesa y la española permiten la realización de los programas comerciales resultantes de la casación del mercado, pero proporciona precios distintos por zona si se manifiestan congestiones en dichas interconexiones.

Gráfico 11 Evolución de los precios medios diarios de la generación en España y Portugal



Fuente: OMEL

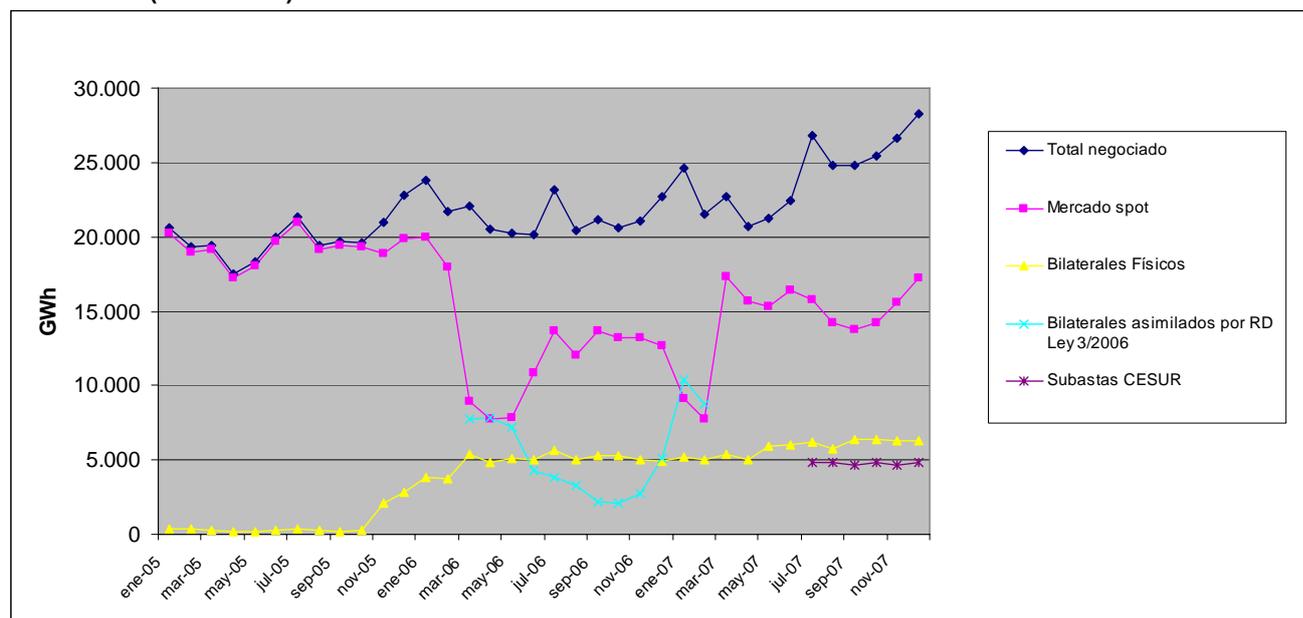
En 2005 la casi totalidad de las transacciones de energía se realizaba en el mercado diario. Desde entonces se está observando un crecimiento paulatino de la contratación bilateral, relacionado en gran parte con la entrada en funcionamiento del mercado a plazo organizado de OMIP, con las subastas CESUR y con la obligación de los distribuidores de adquirir parte de la energía mediante estos mecanismos para el suministro a precio regulado⁶⁷. Además, desde 2007 se están realizando subastas de capacidad virtual, conocidas como emisiones primarias de energía (EPES), a través de las cuales ENDESA e IBERDROLA tienen la obligación de ceder acceso a parte de su capacidad mediante un mecanismo de subasta⁶⁸.

⁶⁷ La orden ITC/2129/2006 establece que las distribuidoras tienen que adquirir parte de la electricidad que precisan para el suministro a tarifa en el mercado de futuros de OMIP, el operador portugués del MIBEL. La obligación, que inicialmente se limitaba al 5% de la demanda de los distribuidores, fue aumentada al 10% a partir del primer semestre de 2007. Asimismo, la Orden ITC/400/2007 establece otra modalidad de contratación mediante la cual las distribuidoras obtienen una parte sustancial de sus necesidades de energía (alrededor del 40% de su demanda). El objetivo de dichas subastas, una vez que se establezcan las tarifas de último recurso eléctricas, será proporcionar un precio estable a plazo del valor de la energía, a través de un mecanismo de mercado, evitando así que se produzcan déficit tarifario ex post. Hasta la fecha se han celebrado 6 subastas CESUR, la primera se celebró en junio de 2007 y la última en septiembre de 2008.

⁶⁸ El Real Decreto 1634/2006, modificado posteriormente por el Real Decreto 324/2008, introdujo en el sistema eléctrico español las subastas de emisiones primarias de energía (EPE). Las EPE son subastas de capacidad, equivalentes a una opción de compra (*call*), a través de la cual los vendedores (ENDESA e IBERDROLA) subastan de "forma virtual" parte de su generación (no hay transmisión de propiedad). Los adjudicatarios adquieren un derecho a disponer de la capacidad de producción de energía eléctrica, por el que pagan una prima. Llegado el vencimiento de la opción, el adjudicatario si decide ejercer la opción, paga un precio por la energía obtenida (precio de ejercicio, establecido con anterioridad en el contrato). El objetivo de dichas subastas es fomentar la competencia en el mercado eléctrico, tal y como señala la

Las cantidades negociadas en el mercado eléctrico mayorista español han ido aumentando entre el 2005 y el 2007, alcanzando a finales de 2007 un volumen mensual superior a los 25.000 GWh. Además, en el mismo periodo se puede observar el aumento significativo de la proporción de energía negociada en los mercados a plazo y mediante contratos bilaterales físicos. En los primeros seis meses de 2008 aproximadamente el 40% de la energía se negociaba mediante contratos bilaterales y mercados a plazo.

Gráfico 12 Evolución del volumen de energía negociado en el mercado eléctrico mayorista español (2005-2007)



Fuente: CNE y OMEL

Nota: El Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, estableció que, hasta cuando se implementara la normativa que regulara la compra de electricidad por las distribuidoras mediante contratos bilaterales, las ofertas de venta y adquisición coincidentes, presentadas por un mismo grupo empresarial en el mercado diario, se asimilarían a contratos físicos bilaterales, con carácter previo a la casación en el mercado diario (a este fin se establecía que dichas transacciones se liquidaran a un precio de 42,36 €/MWh para el año 2006, correspondiente al coste medio previsto en la tarifa de 2006). Este sistema dejó de existir con la entrada en vigor de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, que regula los contratos bilaterales que firman las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa.

normativa, “al reducirse en la práctica la capacidad de generación de los operadores con mayor cuota de mercado” y, por otra parte, desarrollar la contratación a plazo, debido a que “las empresas que participen como demandantes tendrán incentivo a cubrir los riesgos asociados a la adquisición de las opciones”. Asimismo, a través de esta medida se proporciona transitoriamente acceso a la capacidad de generación a los nuevos entrantes en el sistema eléctrico español. Hasta el momento actual se han producido en total seis subastas de EPE. Las primeras cinco se han desarrollado entre junio de 2007 y julio de 2008 bajo el citado Real Decreto 1634/2006 y los productos más vendidos han sido los de entrega trimestral y de base. Por otra parte, el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, estableció un calendario para la celebración de dos subastas adicionales: una ya se ha celebrado en septiembre de 2008 (sexta subasta) y la próxima está prevista en marzo de 2009 (séptima subasta). En estas nuevas subastas la cantidad a subastar es de 2230 MW de potencia semestral equivalente y se ofrecen sólo productos semestrales y anuales, tanto de carga base como de carga en punta. En la sexta subasta se han vendido ambos tipos de producto, con una prevalencia de la entrega anual sobre la semestral para el producto punta.

A pesar de la reducción en las cantidades negociadas en el mercado diario gestionado por OMEL, el precio que se determina en el mismo sigue representando la principal referencia para la fijación de los precios en los contratos bilaterales físicos que se negocian en el mercado organizado de OMIP y en el mercado OTC, así como en los que se establecen como resultado de las subastas CESUR y de las EPES.

Según afirma GAS NATURAL *“el reciente desarrollo de los mercados a plazo y de la contratación bilateral está cambiando la propia naturaleza de la competencia en el mercado de generación, y en particular en el mercado diario”*. No cabe duda sobre el hecho de que los contratos a plazo pueden dotar de estabilidad y liquidez al mercado de generación. Mediante los distintos mecanismos y mercados, la contratación a plazo permite, sobre todo a los comercializadores más pequeños, acceder más fácilmente al mercado mayorista, realizando una cobertura de riesgo frente a variaciones en el precio de la energía en el mercado diario. Sin embargo, permanece abierta la cuestión de si los contratos a plazo pueden, además, tener un impacto pro-competitivo mediante la reducción los incentivos de los generadores a aumentar sus precios de ofertas en el mercado spot.

Desde una perspectiva exclusivamente estática, los contratos a plazo tienden a disminuir el beneficio que se obtiene sobre las unidades de generación inframarginales, porque la producción cubierta a través de estos no se beneficia del aumento del precio en el mercado spot. Sin embargo, esta conclusión puede no ser válida en un contexto dinámico donde se tiene en cuenta la relación entre la decisión estratégica de oferta en el mercado spot y la fijación del precio del contrato a plazo. Si los generadores con poder de mercado pueden anticipar que los precios spot esperados sirven como referencia para la determinación del precio de los contratos futuros (por ejemplo si los contratos son de plazos muy corto, inferior al año), la estrategia de elevar los precios spot no solo responderá al objetivo de maximizar sus beneficios en este mercado, sino que también estará orientada a aumentar los precios de venta de los contratos a plazo. Al considerar este efecto dinámico, la capacidad de los contratos para reducir el poder de mercado

puede ser menor o incluso nula, dependiendo de cómo se transmita la variación del precio spot al precio contractual.⁶⁹

Por todo lo anterior el análisis del impacto de la operación sobre el mercado de generación mayorista se centra a continuación en la dinámica competitiva del mercado spot, y en particular en el mercado diario, del cual se describen ante todo las reglas de funcionamiento y a las características de la demanda y de la oferta.

Reglas de funcionamiento del mercado spot de generación

El mercado organizado de producción de energía eléctrica se configura como el conjunto de las transacciones económicas entre oferentes y demandantes de energía eléctrica en la siguiente serie de sesiones⁷⁰:

- Con anterioridad al comienzo del mercado diario, el operador del mercado recibe e integra en el mismo las posiciones abiertas con entrega física del mercado a plazo de OMIP, el ejercicio de las opciones de compra de las subastas de Emisiones Primarias de Energía y las comunicaciones de ejecución de los vendedores adjudicatarios en las subastas de distribución.
- El mercado diario es el mercado principal, en que se realizan la mayoría de las transacciones. En ello participan como oferentes todas las unidades de producción disponibles que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores. Los demandantes son los distribuidores, comercializadores, consumidores di y agentes externos registrados como compradores.

⁶⁹ Sobre este tema existe una extensa literatura económica académica, véanse, por ejemplo, los trabajos de: Newbery (1998) "Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market", Wolak (2000) "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market", Bushnell (2006) "Oligopoly Equilibria in Electricity Contract Markets", Fabra N. y De Frutos M.A.(2007) "Forward Contracts and Competition in Multi-Unit Auctions" y Liski M. y J.P.Montero (2006) "Forward Trading and Collusion in Oligopoly", Journal of Economic Theory 131 y Schultz C. (2005) "Virtual Capacity and Competition", Centre for Industrial Economics, University of Copenhagen.

⁷⁰ Fuente: www.omel.es

- Solución de las restricciones técnicas. Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el programa no respeta los criterios de seguridad establecidos, el operador modifica la asignación de energía a las unidades de producción para corregir los problemas identificados.
- El mercado intradiario es un mercado de ajustes donde pueden participar todos los agentes que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores, para poder acudir a los mercados intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico.
- Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. En estas fases el único demandante es el sistema en su conjunto y los oferentes son las unidades de producción que cumplen con ciertos requisitos técnicos.

En el mercado diario, el día anterior al de generación, cada generador tiene que realizar sus ofertas de venta en precio y cantidad para cada unidad de producción en cada periodo horario. La agregación y ordenación de todas las ofertas de venta según su precio configura la curva de oferta agregada del sistema. En el mismo día los demandantes de energía presentan sus ofertas de compra que se agregan para formar la curva de demanda agregada del sistema. Con esta información el operador del mercado (OMEL) realiza la casación de la oferta y la demanda para cada periodo horario. El precio de mercado resultante es igual al precio del último tramo de las oferta de venta (oferta marginal) necesaria para atender totalmente o parcialmente la demanda total.

La demanda en el mercado de generación

A finales de 2007 la demanda de electricidad en el sistema peninsular ascendió a 260.000 GWh, habiendo crecido a una tasa anual del 3-4% durante los últimos 3 años. Durante los próximos tres años se espera que la demanda continúe creciendo con tasa anual de 2,6% (2009), 3,7% (2010) y 2,8% (2011) según un escenario medio y de 3,0% (2009), 3,6% (2010) y 3,5% (2011) en un escenario superior.⁷¹ En cuanto a la punta de demanda se están contemplando dos escenarios, uno medio y otro extremo con los siguientes resultados:

Cuadro 22 Cuadro de los escenarios de las puntas de demanda

Invierno			Verano		
Punta de demanda (MW)	Escenario Medio	Escenario Extremo	Punta de demanda (MW)	Escenario Medio	Escenario Extremo
2008/2009	46.200	47.900			
2009/2010	47.700	49.700	2009	43.600	45.200
2010/2011	49.100	51.400	2010	45.100	46.900
2011/2012	50.800	53.300	2011	46.600	48.700

Fuente: Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética

Los demandantes que acuden al mercado de la energía son los distribuidores⁷², los comercializadores, los agentes externos registrados como compradores y los consumidores que adquieren directamente la energía en el mercado mayorista.

Los distribuidores adquieren un 10% de sus necesidades de energía en los mercados de futuros de OMIP, otro 10% a través de las subastas CESUR y el 80% restante en los mercados diario e intradiario.

Por otra parte las comercializadoras y los agentes externos pueden contratar la energía libremente en cualquiera de los mercados disponibles.

⁷¹ Previsiones de REE para la elaboración del Informe marco sobre la demanda de energía de la CNE.

⁷² Según se establece en la Ley 54/1997, modificada por la Ley 17/2007 que transpone en España la Directiva europea 2003/54/CE, a partir del 1 de enero de 2009 los distribuidores dejarán de adquirir electricidad para el mercado a tarifa, siendo los comercializadores de último recurso los que realizarán esta función.

La gran mayoría de la demanda procede de distribuidoras y comercializadoras verticalmente integradas en uno de los seis grupos eléctricos principales que tienen capacidad de generación. La integración existente entre generación y comercialización podría en principio reducir el interés del generador en ejercer poder de mercado para subir precios. Trabajos recientes⁷³ en la literatura económica enfatizan que la integración vertical puede tener un impacto mitigador sobre el poder de mercado análogo al de la contratación de largo plazo. En la medida en que el generador se compromete a suministrar a la filial comercializadora una cantidad al margen del pool eléctrico a un precio de transferencia determinado, sus incentivos a actuar estratégicamente en el mercado se reducen. Por otra parte, este efecto mitigador puede no existir si el generador percibe que con su actuación estratégica puede aumentar el precio para todos los demandantes del mercado, de forma que la comercializadora afiliada no vería afectada su competitividad relativa con respecto a otros comercializadores.

Tradicionalmente se ha considerado que por el lado de la demanda existen dos hechos fundamentales que contribuyen a limitar el desarrollo de la competencia. En primer lugar, la escasa elasticidad de la demanda al precio, unido a que los consumidores en general no observan las variaciones de precios en tiempo real y no pueden responder a las mismas en el corto plazo. En segundo lugar, el sistema no puede controlar en tiempo real el flujo de energía a ciertos consumidores, así que el operador del sistema está obligado a actuar como suministrador de energía de última instancia, ajustando globalmente la oferta a la demanda en tiempo real. A estos factores se ha unido el hecho de que una gran mayoría de consumidores han estado protegidos por tarifas que no trasladaban íntegramente el coste del mercado mayorista al consumidor.

Frente a estas limitaciones cabe mencionar que se están produciendo importantes desarrollos cuyo objetivo es aumentar la escasa participación de la demanda en el proceso de formación del precio en el mercado mayorista: la progresiva eliminación de las tarifas prevista por la Ley 17/2007, la implantación de contadores inteligentes que permitan la discriminación horaria de las medidas y la telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y el desarrollo de los

⁷³ Véase, por ejemplo, Bushnell, J., E.T. Mansur, C. Saravia, (2004), *Market Structure and Competition: A cross-Market Analysis of U.S. Electricity Deregulation*, CSEM Working Paper, y Roques, F., A. Newbery, D.M. Nuttal, W.J. (2005) *Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience*, *Review of Network Economics*, vol.4.

mercados a plazo, al permitir una mejor gestión del riesgo, favorece la entrada de comercializadores pequeños y no integrados verticalmente.

En todo caso, se debe tener en cuenta que la demanda relevante para las estrategias de oferta de los generadores es la residual, que puede tener una elasticidad superior a la demanda total del mercado. Esto es así porque un generador que reduzca su oferta para aumentar el precio del mercado experimentará una reducción de ventas no solo por la reducción en la demanda de los consumidores, sino también porque otros generadores capturarán parte de sus ventas. A mayor elasticidad de su demanda residual corresponderá un menor incentivo del generador a incrementar el precio del mercado.

La oferta en el mercado de generación

Los productores que operan en el mercado de la energía español se pueden agrupar en dos grandes categorías: los generadores del Régimen Ordinario (RO), que incluye todas las unidades de generación de más de 50 MW (estas suministraron el 82% de la energía total peninsular en 2007) y los productores en Régimen Especial (RE), que incluye las instalaciones con potencia instalada inferior a 50 MW y que utilizan fuentes renovables.

La potencia eléctrica instalada en el RO en la actualidad asciende a unos 64.558 MW. Durante 2009 y 2010 se prevé que aumente de forma muy reducida, alcanzando unos 67.781 MW a finales de 2010. Un incremento significativo se prevé tan sólo a partir de 2011, cuando la cantidad instalada llegará casi a 76.000 MW. Esta situación está relacionada con el retraso en un gran número de planes de construcción de nuevos ciclos combinados. Por otra parte, se espera que la potencia de RE siga creciendo a un ritmo muy superior, desde los 26.630 MW en 2008 hasta unos 36.380 MW en 2011⁷⁴.

Teniendo en cuenta las previsiones de crecimiento de la demanda indicadas anteriormente, se estima que el margen de cobertura se situará en 1,1 en 2011, considerando la potencia efectivamente disponible en relación tanto a la punta extrema de verano como a la de invierno.⁷⁵

⁷⁴ Documento de planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

⁷⁵ Documento de planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016

Los productores del RO tienen la obligación de vender su producción en el mercado diario o mediante contratos bilaterales, obteniendo a cambio una remuneración que refleja los precios de mercado. Aunque la energía eléctrica es un bien homogéneo, su producción, por razones técnicas y económicas, se realiza mediante tecnologías que tienen costes y otras características heterogéneas. Los costes dibujan una orden de mérito económico, que es una función del coste variable de generación, a su vez estrechamente relacionado con el coste de combustible que utilizan. Dado que el precio de mercado es el mismo para todas las tecnologías, las inframarginales reciben un margen más elevado y las que se encuentran en el entorno marginal un margen muy estrecho, cercano a zero. Por lo tanto, conjuntamente al tamaño, el *mix* tecnológico de un generador influye en su capacidad e incentivos a actuar de forma estratégica para modificar los precios en su beneficio.

En general, cuanto mayor sea la participación de una empresa en el mercado, en particular en tecnologías inframarginales, mayor será su interés, *ceteris paribus*, a que los precios que remuneran su producción sean elevados. Además, la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable dependerá de la tecnología de producción, tanto en lo que respecta a sus costes variables de producción como a sus características técnicas. En otras palabras, las centrales económicamente retirables son aquellas que en un determinado periodo son a la vez competitivas (su coste incremental es inferior y relativamente cercano al precio de mercado) y técnicamente retirables (la producción puede ser reducida sin costes significativos). Cuanto mejor se cumplan estas dos condiciones, mayor será la capacidad de retirar producción del mercado de forma rentable, es decir incurriendo en un coste inferior al beneficio que la decisión conlleva. Esta estrategia puede forzar la entrada de otras centrales con coste marginal más elevado y por tanto elevar el precio por encima de su nivel competitivo.

Utilizando el concepto de retirabilidad económica, se puede establecer una clasificación de los tipos de centrales que operan en el RO:

- Nuclear. Se trata de centrales con costes de arranque y parada muy elevados y costes variables muy bajos. Por tanto, funcionan como centrales de base,

independientemente del precio de mercado. Por su inflexibilidad, la potencia nuclear se considera como no retirable.

- Hidráulica fluyente. La generación hidráulica fluyente depende de forma directa de la hidraulicidad del sistema, es decir de la lluvia o del deshielo y del nivel de los embalses. Puesto que su utilización depende del momento en el que se produce la aportación natural, se trata de potencia inflexible y por tanto no retirable.
- Hidráulica modulable. Las centrales con embalse tienen cierta flexibilidad en gestionar el nivel de producción, aún cuando una estrategia de retirada sostenida se ve limitada por varios factores: (a) en años secos, las restricciones sobre el uso del agua embalsada por obligaciones medioambientales y de usos civiles; (2) en años húmedos, la posibilidad de que la retirada de agua cause el llenado de un embalse y por tanto el vertido del agua embalsada, siendo estos factores más o menos intensos dependiendo del tamaño del embalse asociado a las centrales. No obstante, las centrales con embalse tienen cierta flexibilidad en gestionar el nivel de producción a lo largo del tiempo y por esta razón se han considerado como tecnología retirable.
- Carbón nacional. El uso de este combustible se establece en el Plan Nacional de la Minería del Carbón, que de facto representa un compromiso de utilización del carbón autóctono. La existencia de dicho plan puede implicar que una estrategia de retirada tenga un coste oportunidad elevado. En la medida en que el cumplimiento de estos compromisos impongan un funcionamiento superior al que resultaría del libre mercado, la generación con carbón nacional no sería retirable. Si, por el contrario, las obligaciones son reducidas, estas centrales deben considerarse económicamente retirables.
- Carbón importado. El carbón de importación es un combustible para el que no existe obligación de compra y cuyo coste sitúa a las centrales en una posición intermedia en el orden de mérito. Se puede por tanto considerar como potencia retirable.
- Centrales de gas convencionales y de fuel-oil. Se trata de centrales con costes de funcionamiento elevados, que funcionan en situaciones de demanda elevada y compran su combustible cuando lo necesitan. Por tanto, pueden considerarse como retirables, aún cuando su uso estratégico está limitado por el hecho de que el número de horas en que son económicamente rentables tiende a ser muy reducido o nulo.

- Centrales de gas de ciclo combinado. Estas centrales tienen costes de funcionamiento muy inferiores a los de las centrales de gas de ciclo simple. Desde un punto de vista técnico estas centrales presentan una producción muy flexible, pero esta flexibilidad puede verse limitada por el contrato de aprovisionamiento de gas. Si una central se aprovisiona de un solo contrato de largo plazo, con cláusula de destino, obligaciones *take or pay* significativas (típicamente 90% o más) y escasa posibilidad de modulación diaria, la posibilidad de retiro puede ser muy reducida. Al contrario, tiene cierta flexibilidad y capacidad de retirada una central que se aprovisiona de una comercializadora afiliada al mismo grupo empresarial, que dispone de una cartera de contratos de diversos orígenes y condiciones contractuales y que al mismo tiempo suministra al mercado convencional y/o tiene la posibilidad de revender el gas en el mercado internacional. La mayoría de las centrales de ciclo combinado del parque de generación existente se encuentran en esta segunda situación y pueden por tanto considerarse como retirables (para un análisis más detallado del suministro de gas a centrales de ciclo combinado véase el apartado 8.2.2).

Los agentes externos tienen la opción de participar en el pool eléctrico español y dicha participación se ve condicionada por el diferencial de precio y por la disponibilidad de interconexión. En consecuencia, la generación de agentes externos puede considerarse como retirable y de hecho la participación efectiva de estos agentes puede variar de forma significativa en el tiempo.

Los productores del RE incluyen las energías renovables, los residuos y la cogeneración. En general se trata de producción de tipo no modulable, que depende en general de factores exógenos, como el viento o la lluvia. Por otra parte, la regulación vigente proporciona incentivos económicos importantes a la participación de estos productores en el mercado, y de hecho ciertos generadores del RE participan activamente con ofertas en el pool. Se han considerado parte del mismo mercado relevante al que participan los demás actores debido a que son sustitutos, contribuyen (aunque indirectamente) a la fijación del precio, y los incentivos a ofertar potencia de RO están afectados por la propiedad de unidades del RE.

La dinámica de competencia en el mercado de generación spot

El diseño del mercado spot de generación incentiva en principio a los generadores a realizar ofertas que reflejen el coste marginal de su producción, puesto que el precio del mercado diario en cada periodo se fija sobre la base de la oferta del último generador necesario para suministrar la demanda.

Sin embargo, las estrategias de oferta de los generadores dependen de manera crítica de la relación entre la demanda y las capacidades disponibles de los generadores en cada tramo tecnológico.

En periodos en que la demanda es baja y/o el margen de reserva es suficientemente elevado, la capacidad de ejercer poder de mercado es más reducida y por tanto hay un mayor incentivo a ofertar la capacidad a un precio igual al coste marginal. En otras palabras puede darse más fácilmente el resultado de un mercado eléctrico competitivo.

En periodos en que la demanda es alta y/o el margen de reserva es suficientemente reducido, existirán una o más empresas con una demanda residual positiva, es decir con una producción que resulta ser imprescindible o “pivote” para cubrir la demanda. En estos casos los comportamientos estratégicos de oferta, y por tanto el ejercicio de poder de mercado, son fácilmente explotables.

Por lo tanto, es importante matizar el análisis tradicional basado en índices de concentración con un estudio de las condiciones de “pivotalidad” de las distintas empresas en los diferentes periodos de tiempo del año (horas y días).

Análisis del impacto de la operación: índices de concentración

El nuevo grupo alcanzaría, según datos de 2007, una potencia instalada de 12.510 MW (de los cuales 11.714 MW en Régimen Ordinario) y un mix tecnológico más diversificado para la producción de energía eléctrica respecto del que tenía GAS NATURAL (3.985 MW de los cuales 3.605 MW en ciclos combinados de gas). El nuevo grupo se situaría como el tercer generador del mercado, manteniéndose todavía a cierta distancia de IBERDROLA (26.578 MW) y ENDESA (19.522 MW).

El peso relativo de una empresa en el mercado eléctrico puede medirse mediante cuotas o índices de concentración referidos a la potencia instalada disponible o sobre la base de la energía realmente producida. La primera medida tiene la ventaja de ser una variable estructural que no está afectada por el comportamiento estratégico de las empresas y es especialmente indicada para realizar un análisis de tipo prospectivo, como es el caso de la valoración del impacto de una concentración, pero puede ignorar determinadas restricciones a la utilización de la potencia (en particular la hidráulica y la eólica) y acabar sobreestimando el poder de mercado existente.

Por otra parte, los índices de concentración calculados sobre la base de la generación observada no presentan este problema, puesto que miden la participación realmente observada de las empresas en el mercado, pero tiene el inconveniente, en un ejercicio de valoración ex ante, de extrapolar las condiciones de generación actuales al futuro. En particular, implica suponer una potencia instalada constante y/o que los distintos generadores crezcan a un ritmo homogéneo, una hidráulicidad igual a la observada en el periodo histórico considerado y una extensión a futuro del comportamiento estratégico pasado de las empresas.

En consideración de los reducidos planes de construcción de nuevas centrales en los próximos 2 años, las cuotas y los índice de concentración históricos más recientes basados en la generación mantienen cierta validez, aún cuando los indicadores en términos de potencia son en principio más adecuados dada la naturaleza ex ante del ejercicio de valoración que se está realizando en este informe.

Por esta razones a continuación se presentan tanto indicadores basados en la generación observada, como indicadores basados en la potencia disponible neta (se señala que GAS NATURAL, en su escrito de notificación ha empleado cuotas referidas a datos de potencia instalada que pueden sobreestimar de forma importante las cuotas de determinadas empresas, especialmente aquellas titulares de centrales hidráulicas).

Se considera en primer lugar el lado de la oferta en su totalidad incluyendo el Régimen Ordinario, el Régimen Especial y los agentes externos. Este análisis es preliminar y está exclusivamente orientado a obtener una indicación sobre en qué medida la operación

puede aumentar el incentivo del nuevo grupo a actuar de manera estratégica, lo que depende de forma importante de su tenencia de centrales inframarginales.

En términos de generación, y con referencia a datos de 2007, el nuevo grupo tendría una cuota del 17,5% y causaría un incremento del HHI medio anual de 133, inferior al umbral de variación de 250 considerado por la CE como problemático para la competencia.

Cuadro 23 Análisis del impacto de la operación considerando la generación de Régimen Ordinario, Régimen Especial y agentes externos

Situación actual				Fusión GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA			
Generación total	2005	2006	2007	Generación total	2005	2006	2007
Endesa	32,1%	28,5%	28,7%	Endesa	32,1%	28,5%	28,7%
Iberdrola	24,6%	24,6%	22,4%	Iberdrola	24,6%	24,6%	22,4%
Unión Fenosa	11,4%	11,5%	11,9%	GN + UF	14,7%	18,1%	17,5%
Hidrocantábrico	3,3%	6,6%	5,6%	Hidrocantábrico	6,6%	5,4%	5,7%
Gas Natural	6,6%	5,4%	5,7%	Riesgo	2,7%	2,2%	2,2%
Viesgo	2,7%	2,2%	2,2%	Otros (RO)	1,2%	4,3%	6,8%
Otros	1,2%	4,3%	6,8%	Resto RE	14,1%	13,6%	13,8%
Resto RE	14,1%	13,6%	13,8%	Importaciones	4,0%	3,3%	3,0%
Importaciones	4,0%	3,3%	3,0%				
C ₁	32,1%	28,5%	28,7%	C ₁	32,1%	28,5%	28,7%
C ₂	56,7%	53,1%	51,0%	C ₂	56,7%	53,1%	51,0%
C ₃	68,1%	64,6%	62,9%	C ₃	71,4%	71,2%	68,5%
C ₄	74,7%	71,2%	68,6%	C ₄	78,0%	76,6%	74,3%
HHI MEDIO ANUAL	2.045	1.841	1.777	HHI MEDIO ANUAL	2.120	1.992	1.910

Fuente CNE, OMEL, REE y páginas web empresas para la estimación de las cuotas de generación de RE

Considerando los datos de potencia disponible más recientes, referidos a 2008, el nuevo grupo alcanzaría una cuota del 19%, resultante de sumar la cuota del 12,5% de UNIÓN FENOSA y del 6,6% de GAS NATURAL. El grado de concentración, medido por el índice HHI medio anual, pasaría de 1.743 a 1.906, registrando una variación de 163, inferior al umbral de variación de 250.

Cuadro 24 Análisis del impacto de la operación considerando la potencia disponible de Régimen Ordinario, Régimen Especial y agentes externos

Situación actual					Fusión GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA				
Potencia disponible total	2005	2006	2007	2008	Potencia disponible total	2005	2006	2007	2008
Endesa	26,4%	25,6%	24,9%	23,6%	Endesa	26,4%	25,6%	24,9%	23,6%
Iberdrola	31,2%	30,9%	30,2%	28,4%	Iberdrola	31,2%	30,9%	30,2%	28,4%
Unión Fenosa	11,5%	10,9%	11,2%	12,5%	GN + UF	16,6%	15,7%	17,2%	19,0%
Hidrocarbónico	4,5%	4,2%	4,1%	5,8%	Hidrocarbónico	4,5%	4,2%	4,1%	5,8%
Gas Natural	5,1%	4,8%	6,0%	6,6%	Riesgo	3,4%	3,2%	3,1%	4,0%
Viesgo	3,4%	3,2%	3,1%	4,0%	Otros	4,2%	7,3%	7,1%	6,8%
Otros	4,2%	7,3%	7,1%	6,8%	Resto RE	8,5%	8,0%	8,6%	8,0%
Resto RE	8,5%	8,0%	8,6%	8,0%	Importaciones	5,3%	5,0%	4,8%	4,3%
Importaciones	5,3%	5,0%	4,8%	4,3%					
C ₁	31,2%	30,9%	30,2%	28,4%	C ₁	31,2%	30,9%	30,2%	28,4%
C ₂	57,6%	56,5%	55,1%	52,0%	C ₂	57,6%	56,5%	55,1%	52,0%
C ₃	69,1%	67,4%	66,3%	64,5%	C ₃	74,2%	72,2%	72,3%	71,1%
C ₄	74,2%	72,2%	72,3%	71,1%	C ₄	78,6%	76,4%	76,3%	76,9%
HHI MEDIO ANUAL	1.976	1.924	1.865	1.743	HHI MEDIO ANUAL	2.093	2.028	1.999	1.906

Fuente CNE, OMEL, REE y páginas web empresas para la estimación de las cuotas de generación de RE

Estos resultados sugieren que la operación no implicaría un aumento significativo de la concentración del lado de la oferta en su totalidad y por tanto no supondría un cambio importante en los incentivos de las empresas a ejercer poder de mercado respecto de la situación actual.

Sin embargo, este análisis preliminar debe matizarse, puesto que la concentración medida con respecto a todos los tipos de tecnologías de generación no refleja la diferente forma en que estas pueden afectar al precio de mercado. Por ejemplo, las centrales nucleares o del régimen especial son generalmente tomadoras de precio y no participan en la fijación del precio de mercado.

Con el fin de valorar la capacidad potencial del nuevo grupo de actuar de forma estratégica y de incrementar los precios se realiza el análisis de concentración sobre el grupo de tecnologías que son retirables y marginales. Este grupo incluye las centrales hidráulicas, de carbón y los ciclos combinados de gas. No incluye el fuel porque durante

2007 y 2008 las centrales no han sido marginales en casi ninguna hora⁷⁶. Se señala que en este subconjunto de tecnologías el grado de concentración actual es superior al de la oferta total.

Tomando como referencia la generación de las tecnologías retirables marginales en 2007 y en el primer semestre de 2008, se puede apreciar del cuadro siguiente que el nuevo grupo tendría una cuota de entre el 26,1% y el 27,4%, superando la posición de IBERDROLA con una cuota de entre el 19,5% y el 18,9% en el mismo periodo. El HHI también registraría una variación importante, de 311 si se considera 2007 y de 368 si se considera el primer semestre de 2008.

Cuadro 25 Análisis del impacto de la operación considerando la generación de las tecnologías retirables marginales (generación hidráulica, de carbón y de ciclos combinados)

Situación actual					Fusión GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA				
Generación marginal retirable	2005	2006	2007	2008 (Q1 - Q2)	Generación marginal retirable	2005	2006	2007	2008 (Q1 - Q2)
Endesa	38,9%	31,4%	31,2%	30,3%	Endesa	38,9%	31,4%	31,2%	30,3%
Iberdrola	20,9%	20,6%	19,5%	18,9%	Iberdrola	20,9%	20,6%	19,5%	18,9%
Unión Fenosa	16,7%	16,6%	17,0%	15,7%	GN + UF	22,8%	28,3%	26,1%	27,4%
Hidrocantábrico	6,1%	11,7%	9,2%	11,7%	Hidrocantábrico	10,9%	8,5%	8,4%	7,2%
Gas Natural	10,9%	8,5%	8,4%	7,2%	Riesgo	4,2%	3,4%	3,1%	3,2%
Riesgo	4,2%	3,4%	3,1%	3,2%	Otros	2,4%	7,8%	11,6%	13,0%
Otros	2,4%	7,8%	11,6%	13,0%					
C ₁	38,9%	31,4%	31,2%	30,3%	C ₁	38,9%	31,4%	31,2%	30,3%
C ₂	59,8%	52,0%	50,8%	49,2%	C ₂	59,8%	52,0%	50,8%	49,2%
C ₃	76,6%	68,6%	67,7%	64,9%	C ₃	82,6%	80,3%	76,9%	76,6%
C ₄	87,4%	80,3%	76,9%	76,6%	C ₄	93,5%	88,8%	85,3%	83,8%
HHI MEDIO ANUAL	2.408	1.968	1.944	1.891	HHI MEDIO ANUAL	2.611	2.357	2.255	2.259

Fuente: CNE, OMEL, REE

Asimismo, considerando la potencia disponible de las tecnologías marginales retirables se puede estimar que el nuevo grupo obtendría en este ámbito una cuota del 26,6% (IBERDROLA tendría el 26,7% y ENDESA el 22,7%), y el índice HHI medio anual pasaría de 1.810 a 2.151, superando el citado límite de 250.

⁷⁶ Véase la información publicada por OMEL en los informes mensuales sobre el mercado spot de generación.

Cuadro 26 Análisis del impacto de la operación considerando la potencia disponible de las tecnologías retirables marginales (generación hidráulica, de carbón y de ciclos combinados)

Situación actual					Fusión GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA				
Potencia disponible marginal retirable	2.005	2.006	2.007	2.008	Potencia disponible marginal retirable	2.005	2.006	2.007	2.008
Endesa	26,9%	25,5%	25,0%	22,7%	Endesa	26,9%	25,5%	25,0%	22,7%
Iberdrola	31,0%	30,4%	27,2%	26,7%	Iberdrola	31,0%	30,4%	27,2%	26,7%
Unión Fenosa	14,5%	13,1%	13,9%	15,9%	GN + UF	23,8%	21,5%	23,5%	26,6%
Hidrocantábrico	7,3%	6,6%	7,0%	8,3%	Hidrocantábrico	7,3%	6,6%	7,0%	8,3%
Gas Natural	9,3%	8,4%	9,7%	10,7%	Viesgo	3,4%	3,1%	4,9%	4,5%
Viesgo	3,4%	3,1%	4,9%	4,5%	Otros	7,6%	12,9%	12,3%	11,2%
Otros	7,6%	12,9%	12,3%	11,2%					
C ₁	31,0%	30,4%	27,2%	26,7%	C ₁	31,0%	30,4%	27,2%	26,7%
C ₂	57,9%	55,9%	52,2%	49,4%	C ₂	57,9%	55,9%	52,2%	49,4%
C ₃	72,3%	69,0%	66,1%	65,3%	C ₃	81,6%	77,4%	75,7%	76,0%
C ₄	81,6%	77,4%	75,7%	76,0%	C ₄	88,9%	84,0%	82,7%	84,3%
HHI MEDIO ANUAL	2.101	2.036	1.876	1.810	HHI MEDIO ANUAL	2.371	2.256	2.145	2.151

Fuente: CNE, OMEL, REE

En resumen, el análisis de concentración indica que el nuevo grupo incrementaría de forma moderada su incentivo a subir los precios, con respeto a la situación actual de GAS NATURAL. Sin embargo crecería de forma importante su capacidad potencial de fijación de precios en el mercado diario debido a su mayor cuota en el subconjunto de centrales retirables marginales. No obstante, este análisis es incompleto porque no tiene en cuenta la relación entre la potencia disponible y la demanda.

Análisis del impacto de la operación: índices de "pivotalidad"

La relación entre demanda y potencia disponible en un periodo dado es un determinante fundamental del grado de competencia en el mercado. En situaciones de márgenes de cobertura elevados la presión competitiva tiende a inducir a las empresas a realizar ofertas iguales a su coste marginal. Por otra parte, en situaciones de márgenes de cobertura estrechos, en las que la presión competitiva es menor, las empresas tendrán un incentivo a ejercer poder de mercado dependiendo de su tamaño y mix tecnológico y de la reacción de sus competidores.

Los indicadores de “pivotalidad” pretenden reflejar la posición de cada agente de cara a la cobertura de la demanda, lo que constituye una calificación necesaria para completar la información que aportan los indicadores de concentración.

A continuación se emplean dos tipos de indicadores de “pivotalidad” distintos: el PSI (*Pivotal Supplier Index*, al cual se hará referencia también como Índice de Pivotalidad) y el RSI (*Residual Supply Index*, que se indicará también como Índice de Oferta Remanente). El PSI es un indicador binario, que asume el valor 1 cuando el generador no es “pivote” en una determinada hora y el valor 0 cuando es “pivote”, es decir cuando se enfrenta a una demanda residual positiva. El PSI puede agregarse para obtener el porcentaje del tiempo durante el cual la empresa generadora tiene el estatus de “pivote”. Al ser un indicador binario, este índice presenta dos problemas fundamentales: se concentra en el poder de mercado potencial que existe en las horas punta y no aporta información sobre el grado de pivotalidad de un agente respecto de la demanda, puesto que tan solo indica la presencia o ausencia de pivotalidad.

El RSI es conceptualmente similar al anterior pero tiene dos propiedades superiores: se define en base continua y refleja el poder de mercado potencial en todas las horas. Para un generador *i* el RSI se define de la siguiente forma:

$$\text{RSI} = \frac{[(\text{Potencia total disponible} - \text{Potencia relevante disponible del generador } i)]}{\text{Demanda de energía total}} * 100\%$$

El RSI mide hasta que punto la potencia disponible de un operador es indispensable para cubrir la demanda en un periodo de tiempo determinado, pudiendo interpretarse también como el porcentaje máximo de la demanda que puede cubrir el conjunto de todos los competidores del operador *i*-ésimo (la oferta remanente)

En el cálculo del RSI se ha tenido en cuenta que la generación de tipo no retirable no puede ser utilizada para subir los precios. A este fin se ha restado la potencia de las centrales nucleares, de hidráulica fluyente y otras del Régimen Especial, de la demanda total y de la potencia de cada agente. Además, teniendo en cuenta que los grupos de fuel-oil, a pesar de ser retirables, prácticamente nunca participan en la fijación del precio de mercado por su coste variable excesivamente elevado, se han restado de la potencia

disponible. En este último punto la metodología empleada se diferencia de la adoptada por GAS NATURAL en su escrito de notificación, donde entendemos que el RSI se calcula incluyendo las centrales de fuel oil como parte de la potencia relevante a efectos del cálculo.

Un valor del RSI mayor de 100% en una hora determinada indica que el generador *i* tiene escasa habilidad de afectar el precio, puesto que los otros generadores tienen potencia suficiente para abastecer la demanda. Al contrario, un valor del RSI inferior al 100% indicaría la existencia de cierto potencial de ejercicio de poder de mercado, debido a que la potencia del generador *i* es necesaria para suministrar la demanda. Un test habitual, conocido como “Test de Sheffrin”, para detectar la existencia de un potencial poder de mercado excesivo, es el de verificar si un operador tiene un RSI inferior o igual al 110% durante más del 5% de las horas en un año. La consideración del 110% en lugar del 100% se justifica por la necesidad de tener en cuenta que la potencia debe garantizar, por razones de seguridad de suministro, un margen de reserva por encima de la demanda, habitualmente en el orden del 10%.

En el siguiente cuadro se incluyen el resultado del cálculo del PSI y del RSI para el periodo más reciente (desde el segundo semestre de 2007 al primer semestre de 2008). Los resultados indican que, en la actualidad, sólo ENDESA e IBERDROLA tienen la condición de operadores “pivotes”, (condición que ha ido reduciéndose desde 2005 hasta 2007, especialmente debido al incremento de nueva potencia instalada respecto de la demanda en este periodo). Para ambas empresas el RSI es inferior a 110% durante un porcentaje de horas superior al 5% en el periodo considerado, siendo especialmente acusado en el caso de IBERDROLA que tiene un RSI inferior al 110% en el 13,5% de las horas. Por otra parte, ninguna otra empresa es “pivote” en la actualidad.

En lo que respecta al impacto de la operación, en el cuadro siguiente se aprecia que el nuevo grupo sería “pivote” en un número pequeño de horas (0,38% en un año) y de días (3,01%). Además, tendría un RSI inferior al 110% en el 5,92% de las horas en el año considerado y por tanto no pasaría el citado Test de Sheffrin, detectándose por tanto un posible problema de competencia, aunque reducido si se compara con la “pivotalidad” de IBERDROLA y ENDESA.

Cuadro 27 Análisis del impacto de la operación sobre los indicadores de “pivotalidad”

2007 (Q3-Q4) – 2008 (Q1 -Q2)			
Año	Situación actual		
	RSI*	PSI **(horas)	PSI** (días)
Endesa	8,4%	1,78%	8,47%
Iberdrola	13,5%	4,39%	19,40%
Otros	0,00%	0,00%	0,00%
Fusión GAS NATURAL – UNIÓN FENOSA			
Endesa	8,4%	1,78%	8,47%
Iberdrola	13,5%	4,39%	19,40%
GN + UF	5,92%	0,38%	3,01%

Fuente: CNE

* Se muestra el porcentaje de horas durante las cuales el RSI de un agente es inferior al 110%.

** Se muestra el porcentaje de horas o de días en los cuales un agente tiene condición de “pivote”.

Análisis del impacto de la operación: simulaciones del funcionamiento del mercado diario

Como punto de contraste adicional y a efectos de completar el análisis anterior, se han realizado varias simulaciones del funcionamiento del mercado diario con y sin la operación, para valorar el impacto de la misma sobre los precios en este mercado.

Para realizar este ejercicio se ha empleado la herramienta ENERGEIA. Se trata un modelo de simulación del comportamiento estratégico de las empresas en el mercado diario de generación español, que permite realizar predicciones de los equilibrios de mercado (niveles de precio, producción, cuotas de las empresas, beneficios, etc.) correspondientes a determinados escenarios tecnológicos/estructurales (capacidades, costes, demanda, etc.) e institucionales (reglas de mercado, obligaciones contractuales, etc.). ENERGEIA emplea una representación “física” cercana al parque de generación eléctrico español, utilizando, entre otros elementos, curvas de costes discretas o por tramos. Asimismo, el tipo de competencia entre los agentes no responde a un supuesto exógeno del modelo, sino que refleja las reglas del juego existentes en el mercado diario gestionado por OMEL (mecanismo de subasta uniforme, con casación horaria).

Cabe señalar que el modelo ENERGEIA simplifica muchos detalles del mercado mayorista real, sobre todo en lo que concierne a las características técnicas y a los efectos dinámicos más complejos de modelizar, como la amenaza de una intervención

regulatoria en caso de ofertas demasiado elevadas, las decisiones intertemporales de utilización de la energía hidráulica modulable y del arranque de las centrales térmicas. Por esta razón los precios resultantes del modelo no pueden compararse directamente con los precios reales observados en el mercado mayorista. Por otra parte, el modelo replica de manera fidedigna las reglas de funcionamiento del mercado spot diario, siendo su principal función aquella de aportar intuiciones sobre los cambios en la conducta estratégica de las empresas como consecuencia de alteraciones en las variables de demanda, costes, estructuras empresarial y regulación.

Los resultados de estas simulaciones son coherentes con los indicadores de pivotalidad mostrados anteriormente y confirman que las estrategias de oferta del nuevo grupo podrían, en determinadas circunstancias, conllevar a un aumento de los precios, pero que serían en general poco significativos. En efecto, el cuadro siguiente muestra que tan sólo en uno de los escenarios considerados, caracterizado por precios de carbón elevados respecto al precio del gas, la operación produciría un aumento del precio medio del 2,6%, mientras en todos los demás casos el incremento sería poco significativo o nulo.

Cuadro 28 Resultados de las simulaciones realizadas con el modelo ENERGEIA

Año de la simulación	Supuestos sobre el precio del gas	Precio medio anual (€/MWh)	
		Mercado sin fusión	Mercado con fusión GN-UF
2008	Precios spot y futuros actuales	57,4	57,7
	Precio GN 3,488 c€/te	57,0	58,5
2009	Precio GN 4,488 c€/te	67,6	67,9
	Precio GN 5,488 c€/te	79,8	79,8

Fuente: CNE y ENERGEIA

Nota: En la simulación de 2008 se han empleado los siguientes precios medios: 3,67 c€/te para el gas, 1,36c€/te para el carbón y 23,50 €/Tn para el CO₂, resultando en un orden de mérito donde algunas centrales de carbón se sitúan después de las de gas.
En todas las simulaciones de 2009 se ha empleado un precio medio de carbón de 1,61 c€/te y de 24,19 €/Tn para el CO₂.

Servicios complementarios

Aunque su relevancia, en términos de su contribución al precio final pagado por el consumidor de energía eléctrica, es muy inferior al de la energía propiamente dicha,

negociada en el mercado mayorista, cabe analizar también el impacto de la operación en la prestación de los servicios complementarios.

De entre todos los servicios complementarios, a efectos de un análisis de competencia, únicamente cabe referirse a aquellos que se prestan en condiciones de mercado, dejando al margen los no retribuidos o los que tienen retribuciones regulatoriamente establecidas. Por lo tanto el análisis se va a centrar exclusivamente en la prestación de servicios de regulación de potencia, entre los que podemos distinguir el servicio de regulación secundaria y el servicio de regulación terciaria, al que se puede sumar el proceso de gestión de desvíos.

Esta clasificación de los servicios de regulación obedece a que, debido a las características técnicas necesarias para prestar cada uno de ellos, la oferta disponible en cada uno de estos sub-mercados es diferente, presentando, asimismo, niveles de concentración distintos.

Cabe recordar que los servicios complementarios son servicios necesarios para el funcionamiento del sistema que, en general, son prestados por los generadores, de manera que la operación de concentración analizada impactará, sin lugar a duda también en estos sub-mercados

Este análisis pretende evaluar si los efectos de la integración resultan similares, más o menos intensos que los analizados para el mercado mayorista de energía, puesto que tiende a ser más reducido el número de generadores que pueden, dada su tecnología de generación, ofertar ciertos servicios complementarios.

Se ha optado por presentar el análisis empleando únicamente cuotas históricas de prestación de servicios de regulación, y no cuotas en potencia de 2008, como en el caso del mercado mayorista, debido a la complejidad del análisis de la oferta de este tipo de servicios. El análisis histórico es además necesario porque, incluso más que en el caso de la producción de energía, la disponibilidad de oferta de regulación se ve influenciada por las condiciones de hidraulicidad, debido a las especiales condiciones de las centrales hidráulicas modulables para prestar este tipo de servicios (se nota por ejemplo que la cuota de Iberdrola en regulación terciaria y gestión de desvíos, que se ve especialmente

afectada por cambios en la hidraulicidad, baja de manera sustancial en 2007 respecto de 2006 y 2005).

Cuadro 29 Cuotas de banda de regulación secundaria asignada por empresa:

	2005	2006	2007
END	34,4%	29,9%	29,5%
GN	3,5%	3,7%	4,4%
HC	8,9%	12,0%	11,8%
IBL	30,9%	31,1%	31,5%
OTROS	0,0%	0,0%	0,0%
UEF	19,3%	19,8%	18,1%
VIEGE	3,0%	3,4%	4,0%

Fuente: CNE, OMEL

Cuadro 30 Cuotas de energía de regulación terciaria + gestión de desvíos aportada por empresa:

	2005			2006			2007		
	Bajar	Subir	Total	Bajar	Subir	Total	Bajar	Subir	Total
END	29,9%	32,6%	31,4%	33,5%	30,4%	30,6%	26,9%	32,2%	29,2%
GN	7,4%	2,9%	4,8%	10,7%	5,0%	5,3%	13,1%	5,8%	9,9%
HC	4,0%	3,0%	3,4%	6,4%	6,8%	6,8%	7,1%	5,1%	6,2%
IBL	32,5%	36,9%	35,1%	22,9%	36,3%	35,6%	25,8%	37,6%	30,9%
OTROS	2,4%	2,9%	2,7%	3,0%	4,4%	4,3%	1,9%	3,4%	2,5%
UEF	15,6%	15,9%	15,8%	17,7%	13,0%	13,2%	19,1%	13,0%	16,5%
VIEGE	8,2%	5,7%	6,8%	5,8%	4,1%	4,2%	6,1%	2,9%	4,7%

Fuente: CNE, OMEL

Los cuadros anteriores muestran que la oferta de estos servicios tiende a ser más concentrada que la del mercado mayorista de energía (el HHI en todos los años considerados sobrepasa el valor de 2200). Como resultado de la operación esta situación empeoraría de forma significativa, especialmente en el 2007 y en el caso de la regulación terciaria y gestión de desvíos, donde GAS NATURAL tiene una cuota cercana al 10% y UNIÓN FENOSA del 16,5%.

Conclusiones

El análisis realizado revela que la operación tendría un impacto moderado sobre el mercado total de generación y de potencia disponible, donde IBERDROLA y ENDESA mantendrían cuotas en el orden del 23%-28%, respectivamente, mientras el nuevo grupo alcanzaría el 17,5% en generación y el 19% sobre el total de potencia disponible. La concentración medida por el HHI aumentaría, pero sin superar el umbral de variación de

referencia de 250 puntos. Todo lo anterior indica que el nuevo grupo podría tener un incentivo modesto, aunque en todo caso mayor, a subir los precios, con respeto a la situación actual de GAS NATURAL. Por otra parte, al poseer una elevada cuota en el subconjunto de centrales retirables marginales (centrales hidráulicas, ciclos combinados y centrales de carbón), el nuevo grupo adquiriría una mayor capacidad potencial de fijación de precios en el mercado diario.

El análisis del grado de concentración de la potencia retirable marginal se ha complementado con el de pivotalidad, orientado a establecer si la potencia disponible de un generador es indispensable para abastecer la demanda en determinados periodos del año. Los cálculos realizados indican que, mientras en la actualidad GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA no son “pivotes” en ninguna hora, el nuevo grupo sí sería “pivote”, aunque en un número reducido de horas y días al año, muy inferior al que se observa para IBERDROLA y ENDESA.

Asimismo, y como punto de contraste adicional, se han realizado varios ejercicios de simulación del funcionamiento del mercado mediante el modelo ENERGEIA, comparando el escenario actual con el resultante de la concentración. Los resultados de estas simulaciones son coherentes con los datos de pivotalidad y confirman que las estrategias de oferta del nuevo grupo podrían, en determinadas circunstancias, y especialmente con precios de carbón elevados respecto al precio del gas, conllevar a un aumento de los precios, pero que serían en general poco significativos.

Finalmente, cabe señalar que la operación empeoraría la concentración en la oferta de servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos, donde GAS NATURAL tenía una cuota del 10% y UNIÓN FENOSA del 16,5% en 2005.

7.1.2.2 Mercado de resolución de restricciones técnicas

En la operación técnica del sistema eléctrico español se producen con frecuencia situaciones donde las restricciones técnicas imponen alteraciones en el despacho económico de la generación, debido a problemas técnicos locales o zonales como pueden ser una limitación a la evacuación de energía en una zona, o la necesidad de acoplar un generador por problemas locales de control de tensión. En estas situaciones las empresas

generadoras ubicadas en estas zonas pueden disponer de una posición de dominio, que, de ser explotada, daría lugar a una elevación artificial del precio del mercado.

La necesidad de programación de potencia en dichas zonas afecta a la delimitación del mercado relevante: el área en la cual se produce la rivalidad entre empresas se ve, en los momentos en que se producen restricciones, reducida y localizada a la zona geográfica donde aparecen las restricciones.

La normativa actual establece que los agentes que participan en la resolución de una restricción son retribuidos en función de la oferta que presentan, mediante subastas de tipo *pay as bid*, y no en función del precio de mercado⁷⁷. En la mayoría de las zonas con restricciones técnicas existen empresas con posición de dominio, e incluso de monopolio, que no tienen incentivos a realizar ofertas competitivas. De hecho, esta Comisión ha denunciado ante el Servicio de Defensa de la Competencia numerosas prácticas en este sentido, que conciernen, entre otras, a las empresas objeto de la operación de concentración analizada⁷⁸. La elevada frecuencia y multiplicidad de estos casos conlleva a reflexionar sobre si el mecanismo actual de remuneración de la resolución de restricciones técnicas sea el más apropiado en un contexto donde este servicio se proporciona en condiciones de oligopolio o casi monopolio y los costes reales del mismo son de valoración muy compleja.

En lo que respecta al impacto de la presente operación sobre el mercado de resolución de restricciones técnicas, hay que señalar que únicamente se produce un solapamiento geográfico de las centrales de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en la provincia de Cádiz, identificada por REE como la Zona Sur de Restricciones (o Campo de Gibraltar).

⁷⁷ Véase el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

⁷⁸ Véanse por ejemplo los siguientes informes de la CNE: “Informe sobre la programación por restricciones de Meirama en el periodo diciembre 2000 – marzo 2001” , “Informe sobre la actuación de GAS NATURAL con respecto a sus centrales de Besos y San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo diciembre de 2002-junio de 2003”, “Informe sobre la actuación de Gas Natural con respecto a sus centrales de Besos y San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo diciembre de 2002 –junio de 2003” e “Informe sobre la actuación de Unión Fenosa, Viesgo, Endesa e Iberdrola con respecto a las centrales de Aceca, Algeciras, Castellón, Colón y Escombreras en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004 ”

En el siguiente cuadro se recoge la potencia máxima (neta) correspondiente a las centrales térmicas de las que dispone cada generador en la Zona Sur.

Cuadro 31 Unidades de generación situadas en la Zona Sur

Unidad	Titular	Combustible	P max	%	P max	%	P max	%	P max	%
			dic-07	Potencia	abr-08	Potencia	dic-08 (previsión)	Potencia	dic-09 (previsión)	Potencia
ARCOS1	IB	Ciclo Combinado	389,2		389,2		389,2		389,2	
ARCOS2	IB	Ciclo Combinado	373,2		373,2		373,2		373,2	
ARCOS3	IB	Ciclo Combinado	822,8		822,8		822,8		822,8	
	IB		1585,2	42,7%	1585,2	42,7%	1585,2	42,7%	1585,2	38,6%
BRR1	END-VIEGE	Hulla Importación	552,5		552,5		552,5		552,5	
SROQ2	END	Ciclo Combinado	401,8		401,8		401,8		401,8	
	END		954,3	25,7%	954,3	25,7%	401,8	10,8%	401,8	9,8%
	VIEGE						552,5	14,9%	552,5	13,4%
CAMG10	NGS	Ciclo Combinado	392,6		392,6		392,6		392,6	
CAMG120	NGS	Ciclo Combinado	387,9		387,9		387,9		387,9	
	UF		390,25	10,5%	390,25	10,5%	390,25	10,5%	390,25	9,5%
	CEPSA		390,25	10,5%	390,25	10,5%	390,25	10,5%	390,25	9,5%
SROQ1	GN	Ciclo Combinado	389,8		389,8		389,8		389,8	
MALAGA (2)	GN	Ciclo Combinado							400	
	GN		389,8	10,5%	389,8	10,5%	389,8	10,5%	789,8	19,2%
	TOTAL		3709,8	100,0%	3709,8	100,0%	3709,8	100,0%	4109,8	100,0%

(1) NGS: Nueva Generadora del Sur, sociedad participada por UNIÓN FENOSA (50%) y por CEPSA (50%)

(2) Potencia instalada.

Fuente: CNE

El solapamiento en esta zona se limita a la suma de la capacidad atribuible a UNIÓN FENOSA por su participación en la sociedad NUEVA GENERADORA DEL SUR (390 MW) con la potencia de GAS NATURAL en San Roque 1 (390 MW) y Málaga (400MW). Este solapamiento implica un aumento de cuota de potencia instalada de la nueva compañía en la zona del 10,5 % al 21% en 2007 y del 19,2% al 28,7% en 2009.

Cabe señalar que para 2010 está prevista la construcción de una nueva línea de alta tensión (Arcos de la Frontera Sur – La Roda de Andalucía – Cabra de 400 kV), cuya entrada en funcionamiento debería aumentar el área geográfica de las centrales con capacidad para resolver restricciones técnicas en la zona. Para el mismo año se prevé

también la entrada en servicio de un ciclo combinado de 800 MW de VIESGO GENERACIÓN que contribuiría también a reducir la concentración de la potencia instalada en la zona.

Por lo tanto, se concluye que el impacto de la operación en este mercado sería poco significativo, teniendo además en cuenta que el aumento de capacidad y el desarrollo de nuevas líneas de transporte reducirán la probabilidad que se produzcan restricciones en la Zona Sur.

7.1.2.3 Mercado de distribución de electricidad

Los distribuidores son responsables del desarrollo, mantenimiento y gestión de las redes que llevan el suministro de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo. Se trata de una actividad regulada por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y sus desarrollos posteriores, con una retribución fijada por la Administración⁷⁹. La normativa vigente reconoce el carácter de monopolios naturales de las redes de distribución, disponiendo que su explotación se realice en condiciones de exclusividad. Por otra parte, garantiza el derecho de acceso de terceros a las redes de distribución en condiciones objetivas, transparentes y no-discriminatorias para todos los usuarios.

De la misma forma que en el caso de la actividad de distribución de gas, las autoridades de competencia han considerado siempre de especial relevancia la incidencia de la distribución eléctrica sobre el desarrollo de la competencia en comercialización⁸⁰, debido a la integración vertical de los principales grupos empresariales que desarrollan estas actividades y a la interrelación compleja con la actividad de comercialización (el acceso a la información que el distribuidor gestiona sobre los consumidores conectados a sus redes, el proceso de facturación y la provisión de varios servicios, como la atención al cliente o la inspección de las instalaciones).

En el presente caso también cabe considerar con detenimiento la presencia del nuevo grupo en distribución, especialmente por sus posibles efectos sobre la competencia en

⁷⁹ Véase el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

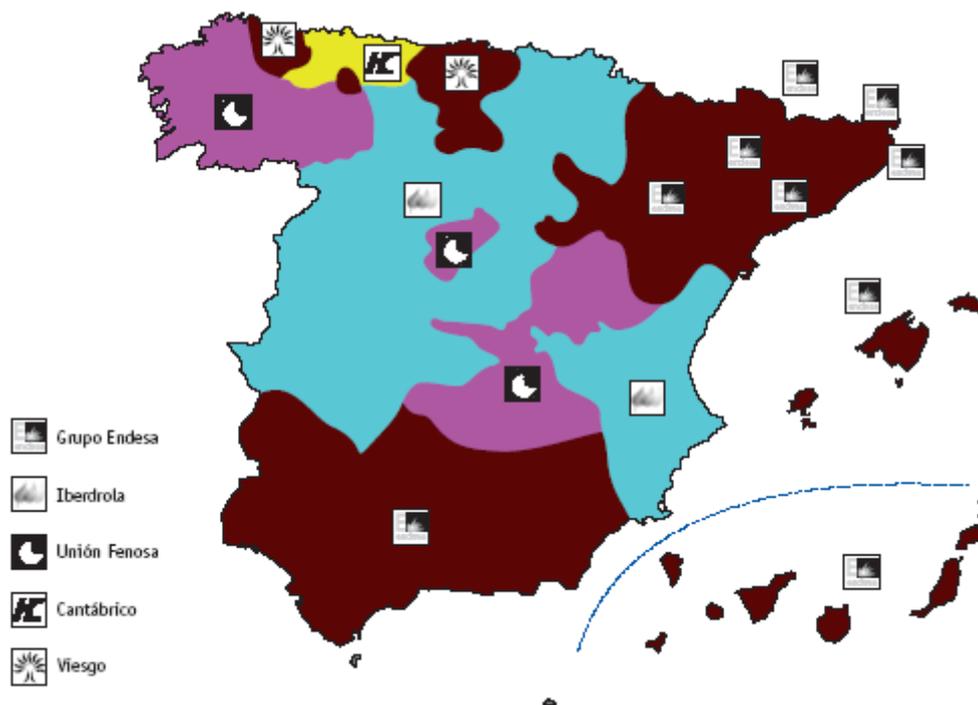
⁸⁰ Véase por ejemplo el Informe del TDC C94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

comercialización. Por otra parte, también deben tenerse en cuenta los recientes desarrollos normativos que se espera contribuirán a reducir las potenciales ventajas de los comercializadores pertenecientes a grupos verticales integrados: la desaparición de la función de suministro a tarifa del distribuidor de electricidad (prevista a partir del 1 de enero de 2009 por la Ley 17/2007), la introducción de una separación jurídica y funcional entre actividades de gestión de redes de distribución y otras actividades competitivas y la creación de la Oficina de Cambio de Suministrador (estos aspectos se tratarán con mayor detalle en el apartado 7.4.2 sobre barreras a la entrada en el sector eléctrico).

Con las medidas introducidas a través de la Ley 17/2007, los distribuidores de electricidad se dedicarán exclusivamente a la gestión de las redes, dejando de actuar como suministradores de electricidad a tarifa. Este hecho reducirá el potencial impacto negativo de la distribución sobre la comercialización, dado que los distribuidores dejarán de gestionar toda la información relacionada con los puntos de suministro, como los perfiles de consumo y la información histórica del consumidor.

Las principales empresas eléctricas (IBERDROLA, ENDESA, UNIÓN FENOSA, VIESGO e HIDROCANTÁBRICO) gestionan la distribución de electricidad en la mayor parte del territorio español. En algunas zonas, como Cataluña y Levante existen numerosos pequeños distribuidores cuyo ámbito de distribución es exclusivamente municipal o comarcal. A continuación se muestra el mapa de la distribución de energía eléctrica a 31/12/2006.

Gráfico 13 Disposición geográfica de las principales empresas de distribución de electricidad que operan en cada Comunidad Autónoma en España



Fuente: CNE, Información Básica de los Sectores, 2007

La presencia de UNIÓN FENOSA se concentra en particular en las zonas geográficas de Galicia y Castilla La Mancha, donde controla casi el [...] y el [...] de los puntos de suministro, respectivamente. Asimismo, en Madrid sus redes cubren el [...] de los puntos de suministro y en Castilla y León el [...]. A nivel nacional, según datos de 2006, UNIÓN FENOSA es titular del [...] del total de los puntos de suministro.

Cuadro 32 Cuotas de los principales grupos empresariales en la actividad de distribución eléctrica por provincia y Comunidad Autónoma

Provincia/CCAA	2006					
	HIDROCANTABRICO	VIESGO	ENDESA	FENOSA	IBERDROLA	TOTAL
Almería	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cádiz	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Córdoba	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Granada	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Huelva	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Jaén	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Málaga	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Sevilla	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ANDALUCIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Huesca	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Teruel	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Zaragoza	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ARAGON	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ASTURIAS	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Las Palmas	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Santa Cruz de Tenerife	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CANARIAS	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CANTABRIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Albacete	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Ciudad Real	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuenca	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Guadalajara	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Toledo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CASTILLA LA MANCHA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Ávila	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Burgos	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
León	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Palencia	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Salamanca	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Segovia	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Soria	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Valladolid	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Zamora	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CASTILLA Y LEON	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Barcelona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Gerona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Lérida	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Tarragona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
CATALUÑA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Alicante	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Castellón	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Valencia	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
COM. VALENCIANA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Badajoz	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cáceres	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
EXTREMADURA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
La Coruña	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Lugo	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Orense	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pontevedra	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
GALICIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
MADRID	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
MALLORCA/ BALEARES	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

MURCIA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
NAVARRA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Álava	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Guipúzcoa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Vizcaya	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
PAIS VASCO	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
RIOJA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Total general	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: CNE

Por su parte GAS NATURAL es un operador menor en el mercado de distribución de electricidad, siendo su presencia limitada a dos pequeñas distribuidoras en la provincia de Salamanca (área controlada por IBERDROLA): ELECTRA DE ABUSEJO, S.L. y DISTRIBUCION ELECTRICA DE NAVASFRIAS, S.L. En conjunto, según la información proporcionada por GAS NATURAL, estas distribuidoras atendieron en 2007 a 910 consumidores (su cuota a nivel provincial y nacional es muy inferior al 1%).

Conclusiones

Debido a la presencia puramente testimonial de GAS NATURAL en distribución de electricidad, la operación no tiene incidencia sobre esta actividad. Por la misma razón, no se considera que la operación pueda limitar la capacidad del regulador de aplicar mecanismos de competencia referencial, ni que pueda reducir el número de agentes que pueden competir por la conexión de nuevos núcleos.

7.1.2.4 Mercado de suministro eléctrico a clientes finales

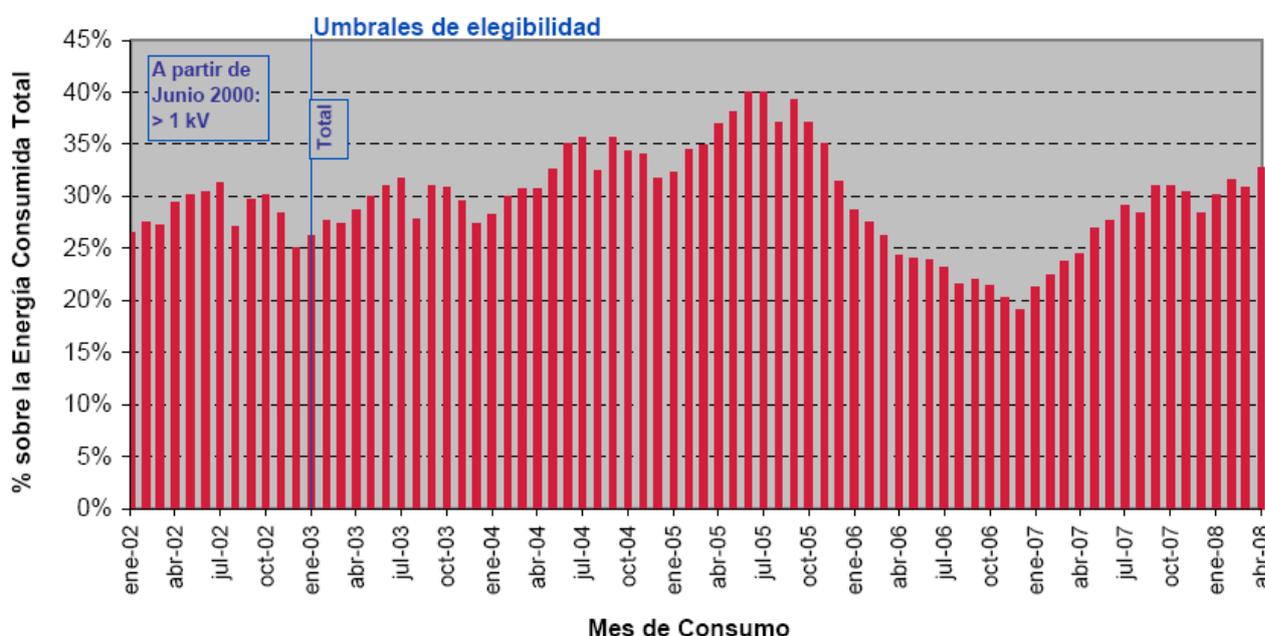
La liberalización del mercado minorista de electricidad empezó el 1 de enero de 1998, estando inicialmente restringida a los consumidores más grandes, que representaban el 28% de la demanda. De forma paulatina, a través de distintos hitos de elegibilidad, la apertura del mercado ha ido extendiéndose. Desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen el derecho de elegir su suministrador de electricidad. Dado el marco regulatorio vigente, este derecho implica la existencia de dos opciones de compra para los consumidores: el suministro a tarifa regulada, proporcionado por el distribuidor, y el suministro a precio contractual, libremente negociado con un comercializador.

El crecimiento del mercado libre depende del ejercicio de la capacidad de elección de los consumidores entre estas dos opciones, viéndose por tanto afectado de forma crucial por

el precio y las otras condiciones contractuales de las oferta de mercado con respecto al suministro regulado.

A diferencia del mercado minorista del gas natural, donde el porcentaje elevado del consumo industrial y la regulación tarifaria han favorecido una salida rápida de los consumidores al mercado libre, en el mercado minorista eléctrico, con un peso mayor del consumo doméstico, el crecimiento de la participación de la demanda en el mercado libre ha sido débil y lento, como puede apreciarse en el gráfico siguiente. Asimismo, entre octubre de 2005 y enero de 2007 se ha registrado una involución, reduciéndose el porcentaje del consumo en el mercado liberalizado desde el 38% al 29% en 2007.

Gráfico 14 Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado peninsular



Fuente: CNE, Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos, Junio 2008

Hasta la fecha, el desarrollo de la comercialización se ha visto principalmente limitado por la existencia del déficit de tarifa, esto es por la fijación de tarifas integrales que no reflejan todos los costes del suministro (en particular el coste de adquisición de la energía en el mercado mayorista). En este contexto las empresas comercializadoras no han podido competir con la tarifa regulada sin incurrir en pérdidas, lo que ha llevado a una reducción de su actividad y a un retorno de muchos consumidores al suministro regulado entre octubre de 2005 y enero de 2007, coincidiendo con un incremento muy significativo del precio en el mercado spot de generación en el mismo periodo. Asimismo, la entrada de

nuevos comercializadores ha sido muy reducida o casi nula, siendo GAS NATURAL el competidor más activo frente a las empresas eléctricas establecidas.

Desde el comienzo de 2007, como consecuencia de reconocimiento del déficit tarifario *ex ante* y la revisión trimestral de las tarifas integrales, se ha vuelto a observar un moderado aumento de la participación de la demanda en el mercado libre respecto a 2006. Además, con la Ley 17/2007, que ha modificado la Ley del Sector Eléctrico para adecuarla a la Directiva 2003/54/CE, se han introducido cambios importantes, similares a los acometidos en el sector del gas natural con la Ley 12/2007, que deberían contribuir a fomentar la competencia en la comercialización de electricidad.

El primero de ellos, que se ha mencionado anteriormente, es el cese de la actividad de suministro a tarifa por parte de los distribuidores a partir del 1 de enero de 2009. El segundo es la creación de las figuras de los suministradores de último recurso, que deberán ser designados por el Gobierno. Como en el sector del gas, donde ya está en vigor la tarifa de último recurso, este suministro tendrá la peculiaridad de realizarse a un precio máximo y de estar accesible tan sólo para determinadas categorías de consumidores. La implementación del nuevo sistema será muy gradual: entrará en vigor el 1 de enero de 2009, a partir del 1 de enero de 2010 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso los consumidores de baja tensión, y, finalmente, a partir del 1 de enero de 2011 su ámbito de aplicación será restringido a los consumidores cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW (el Gobierno podrá adelantar, en su caso, estos plazos).

Gráfico 15 Calendario de aplicación de la tarifa de último recurso de electricidad



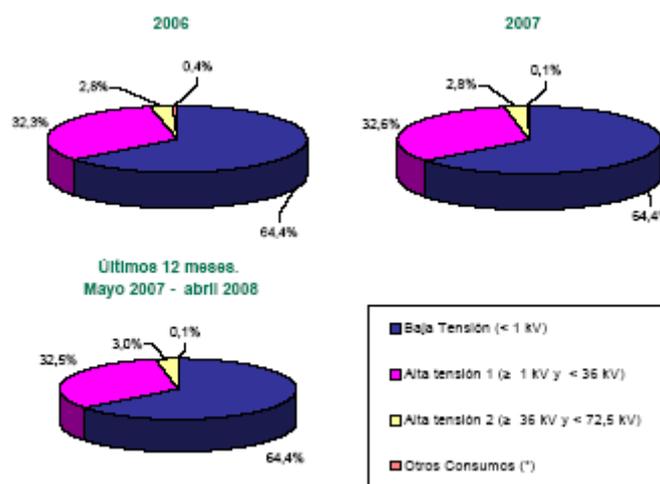
En el marco de este proceso cabe mencionar la desaparición de las tarifas generales de alta tensión desde el 1 de julio de 2008. La Orden ITC/1857/2008 ha establecido un proceso transitorio, de manera que la energía eléctrica consumida por los consumidores acogidos a estas tarifas que no hayan suscrito un contrato en el mercado libre a partir del 1 de julio de 2008 será suministrada y facturada por el distribuidor al que estén

conectados dichos clientes.⁸¹ Sin embargo la tarifa de alta tensión G4, que se aplica a los grandes consumidores, sigue vigente, estando prevista su desaparición a partir de enero de 2010.

Dada la capacidad de los consumidores de elegir entre distintas alternativas de suministro (en el mercado libre y a tarifa) y considerando la próxima entrada en vigor del nuevo sistema basado en la tarifa de último recurso, parece adecuado analizar el impacto de la operación con referencia al mercado de suministro a clientes finales, sin separar entre segmento regulado y segmento liberalizado.

A su vez este mercado debe desglosarse en dos grandes categorías: los consumidores en baja tensión, que representan más del 64% de la demanda total, incluyendo los clientes doméstico-comerciales y las pequeñas y medianas industrias, y los consumidores industriales en alta tensión⁸².

Gráfico 16 Estructura del consumo por niveles de tensión



Fuente: CNE, Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos, Junio 2008

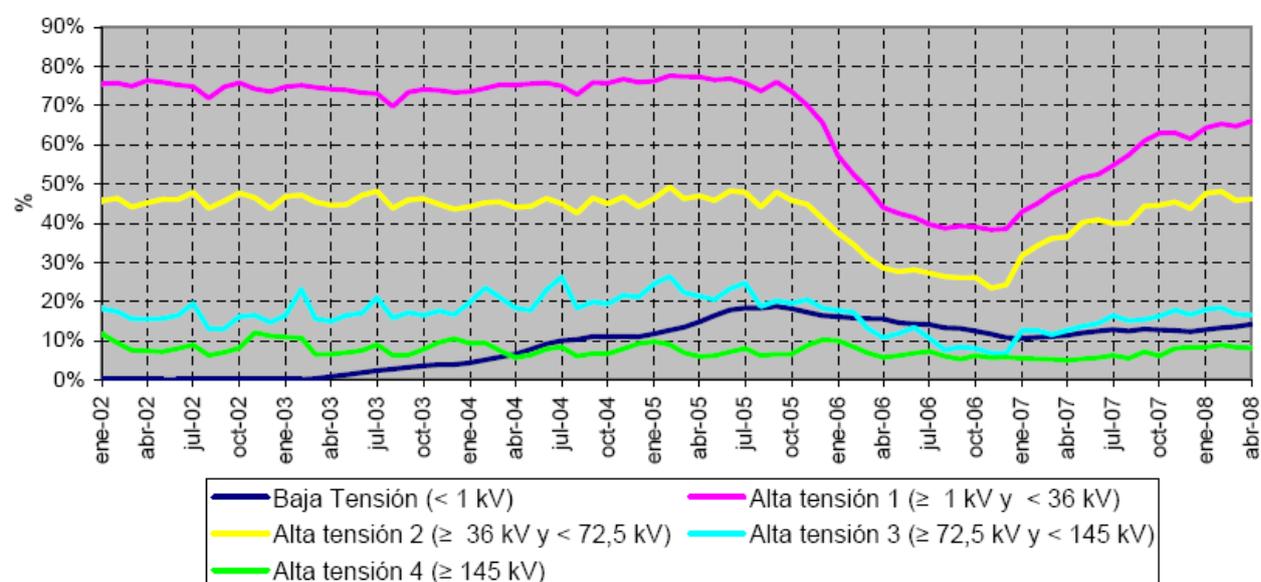
En lo que concierne a los consumidores en baja tensión cabe observar que se suministran en gran mayoría a tarifa, estando tan sólo un 15% en el mercado libre en la actualidad.

⁸¹ Este suministro se facturará el primer mes al precio de la tarifa 3.0.2, con el complemento de energía reactiva y el tipo de discriminación horaria contratada. Posteriormente este precio se incrementará cada mes un 5%.

⁸² Esta misma distinción se ha realizado, por ejemplo, por el TDC en el expediente C94/05 GAS NATURAL/ENDESA y por la Comisión Europea en el caso COMP/M.3440 ENI/EDP/GDP.

Por su parte, los consumidores industriales muestran una mayor presencia en el mercado libre, que es más elevada para el grupo de Alta tensión 1 (con una participación superior al 60%) y más reducida para el grupo de Alta tensión 4 (con una participación inferior al 10%).

Gráfico 17 Evolución del porcentaje de energía suministrada en el mercado liberalizado peninsular con respecto al total por niveles de tensión



Fuente: CNE, Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos, Junio 2008

A continuación se examina el impacto de la operación sobre el mercado de suministro a clientes finales, tanto en su totalidad, como en los sub-mercados correspondientes a las distintas categorías de consumidores de baja y alta tensión.

Impacto de la operación en el mercado de suministro eléctrico a clientes finales

El mercado de suministro a clientes finales se caracteriza por un alto grado de concentración y por la posición de dominio conjunta de ENDESA e IBERDROLA.

Considerando en primer lugar el mercado en su totalidad, se observa, en el periodo 2005-2007, un HHI alrededor de 3.000 y una cuota conjunta de ENDESA e IBERDROLA que supera el 70% del total. Se aprecia que durante estos años las posiciones de las

principales empresas suministradoras, ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA, se han mantenido relativamente estables, así como el grado de concentración.

UNIÓN FENOSA, presenta un ligero incremento pasando de 13,84% en 2005 a 14,36% en 2007, situándose como el tercer operador con mayor cuota de mercado. Por su parte, GAS NATURAL, que en años anteriores había entrado de forma muy activa en la comercialización de electricidad, presenta una disminución drástica de su cuota, del 2,57% en 2005 al 0,86% en 2007.

Atendiendo a la suma de cuotas de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2007, el nuevo grupo tendría una cuota del 15,22% sobre el total. Considerando este escenario, el grado de concentración adoptaría un valor de 3.056, registrando una variación muy reducida, de 24 puntos respecto del valor del HHI sin operación.

Cuadro 33 Incidencia de la operación en el mercado total de suministro de electricidad a clientes finales* en términos de energía suministrada

Grupo Empresarial	Cuotas Mercado Total		
	2005	2006	2007
Endesa	40,28%	42,26%	42,40%
Iberdrola	33,95%	33,37%	31,20%
Unión Fenosa	13,84%	13,53%	14,36%
Hidrocantábrico	4,90%	5,73%	6,54%
Otros	2,41%	2,07%	2,69%
Viesgo	2,05%	1,94%	1,95%
Gas Natural	2,57%	1,10%	0,86%
Total			
HHI actual	3.008	3.125	3.032
HHI después operación			3.056
Cuota (GN + UF)			15,22%

Fuente: CNE, Base de Datos SINCRO

* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

En cuanto al sub-mercado de baja tensión, que incluye consumidores domésticos y pequeños comercios e industrias con baja elasticidad al precio y que en gran mayoría se suministran a tarifa, se observa también cierta estabilidad, aún mayor que la observada para el mercado total, de las cuotas de las principales empresas comercializadoras.

Este sub-mercado es el más concentrado, exhibiendo un HHI de 3600 en 2007, que refleja la importancia del suministro a tarifa regulada realizado por las distribuidoras de ENDESA e IBERDROLA, cuya cuota conjunta supera el 80% en 2007.

Por su parte, UNIÓN FENOSA sigue situándose como la tercera operadora con más cuota en baja tensión, alcanzando el 13,36% en 2007. GAS NATURAL, que ostentaba una cuota de [...] en 2005, sufrió una reducción de la misma al [...] en 2007.

Teniendo en cuenta la suma de cuotas de GAS NATURAL con UNIÓN FENOSA para el 2007, el nuevo grupo tendría una cuota del [...], causando un incremento despreciable en el grado de concentración medido por el HHI, que aumentaría de 3.600 a 3.616.

Cuadro 34 Incidencia de la operación en el mercado de suministro de electricidad a clientes finales en baja tensión* en términos de energía suministrada

Grupo Empresarial	Cuotas Baja Tensión		
	2005	2006	2007
Endesa	[...]	[...]	[...]
Iberdrola	[...]	[...]	[...]
Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]
Hidrocantábrico	[...]	[...]	[...]
riesgo	[...]	[...]	[...]
Gas Natural	[...]	[...]	[...]
Otros	[...]	[...]	[...]
Total	100%	100%	100%
HHI actual	3.488	3.528	3.600
HHI después operación			3.616
Cuota (GN + UF)			13,97%

Fuente: CNE, Base de Datos SINCRO

* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

En lo que concierne al sub-mercado de alta tensión, que comprende los consumidores industriales, con más elasticidad al precio y con una presencia relevante en el mercado libre, se observa una evolución de las cuotas mucho menos estable que en el otro segmento analizado. Asimismo, este sub-mercado muestra un nivel de concentración significativamente inferior al del segmento de baja tensión: la cuota conjunta de IBERDROLA y ENDESA no llegaba al [...] y el HHI se situaba en 2618 en 2007.

Es sobre todo en este sub-mercado donde se puede apreciar el efecto del déficit de tarifa que se ha mencionado anteriormente. Frente a la escasa rentabilidad de la actividad de comercialización varios comercializadores decidieron reducir parcialmente su presencia en este negocio. Entre ellos destaca la estrategia de IBERDROLA que redujo su cuota desde el [...] en 2005 al [...] en 2007 (la disminución de cuota es todavía más evidente si se considera sólo el mercado liberalizado en alta tensión donde IBERDROLA pasó de tener una cuota del [...] en 2005 a una del [...] en 2007).

El Grupo GAS NATURAL presentó un importante descenso el cuál fue más pronunciado durante 2006. Sin embargo, logró recuperarse ligeramente en el 2007. Por su parte, UNIÓN FENOSA registró un incremento de cuota desde [...] en 2005 hasta el [...] en 2007.

Al considerar la suma de cuotas de UNIÓN FENOSA con GAS NATURAL la cuota del nuevo grupo se elevaría hasta el [...], lo que incrementa el grado de concentración del mercado de alta tensión adoptando un valor de 2.652 frente al valor 2.618 que se registraba en 2007.

Cuadro 35 Incidencia de la operación en el mercado de suministro de electricidad a clientes finales en alta tensión* en términos de energía suministrada

Grupo Empresarial	Cuotas Alta Tensión Totales		
	2005	2006	2007
Endesa	[...]	[...]	[...]
Iberdrola	[...]	[...]	[...]
Unión Fenosa	[...]	[...]	[...]
Hidrocantábrico	[...]	[...]	[...]
Otros	[...]	[...]	[...]
Viesgo	[...]	[...]	[...]
Total	[...]	[...]	[...]
Gas Natural	[...]	[...]	[...]
HHI actual	2.625	2.811	2.618
HHI después operación			2.652
Cuota (GN + UF)			[...]

Fuente: CNE, Base de Datos SINCRO

* Para cada grupo empresarial se ha considerado la suma del suministro a tarifa y del suministro en el mercado libre.

Conclusiones

El análisis del impacto de la operación sobre la base de las cuotas observadas en los últimos años sugiere que dicho impacto sería muy reducido, alcanzando el nuevo grupo una posición muy parecida a la de UNIÓN FENOSA en la actualidad, tanto en el mercado de suministro en su totalidad, como en los dos sub-mercados de baja y alta tensión.

No obstante, esta conclusión debe matizarse, puesto que las cuotas y el grado de concentración observados se han visto afectados por la situación específica del déficit tarifario y por las distintas respuestas de las empresas comercializadoras al mismo. Empresas como IBERDROLA y GAS NATURAL, por ejemplo, se retiraron durante un periodo de forma importante de este mercado, mientras otras, como ENDESA e HIDROCANTÁBRICO, han permanecido en el mismo, incrementando sus ventas. Por lo tanto, las cuotas observadas son el resultado de una dinámica relacionada a eventos muy específicos, y en particular las referidas al sub-mercado de alta tensión, y no son directamente extrapolables al futuro. La cuota de 2007 de GAS NATURAL posiblemente subestime la capacidad comercial potencial de esta empresa, que en 2005 había alcanzado una cuota del [...], muy superior al [...] de 2007 en el segmento de alta tensión.

7.1.3 Mercado de suministro de fuel-oil

La concentración no da lugar a ningún solapamiento de actividades en el sector de hidrocarburos líquidos.

No obstante, como consecuencia de la operación, podrían generarse dos situaciones de potenciales conflictos de interés que afectarían a CEPSA, uno de los principales grupos empresariales activos en el mercado de suministro de fuel oil y de otros hidrocarburos líquidos.

En primer lugar, se destaca que UNIÓN FENOSA posee en la actualidad una participación del 5% en el capital de CEPSA y ha nombrado un representante en su Consejo de Administración. Como consecuencia de la operación esta posición sería heredada por un grupo estrechamente vinculado con REPSOL (que controla GAS

NATURAL conjuntamente con LA CAIXA), el mayor competidor de CEPSA en los principales mercados de hidrocarburos líquidos donde esta empresa opera.

En segundo lugar, el nuevo grupo se convertiría en el socio de CEPSA en la empresa NUEVA GENERADORA DEL SUR, de propiedad compartida al 50% entre UNIÓN FENOSA y CEPSA. La central, con dos grupos de 400 MW, es parte integrante de la refinería de petróleo de CEPSA de Campo de Gibraltar, ubicada en San Roque (Cadiz). En este contexto, existiría el riesgo de que el nuevo grupo, y a través de este REPSOL, obtuviera acceso a información privilegiada sobre este complejo petroquímico.

7.2 Efectos verticales

En este apartado se examina la incidencia de la operación sobre la competencia desde la perspectiva de la integración vertical, es decir de la integración bajo una misma entidad económica de actividades con una relación vertical en la fase productiva.

Dada la presencia de GAS NATURAL y de UNIÓN FENOSA en distintas etapas de las cadenas de valor de gas y electricidad, tales como el aprovisionamiento como *input* en la comercialización de gas, el suministro de gas a centrales de ciclo combinado y la distribución y comercialización de gas (electricidad), cabe analizar si la operación puede entrañar efectos negativos sobre el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados ascendente y/o descendente.

Con carácter general, la integración vertical puede tener un impacto negativo en el mercado descendente, cuando la empresa en el mercado ascendente que se integra ostenta una posición dominante o de monopolio, y las empresas en el mercado descendente tienen respecto de la misma una relación de dependencia en cuanto al aprovisionamiento de la materia prima necesaria para el desarrollo de su actividad. Este efecto negativo será tanto mayor cuanto más importante sea la empresa que se concentra en el mercado ascendente y mayor sea la dependencia del resto de competidores en el mercado descendente respecto a dicha empresa en términos de aprovisionamiento del insumo necesario, siendo de mayor o menor relevancia dependiendo de la existencia o no de fuentes alternativas de suministro equivalentes.

Inversamente, si la empresa que se integra en el mercado descendente ocupa una posición dominante o incluso monopolística, la integración vertical podría, merced a su elevado poder de compra, obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado ascendente, al suponer para los competidores en dicho mercado de la empresa que se concentra, la pérdida de un cliente crucial para el desarrollo de su actividad.

Por ejemplo, la Comisión Europea en el caso ENI-EDP-GDP⁸³ examinó los siguientes efectos negativos de la integración vertical gas-electricidad: (1) el posible cierre del mercado ascendente del suministro de gas o el aumento de su precio para otros generadores eléctricos, (2) el posible cierre del mercado descendente del suministro a las centrales de ciclos combinados para otros suministradores de gas y (3) el acceso privilegiado a información sobre el suministro a otros generadores.

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

A diferencia de los efectos horizontales, que suelen analizarse mediante los indicadores de concentración y para los cuales existe una metodología relativamente establecida, no existen criterios “estándar” para examinar los efectos verticales de una operación de concentración sobre la competencia y la valoración de los mismos tiende a realizarse de forma específica dependiendo del caso.⁸⁴

⁸³ COMP/M.3440 ENI/EDP/GDP.

⁸⁴ La teoría económica proporciona un marco teórico para el análisis de estos efectos, aún cuando es de difícil estandarización. Véase: *Non-Horizontal Merger Guidelines* IP/03/1744 y J.Church “The Impact of Vertical and Conglomerate Mergers on Competition”, Report for the European Commission (September 2004).

7.2.1 Efectos verticales en los mercados del gas natural

7.2.1.1 El aprovisionamiento de gas como *input* para la comercialización de gas

En los apartados anteriores sobre los efectos horizontales de la operación en los mercados de gas mayorista y minorista se ha comprobado que el nuevo grupo reforzaría su posición en ambos mercados y por tanto su integración vertical. Concretamente, el nuevo grupo heredaría los contratos de abastecimiento de GAS NATURAL y de UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS, mejorando su posición como importador de gas frente a los productores en el mercado primario, y, a la vez, tendría una mayor cuota en el mercado de suministro a clientes finales (atendiendo a la suma de las cuotas de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2007, el nuevo grupo tendría una cuota en este mercado del 63,2%, especialmente relacionada con la comercialización a consumidores industriales). La existencia de fuentes alternativas de abastecimiento de gas en el mercado internacional, así como de un exceso de capacidad de regasificación permite excluir la posibilidad de que la operación pueda provocar un efecto de cierre del mercado mayorista de gas.

En principio, si la nueva empresa adquiriera efectivamente un poder de negociación superior en el mercado mayorista, esta situación debería redundar, según argumenta GAS NATURAL, en el acceso al gas en origen en condiciones más competitivas y en precios más reducidos para los consumidores finales. Sin embargo, este resultado depende de forma crítica de la existencia de presión competitiva suficiente en el mercado de comercialización aguas abajo, es decir de la presencia de competidores con acceso comparable a gas y clientes.

Esta presión competitiva podría verse obstaculizada, en el corto-medio plazo, por el hecho de que la comercialización de gas depende de forma crucial de los siguientes factores: (1) los tiempos necesarios para establecer contratos de largo plazo con los productores de gas, que son largos, pudiendo requerir entre dos y cinco años en el caso del GNL y tiempos todavía más largos para el gas canalizado; y (2) la disponibilidad de instrumentos para aportar flexibilidad a los suministros de GNL, que es actualmente precaria debido a la escasez de almacenamientos, a la existencia de restricciones en las redes de transporte internas y a la ausencia de un mercado secundario organizado al por mayor,

con precios visibles que permitan a otros comercializadores que no estén presentes en España el conocimiento de la situación real de los precios del mercado gasista.

7.2.1.2 Suministro de gas a ciclos combinados

En lo que concierne al suministro de gas a ciclos combinados, el nuevo grupo tendría una cuota superior al [...], al sumar la cuota del [...] de GAS NATURAL y la de UNIÓN FENOSA del [...] en 2007. Sin embargo, debido al hecho de que UNIÓN FENOSA, a través de UNIÓN FENOSA GAS, destina este gas exclusivamente al suministro de sus propias centrales, el nuevo grupo no adquiriría una mayor capacidad de afectar a las condiciones de suministro de gas a terceros, máxime cuando los contratos existentes son de largo plazo (generalmente a más de 15 años) y no podría realizar ninguna modificación unilateral de los mismos dirigida a elevar los precios del suministro o endurecer otras condiciones. En este sentido no existiría el riesgo de que el nuevo grupo pudiera limitar el acceso al gas o incrementar su precio para otros generadores

No obstante, el nuevo grupo se aseguraría el control sobre más del [...] de todo el gas suministrado a la generación eléctrica con gas y evitaría una posible competencia futura de UNIÓN FENOSA en dicho sub-mercado. No se espera, por otra parte, una entrada muy significativa a corto plazo de nuevos ciclos combinados suministrados por otros operadores que pueda diluir esta mayor concentración⁸⁵.

Otro posible efecto vertical negativo de la operación podría darse por la existencia de una relación de arbitraje entre los precios ofertados en el mercado diario de generación y el coste del gas en el mercado de suministro a clientes industriales. En la actualidad, el incentivo de GAS NATURAL para incrementar el precio del gas con el objetivo de subir el precio en el mercado diario es reducido, puesto que no dispone de centrales inframarginales que se beneficien del incremento del precio en el pool eléctrico. Sin embargo, el nuevo grupo adquiriría un mix de generación más diversificado y podría tener un mayor incentivo y una mayor capacidad potencial (aún cuando bastante reducida en comparación con la de ENDESA e IBERDROLA) de incrementar los precios de la generación eléctrica. Esta posición podría, a su vez, inducir el nuevo grupo a encarecer el

⁸⁵ La información de la que dispone la CNE indica que la entrada de muchos nuevos ciclos se está retrasando y no se esperan nuevas adiciones significativas de potencia hasta 2011.

precio o a retirar el gas en el mercado industrial (donde controlaría una cuota del 63%) en la medida en que la pérdida en este fuera inferior a la ganancia obtenida en términos de remuneración adicional de las centrales inframarginales.

7.2.1.3 Integración vertical distribución/suministro

GAS NATURAL tiene una presencia histórica dominante en la distribución de gas en casi todas las Comunidades Autónomas, superando el 95% de los puntos de suministro en cada una de ellas, con la excepción de Baleares, País Vasco y Aragón.

Esta presencia ha tenido un claro impacto sobre el negocio de comercialización del grupo, puesto que gran parte del mismo se ha desarrollado en sus áreas de distribución. En 2007 GAS NATURAL COMERCIALIZADORA (que suministra gas al mercado industrial y eléctrico) concentró casi el [...] las ventas realizadas en las áreas de distribución del grupo y GAS NATURAL SERVICIOS (que suministra gas al mercado doméstico-comercial) concentró más del [...] de sus ventas en esta área.

Asimismo, la integración vertical entre distribución y comercialización ha favorecido tradicionalmente la fidelización de los consumidores (especialmente del segmento doméstico-comercial) al comercializador perteneciente al mismo grupo titular de la red de distribución. En 2007 las ventas de GAS NATURAL en sus propias redes de distribución ascendían al [...] del total y a más del [...] en términos de clientes.

Por su parte, la integración vertical de UNIÓN FENOSA en distribución y comercialización de gas es casi inexistente, debido a que la presencia de UNIÓN FENOSA en distribución de gas es muy reducida, limitándose a controlar un porcentaje de puntos de suministro inferior al [...] en Galicia y Madrid.

Por lo tanto, la operación no produciría cambios apreciables respecto de la situación existente en este ámbito.

7.2.2 Efectos verticales en los mercados de electricidad

7.2.2.1 Integración vertical generación/ suministro

Hasta la fecha GAS NATURAL ha sido el nuevo entrante más exitoso en el sector eléctrico. Su posición se ha desarrollado esencialmente en el mercado de generación, donde ha alcanzado una cuota de casi el [...] en términos de energía a finales de 2007. En cuanto a la comercialización de electricidad, a pesar de haber entrado de forma muy activa este segmento, GAS NATURAL disminuyó de forma drástica su cuota del [...] en 2005 al [...] en 2007.

Por su parte, UNIÓN FENOSA es el tercer operador más importante del sector eléctrico, con una presencia equilibrada entre generación (con una cuota cercana al [...] en 2007) y en suministro a clientes finales ([...] en 2007).

Mediante la operación se crea un nuevo grupo con una posición de integración vertical reforzada en este sector, especialmente en la generación eléctrica (donde alcanzaría una cuota de casi el [...]) y también en el suministro, teniendo en cuenta en particular la potencialidad de crecimiento que GAS NATURAL demostró en sus primeros años de actividad, y no tanto la cuota reciente que ha sido afectada por el déficit tarifario y su impacto negativo sobre la rentabilidad de la comercialización.

No se espera que esta mayor integración vertical pueda afectar negativamente a la dinámica competitiva en ninguno de los dos mercados afectados. En efecto, el tamaño del nuevo grupo en generación no le permitiría cerrar el acceso a este mercado para otros comercializadores o subir su precio, máxime cuando existe un mercado spot de generación organizado líquido y con precios transparentes. Por otro lado, tampoco cabría esperar un efecto de cierre sobre el mercado descendente de suministro, dado que el nuevo grupo no acapararía una demanda significativamente superior a la que abastece en la actualidad UNIÓN FENOSA.

7.2.2.2 Integración vertical distribución/suministro

La presencia de UNIÓN FENOSA se concentra en particular en las zonas geográficas de Galicia y Castilla La Mancha, donde controla casi el [...] y el [...] de los puntos de suministro, respectivamente. Asimismo, en Madrid sus redes cubren el [...] de los puntos de suministro y en Castilla y León el [...]. A nivel nacional, según datos de 2006, UNIÓN FENOSA es titular del [...] del total de los puntos de suministro.

Como en el caso del gas, la integración de distribución y comercialización bajo la propiedad de una misma empresa ha representado un activo de gran importancia para el desarrollo de la comercialización. Todos los operadores eléctricos establecidos, incluida UNIÓN FENOSA se caracterizan por una estructura verticalmente integrada de las actividades de distribución y comercialización. El desarrollo de esta última actividad se ha realizado, en muchos casos, de forma más pronunciada en el área cubierta por la distribuidora afiliada. Los casos más evidentes son los de IBERDROLA y ENDESA. En el caso de UNIÓN FENOSA el porcentaje de ventas realizadas en su área de distribución ha descendido del [...] en 2005 al [...] en 2007.

En cuanto a la permanencia de los clientes con el comercializador perteneciente al mismo grupo empresarial del distribuidor al que están conectados, UNIÓN FENOSA ha mantenido un porcentaje importante de las ventas a precio libre dentro de su área de distribución, alrededor del [...] en 2007.

Por su parte, GAS NATURAL no tiene una presencia significativa en distribución de electricidad, limitándose su actividad a la de dos pequeñas distribuidoras en el área de Salamanca, cuya cuota a nivel provincial es inferior al [...].

Por lo tanto, la operación no produciría cambios apreciables respecto de la situación existente en este ámbito.

7.3 Efectos de conglomerado

En este apartado se examina la incidencia de la operación sobre la competencia desde la perspectiva de la integración de conglomerado, que se refiere a la ampliación del ámbito de actuación empresarial a mercados de producto diferentes pero próximos por tener una relación de complementariedad/sustituibilidad que mejora la posición competitiva de la empresa frente al consumidor.

Dada la posición dominante de GAS NATURAL como distribuidor de gas en casi todas las Comunidades Autónomas en España, y la presencia significativa de UNIÓN FENOSA como distribuidor de electricidad en algunas de las zonas donde distribuye gas GAS NATURAL, cabe analizar si la operación puede entrañar efectos negativos sobre la competencia en los mercados de comercialización de gas y electricidad, teniendo además en cuenta que es cada vez más frecuente el suministro conjunto de ambos productos por parte de un solo comercializador.

Como en el caso de los efectos verticales, cabe observar que no existen criterios “estándar” para examinar los efectos de conglomerado de una operación de concentración sobre la competencia y la valoración de los mismos tiende a realizarse de forma específica dependiendo del caso.⁸⁶

Impacto del solapamiento de redes de gas y electricidad sobre la competencia

El nuevo grupo heredaría la propiedad de las redes de distribución de gas de GAS NATURAL, que es el único distribuidor en la gran mayoría de las CCAA⁸⁷ y cubre el 84% de los puntos de suministro de gas en el territorio español peninsular, y de las redes de distribución de electricidad de UNIÓN FENOSA, que sirven a casi el 14% de los puntos de suministro de electricidad en España, concentrados en Galicia, Madrid, Castilla La Mancha y Castilla y León.

⁸⁶ La teoría económica proporciona un marco teórico para el análisis de estos efectos, aún cuando es de difícil estandarización. Véase: *Non-Horizontal Merger Guidelines* IP/03/1744 y J.Church “The Impact of Vertical and Conglomerate Mergers on Competition”, Report for the European Commission (September 2004).

⁸⁷ GAS NATURAL controla más del 90% de la distribución de gas en todas las CCAA, con la excepción de Aragón, País Vasco, Extremadura y Baleares.

Como consecuencia de la operación, se generaría un solapamiento de las redes de gas y electricidad en las zonas de Madrid, Galicia y en algunas provincias de Castilla La Mancha y Castilla y León. Como puede apreciarse del cuadro siguiente, el grado de coincidencia sería especialmente elevado en Galicia, donde el nuevo grupo actuaría como el único distribuidor de gas y electricidad⁸⁸, con la excepción de VIESGO que es titular de una red de distribución de electricidad en la zona de Lugo. En las otras CCAA el nuevo grupo sería el principal distribuidor de gas, pero IBERDROLA es el principal distribuidor de electricidad.

Cuadro 36 Provincias y CCAA en las cuales existe solapamiento de las redes de distribución de gas de GAS NATURAL y de las redes de distribución eléctrica de UNIÓN FENOSA

Provincia/CCAA	Cuota de GAS NATURAL en distribución de gas (% sobre puntos de suministro)	Cuota de UNIÓN FENOSA en distribución de electricidad (% sobre puntos de suministro)
Ciudad Real	[...]	[...]
Cuenca	[...]	[...]
Guadalajara	[...]	[...]
Toledo	[...]	[...]
CASTILLA LA MANCHA	[...]	[...]
León	[...]	[...]
Segovia	[...]	[...]
Soria	[...]	[...]
Zamora	[...]	[...]
CASTILLA Y LEÓN	[...]	[...]
La Coruña	[...]	[...]
Lugo	[...]	[...]
Orense	[...]	[...]
Pontevedra	[...]	[...]
GALICIA	[...]	[...]
MADRID	[...]	[...]

Fuente: CNE e Información aportada por GAS NATURAL y UNION FENOSA

⁸⁸ En Galicia, a finales de 2007, el número de puntos de suministro en las redes de distribución de gas de GAS NATURAL era de unos [...] y el de las redes de electricidad de UNIÓN FENOSA alrededor de 1.500.000.

En 2005, en el informe sobre la operación GAS NATURAL/ENDESA⁸⁹, esta CNE advertía de que el solapamiento geográfico de las redes de distribución causado por esa operación podría reforzar la ventaja competitiva de los operadores incumbentes en la comercialización de gas y electricidad, creando una barrera a la entrada para otros competidores. Esta ventaja se asociaba a la existencia, tradicionalmente, de una fuerte interrelación entre actividad de distribución y de comercialización, al desarrollar muchos comercializadores su actividad principalmente dentro de los límites de sus áreas de distribución. A este aspecto se añadía la tendencia de los consumidores domésticos a permanecer con el grupo empresarial que les suministraba antes de la liberalización del mercado, en parte como resultado de su relación con el distribuidor (mediante facturas, reparaciones y otros servicios) y por el conocimiento de la marca, y en parte por razones de inercia y escasa disposición al cambio de suministrador ligadas a las propias características de esta categoría de consumidores.

En el referido informe esta Comisión también observaba que la principal fuente de competencia para un comercializador de gas (o electricidad) procedía, en el caso de los clientes domésticos, de un comercializador procedente del otro sector, esto es, del mismo grupo empresarial del distribuidor de electricidad (o gas) activo en la misma zona geográfica. Asimismo, señalaba que el distribuidor podría obstaculizar el cambio de suministrador mediante actuaciones discriminatorias a favor de su comercializador integrado en cuanto a contratación de acceso e información sobre los puntos de suministro.

Parte de estas reflexiones surgían del contexto regulatorio y de mercado existente en España en 2005 y deben por tanto revisarse a la luz de los desarrollos posteriores de la liberalización y de la competencia⁹⁰. En primer lugar, cabe destacar que la adaptación de la normativa nacional a las Directivas Europeas de gas y electricidad⁹¹ ha avanzado en la

⁸⁹ CNE, Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa, S.A. por Gas Natural SDG, S.A., mediante oferta pública de adquisición de acciones, 5 de diciembre de 2005.

⁹⁰ Para más detalles véase el apartado 7.4 sobre barreras a la entrada.

⁹¹ Véanse 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, y la Ley 17/2007, de 4 de Julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

separación entre la actividad de distribución y la de comercialización mediante: (1) la eliminación de la función de suministro a precio regulado que realizaban los distribuidores, que ya no tienen acceso directo a los clientes (los consumidores de gas que se suministraban en tarifa han sido trasladados a los comercializadores de último recurso); y (2) la introducción de medidas de separación funcional dirigidas a evitar que los grupos empresariales integrados tengan incentivos para discriminar a favor de las empresas comercializadoras pertenecientes al mismo grupo.

En segundo lugar, la regulación ha avanzado en los instrumentos para garantizar que todos los procesos asociados con el cambio de suministrador de gas y electricidad se realicen en condiciones de transparencia, objetividad e independencia, mediante la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, a la cual se atribuye la función de supervisión y, en su caso, la de gestión directa de los procesos de cambio de suministrador. De este modo se espera que la Oficina contribuya al fomento de la competencia en el mercado minorista, especialmente en el segmento de los consumidores domésticos.

En tercer lugar, en estos últimos años se han observado tendencias, por parte de algunos incumbentes, a desarrollar su actividad de comercialización fuera de sus zonas geográficas de distribución. Este es el caso, en particular, de ENDESA, que, a pesar de no contar con red de distribución en Galicia y en Madrid, es en la actualidad el segundo comercializador de gas después de GAS NATURAL (su cuota es del 27,36% en Galicia y del 13% en Madrid sobre el total de consumidores en el mercado liberalizado en estas zonas; cabe matizar que estas cuotas son menores si se calculan respecto del total del gas suministrado, como se muestra en los cuadros siguientes). La presencia industrial de ENDESA en Galicia, así como el conocimiento de su marca, han facilitado su penetración comercial en estas zonas.

Cuadro 37 Cuotas empresariales en el mercado de gas liberalizado en GALICIA

Empresa	Mercado liberalizado en 2007				
	La Coruña	Lugo	Orense	Pontevedra	GALICIA
Gas Natural	54,72%	58,27%	67,38%	67,36%	59,88%
Unión Fenosa	14,52%	13,10%	14,70%	8,91%	12,67%
Hidrocantábrico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Endesa	30,73%	28,30%	17,88%	23,64%	27,36%
Gas Mérida	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Iberdrola	0,02%	0,33%	0,04%	0,08%	0,08%
Cepsa	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%
Shell	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
BP	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nexus Energía S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fuente: CNE, Informe mercado minorista 2007

Cuadro 38 Cuotas empresariales en el mercado de suministro de gas total en GALICIA

Empresa	Mercado de suministro total en 2007				
	La Coruña	Lugo	Orense	Pontevedra	GALICIA
Gas Natural	82,80%	81,72%	90,12%	87,58%	84,77%
Unión Fenosa	5,72%	5,74%	4,45%	3,39%	4,91%
Hidrocantábrico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Endesa	11,47%	12,40%	5,41%	9,00%	10,28%
Gas Mérida	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Iberdrola	0,01%	0,14%	0,01%	0,03%	0,03%
Cepsa	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Shell	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
BP	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nexus Energía S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fuente: CNE, Informe mercado minorista 2007

Cuadro 39 Cuotas empresariales en el mercado de suministro de gas en MADRID

Empresa	Mercado liberalizado en 2007
	MADRID
Gas Natural	69,57%
Unión Fenosa	9,38%
Hidrocantábrico	0,00%
Endesa	13,40%
Gas Mérida	0,00%
Iberdrola	7,64%
Cepsa	0,00%
Shell	0,00%
BP	0,00%
Gaz de France	0,00%
Nexus Energía S.A.	0,00%
Total	100,00%

Empresa	Mercado de suministro total en 2007
	MADRID
Gas Natural	80,22%
Unión Fenosa	7,80%
Hidrocantábrico	2,11%
Endesa	3,59%
Gas Mérida	0,00%
Iberdrola	1,82%
Cepsa	2,58%
Shell	1,03%
BP	0,71%
Gaz de France	0,15%
Nexus Energía S.A.	0,00%
Total	100,00%

Fuente: CNE, Informe mercado minorista 2007

En cuarto lugar, se debe mencionar que, durante 2005 y 2006, la actividad de comercialización conjunta de gas y electricidad se ha visto frenada, indirectamente, por la evolución de la tarifa integral respecto del precio mayorista de la electricidad. Al situarse el precio de la energía implícito en tarifa por debajo del precio mayorista, disminuyó significativamente la rentabilidad de la comercialización eléctrica, induciendo algunas empresas a retirarse (total o parcialmente) de este mercado. Este fue el caso, por ejemplo, de IBERDROLA y GAS NATURAL. Por otra parte, empresas como ENDESA e HIDROCANTÁBRICO eligieron permanecer o incluso intensificar su actividad de comercialización. A partir de 2007, con el reconocimiento del déficit tarifario ex ante, se ha vuelto a impulsar el desarrollo de la comercialización eléctrica y por tanto es previsible que pueda mejorar el incentivo a la comercialización conjunta de gas y electricidad.

Atendiendo a los desarrollos regulatorios recientes, a la evolución de la competencia en el suministro a clientes finales, y al hecho de que en las principales zonas donde el nuevo grupo controlaría las redes de gas y electricidad opera por lo menos un operador establecido y muy conocido en toda España (ENDESA en Galicia e IBERDROLA en Madrid, Castilla La Mancha y Castilla y León), se valora que el solapamiento de redes creado por la operación no constituiría *per se* un obstáculo para el mantenimiento de la competencia efectiva en las zonas afectadas por el mismo.

La experiencia de los mercados más competitivos y maduros, como el Reino Unido, indica que los operadores incumbentes tienden a retener gran parte del conjunto de los consumidores domésticos habituales, debido a su gran inercia a cambiar de suministrador, a pesar de tener en muchos casos mejores ofertas de precios realizadas por otros competidores. Según información publicada por OFGEM en julio de 2007, en el mercado británico el operador establecido sigue suministrando un porcentaje muy relevante de los consumidores en su área de influencia. Céntrica, por ejemplo, mantiene una cuota de mercado cercana al [...]. Su ventaja competitiva, al no tener redes de distribución, se asocia más al hecho de ser un operador incumbente y por tanto conocido⁹² por los clientes.

No obstante, y atendiendo al solapamiento de redes conjuntamente con la mayor fuerza comercial del nuevo grupo, que uniría una cuota del [...] en suministro a clientes domésticos de gas y una del [...] en suministro a clientes de electricidad en baja tensión, la operación, sin crear una barrera a la entrada, aportaría una ventaja competitiva al nuevo grupo en la captación de nuevos clientes frente a otros comercializadores, especialmente en el suministro conjunto de gas y electricidad.

⁹² Céntrica utiliza la marca histórica “British Gas” para su actividad de comercialización de gas a clientes domésticos.

7.4 Barreras a la entrada

En los apartados anteriores se han identificado una serie de posibles efectos negativos que la operación podría implicar para la competencia en los mercados de gas natural y electricidad. Sin embargo, si en un mercado la entrada resulta relativamente fácil, es improbable que una concentración vaya a plantear un riesgo anticompetitivo importante. A este respecto se debe valorar, como señalan las Directrices de la Comisión Europea sobre la evaluación de las concentraciones horizontales⁹³ en qué medida la entrada puede tener lugar en un período corto de tiempo, y si es probable y suficiente, ya que, sólo en ese caso, la reducción de competencia provocada por una concentración podría ser restablecida por el propio funcionamiento del mercado.

7.4.1 Barreras a la entrada en el sector del gas natural

El notificante apunta diversas barreras de entrada en el sector de gas natural, mencionando que las mismas ya fueron analizadas por el TDC en el asunto GAS NATURAL/ENDESA y consistían en las siguientes: acceso a las fuentes de aprovisionamiento, acceso a infraestructuras de importación, elevadas inversiones en nuevas infraestructuras, integración vertical, escala mínima de entrada en comercialización, estructura de precios minoristas y fidelización o captura del cliente.

No obstante, GAS NATURAL considera que aquellas se han visto reducidas de manera muy sensible desde entonces, afirmando, asimismo, que en ningún caso la operación dará lugar a un reforzamiento de las mismas.

La CNE en su informe sobre la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA destacaba diversas barreras de entrada, algunas de ellas identificadas en informes previos y coincidentes con el citado informe del TDC. A continuación se revisan estas consideraciones para valorar si, a la luz de los recientes desarrollos regulatorios y de mercado, los elementos mencionados siguen representando barreras a la entrada al mercado:

⁹³ Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/C31/03).

Riesgo regulatorio

Con respecto al primero de estos obstáculos, con objeto del análisis de la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA se indicaba que ya en 2005 el grado de incertidumbre se había reducido notablemente en los últimos años, como consecuencia del Real Decreto 949/2001, que introduce un sistema económico integrado del sector de gas natural, y su implementación mediante las Ordenes ECO/301/2002, ECO/302/2002 y ECO/303/2002 que establecen los parámetros y los valores iniciales para el cálculo de la retribución, de las tarifas y de los peajes para el sector del gas natural.

Desde la elaboración del citado informe por parte de la CNE y hasta la fecha, procede destacar la promulgación de nueva regulación que favorece nuevamente la reducción de este posible riesgo regulatorio en materia de gas natural.

Así, 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 la finalidad de adaptar aquella a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Esta Ley incluye medidas para conseguir un mercado interior de gas natural plenamente liberalizado de que pueda derivarse una mayor competencia, la reducción de los precios y la mejora en la calidad del servicio.

Asimismo, se redefinen las actividades de los sujetos que actúan en el sector gasista, estableciendo una separación jurídica y funcional de las actividades de red con respecto a las de producción y suministro, eliminando la posible competencia entre distribuidores y comercializadores en el mercado de suministro mediante la desaparición del sistema de tarifas y la creación de la tarifa de último recurso. Por otro lado, la Ley prevé la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, a los efectos de garantizar que el derecho de cambio de suministrador por parte de los consumidores se realice bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. Se destaca el refuerzo a la independencia del Gestor Técnico del Sistema, así como la separación jurídica y funcional de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural.

Acceso a la capacidad de transporte

En este apartado se analizaban aspectos relacionados con la reserva y contratación de capacidad de regasificación así como relacionados con la entrada y salida al sistema de transporte y almacenamiento.

En el caso de la operación GAS NATURAL/ENDESA la CNE indicaba que a la fecha del planteamiento de la misma podía afirmarse que, de forma general, existe capacidad disponible para contratar, existe transparencia en relación al estado de contratación de las infraestructuras y los mecanismos de asignación y de pérdida de capacidad en caso de infrautilización, así como modelos estándar para solicitudes y contratos, de forma que la reserva de capacidad de regasificación y/o de entrada al sistema de transporte-distribución no supone un obstáculo para ejercer la actividad de comercialización.

De este modo, la CNE en su informe no consideraba que, en general, la actividad regulada del transporte estuviera ejerciendo efectos distorsionadores o de barrera a la entrada sobre las actividades de aprovisionamiento y comercialización.

Sin embargo, tal y como se ha descrito en detalle en el apartado 7.1.1.2, el sistema gasista español presenta en la actualidad carencias de flexibilidad importantes que son especialmente graves considerando su elevada dependencia del suministro de GNL para la cobertura de la demanda (el perfil de aprovisionamiento mediante GNL está basado en buques de gran tamaño que llegan a intervalos regulares en el tiempo y configuran una oferta en forma de dientes de sierra, mientras la demanda a cubrir es alisada y apuntada en ciertas épocas del año).

El principal problema es la escasez de almacenamientos subterráneos. En el Informe marco de cobertura de la demanda de 2007 la CNE advertía que *“Actualmente el mayor riesgo del sistema se deriva del lento progreso en los desarrollos de nuevos almacenamientos subterráneos”*. Además, no se prevé que este problema pueda solucionarse con prontitud: los datos disponibles en la CNE indican que los nuevos almacenamientos de Marismas (previsto para 2007), Poseidón (previsto para 2010) y la ampliación de Gaviota (prevista para 2011) se podrían retrasar varios años en relación

con las previsiones de la planificación. Por otra parte, la entrada en funcionamiento de los nuevos almacenamientos de Yela y Castor no se espera antes del 2014.

Al anterior se une el problema de las restricciones en las redes de transporte internas, en algunas áreas geográficas. En particular, en las zonas del Levante y del Noroeste se están produciendo congestiones relevantes de la red que restringen el óptimo funcionamiento del sistema (por ejemplo, la limitada capacidad de evacuación de la red en el Noroeste está limitando la capacidad de la planta de regasificación de Mugardos de cubrir la demanda en puntos de suministro situados fuera de esta zona). También en el caso de estas restricciones la solución no será inmediata, puesto que ninguno de los gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema entrará en servicio antes del 2012.

En respuesta a estos problemas logísticos, se ha desarrollado en los últimos años un mercado secundario de transacciones informales, a través de la plataforma informática MS-ATR de ENAGAS, que es especialmente importante para los comercializadores de tamaño más reducido que se aprovisionan de GNL y no cuentan con un mercado suficientemente amplio de clientes finales y/o con generación eléctrica.

Asimismo, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, habilita al Ministro a establecer criterios de asignación de capacidad a las infraestructuras gasistas en las que puedan presentarse congestiones distintas al criterio cronológico, con el fin de obtener una gestión más eficaz del acceso a las mismas. Así, la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, prevé la asignación, según criterios de prorrata, de capacidad de almacenamiento a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad incluyendo las estratégicas y las operativas. Una parte de la capacidad de almacenamiento se asigna mediante un procedimiento de subasta, por considerar que los instrumentos de mercado son los mecanismos más eficientes en las situaciones de que un recurso sea escaso. Para el periodo de 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009, el 95% de la capacidad se asignó mediante el criterio de prorrata y se subastó el 5% de la capacidad remanente.

En enero del año 2011 la capacidad de almacenamiento disponible será, previsiblemente, la misma que en la actualidad. Por lo tanto, si se mantiene el criterio de reparto anual de

la capacidad de almacenamiento de manera proporcional a las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural, y teniendo en cuenta el aumento de la demanda de gas, no es de esperar que quede capacidad remanente para subastar.

Acceso a fuentes de gas alternativas

En lo que concierne el acceso a fuentes alternativas de gas natural, aspecto reconocido como una barrera de entrada, en el informe sobre la concentración GAS NATURAL/ENDESA, la CNE evidenciaba la existencia de una tendencia progresiva al aumento y diversificación de las orígenes de gas y existiendo un número creciente de operadores que se aprovisionan de forma independiente del grupo GAS NATURAL.

Como se ha explicado en el apartado 7.1.1.1, la dinámica competitiva del mercado primario sigue caracterizándose por cierta rigidez asociada a la existencia de contratos de largo plazo, aunque en los últimos años se ha introducido mayor flexibilidad en los contratos tradicionales y ha aumentado la contratación spot y a corto plazo de GNL. Los contratos a largo plazo siguen representando la gran mayoría de las importaciones a España, y son indispensables para el desarrollo de la comercialización. Sin embargo, el plazo de tiempo necesario para organizar la importación de gas bajo contratos a largo plazo suele ser muy extenso, constituyendo una verdadera barrera a la entrada en este segmento de mercado. En el caso del GNL, se necesitan típicamente entre dos y cinco años entre el comienzo de las negociaciones hasta la llegada de los primeros buques de GNL. Esto es así porque se requiere la coordinación de inversiones significativas en los distintos puntos de la cadena de suministro de GNL, abarcando la liquefacción, transporte en buques metaneros y la contratación del acceso a las plantas de regasificación. En el caso de los contratos de gas canalizado los tiempos tienden a ser aún más largos, puesto que se trata de diseñar y construir gasoductos nuevos (cuando estos cruzan fronteras internacionales presentan además complejidades legales que requieren la cooperación entre gobiernos).

Dificultades de acceso al mercado de comercialización

Tal y como indicaba la CNE en el informe sobre la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA, las actividades de compraventa de gas no son en principio muy

intensivas en capital y no requieren costes específicos que no puedan recuperarse al salir del mercado (cuando no están asociadas con la adquisición de activos de gas *upstream* o *midstream*).

Por otra parte, para que la actividad de comercialización sea rentable se requiere contar con una importante masa crítica de volumen de gas, lo cual condiciona enormemente la entrada de nuevos operadores en este mercado, ya que disponer de un nivel mínimo de demanda es un requisito que no todos los operadores pueden lograr, aspecto éste mencionado por el SDC informes previos.

Por otro lado, la inercia de los clientes a permanecer con el mismo suministrador habitual se convierte en una gran ventaja para el ya instalado, lo que a su vez supone una barrera de entrada para las nuevas comercializadoras. Sobre este aspecto y en este mismo sentido se manifestó el TDC con motivo del expediente de concentración GAS NATURAL/ENDESA.

Esta misma inercia de los clientes a permanecer con el suministrador habitual, hace que los consumidores prefieran tener como comercializador a una empresa del grupo propietaria de todas las infraestructuras de distribución de gas. Esto se explica en tanto que los consumidores consideran que la seguridad en el suministro, el servicio y la asistencia técnica será siempre mejor si permanecen con la empresa que tradicionalmente ha abastecido al mercado nacional o una empresa de su grupo.

En 2005, el fenómeno de la fidelización de los clientes a su suministrador habitual se consideraba aún muy acusado, especialmente en el sector doméstico-comercial, indicando la existencia de tasas de fidelización elevadas, especialmente en el caso de GAS NATURAL, para el cual se registran tasas de permanencia de los clientes superiores al 80% en 2004.

Así, la CNE concluía que esta situación representaba una barrera de mercado importante, puesto que implica condiciones ventajosas para los incumbentes que los comercializadores independientes no pueden igualar. De hecho, se observa que los competidores más efectivos de los comercializadores de gas pertenecientes a un grupo

con distribución son los comercializadores de los grupos eléctricos con distribución en la misma zona geográfica.

Según se indica en el INFORME MENSUAL DE SUPERVISION DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS, de junio de 2008, elaborado y publicado por la CNE, el número de comercializadores de gas natural en España ha crecido en los últimos años, alcanzando actualmente, la cifra de 20, lo que convierte al mercado español de gas en uno de los más competitivos de Europa.

Con todo lo anterior, si bien el volumen de consumidores que han entrado en el mercado del gas natural en España se ha visto incrementado, el grueso de los clientes se reparte en tres grupos comercializadores, que a su vez lideran el mercado de distribución en virtud del número de clientes, lo que reforzaría el hecho de la captación de clientes por comercializadoras pertenecientes al grupo del distribuidor local.

Asimismo, puede concluirse que los principales comercializadores de gas, al margen del GRUPO GAS NATURAL, que han conseguido establecerse y afianzar una posición destacada en el mercado son operadores con una posición relevante en el sector eléctrico, tanto desde el punto de vista del consumo como del número de clientes: GRUPO IBERDROLA, GRUPO ENDESA, GRUPO HIDROCANTABRICO-NATURGAS y GRUPO UNION FENOSA.

Cabe resaltar que durante los años 2007 y 2008 se han adoptado distintas medidas para facilitar el cambio de suministrador y la entrada de nuevos operadores en la comercialización de gas.

En primer lugar, 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 crea la Oficina de Cambios de Suministrador atribuyéndole la función de supervisión, y en su caso, gestión directa del proceso de cambio de suministrador (artículo 83.bis de la Ley 34/1988 del Sector de Hidrocarburos).

La Oficina debe garantizar que los procesos asociados al cambio de suministrador de gas (y también de electricidad) se realicen en condiciones de transparencia, objetividad e independencia, de modo que ningún agente pueda aprovecharse de su posición para favorecer intereses particulares, impidiendo que mediante el incumplimiento de las normas sobre cambio de suministrador se dificulte el “switching” a empresas comercializadoras independientes del grupo societario de la distribuidora a la que está conectada el consumidor final. De este modo se espera que la Oficina contribuya al fomento de la competencia en el mercado minorista y al desarrollo de la actividad de comercialización.

La Oficina de Cambios de Suministrador se configura por Ley como una sociedad mercantil con objeto social exclusivo, realizando sus funciones simultáneamente en los sectores del gas natural y de la electricidad. En lo que concierne a la composición accionarial, está integrada por los diferentes actores en las diferentes actividades energéticas, de manera proporcional a su importancia y representatividad en el sector, con mayor peso de los comercializadores sobre los distribuidores. Dentro de la cuota de cada grupo de sujetos, la participación correspondiente a cada empresa se realizará en función de la energía circulada a través de sus instalaciones, en el caso de los distribuidores y de la energía vendida en el caso de los comercializadores, no pudiendo resultar una participación superior al 20% por grupo de sociedades.

La oficina ha recibido autorización para iniciar su actividad el día 20 de agosto de 2008, fecha de publicación en el BOE de la Resolución de 1 de agosto de 2008 de la Secretaría General de Energía.

Para el ejercicio de su actividad la OCS tendrá acceso a las bases de datos de consumidores y puntos de suministro de gas y de electricidad (47bis LSE y 83bis LSH).

En la actualidad están pendientes de desarrollo reglamentario el contenido preciso de la función de supervisión, la información que debe ser intercambiada por los distintos agentes y los casos en los que la oficina asumirá la gestión directa de los cambios.

En relación con la supervisión de los cambios de suministrador, por el momento el desarrollo reglamentario se ha limitado a los siguientes aspectos:

- *A partir de 1 de enero de 2009, la Oficina de Cambio de Suministrador remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, información provisional con carácter mensual y definitiva con carácter trimestral sobre los cambios de suministrados que se han realizado en el periodo, en el que incluirá el detalle de las solicitudes de cambio que se han enviado, las que han sido aceptadas, las rechazadas, las pendientes de respuesta, las pendientes de activación, las solicitudes anuladas, las activadas y los impagos producidos. (Disposición adicional séptima. Información a remitir por la Oficina de Cambio de Suministrador. ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008 BOE n. 156 de 28 de junio).*
- *La oficina de cambios de suministrador podrá exigir al comercializador toda la documentación que precise para asegurar la adecuada aplicación del proceso de cambio de suministrador de gas. (Orden ITC/2309/2007 de 30 de julio).*

En cuando al desarrollo de los procedimientos de cambio de suministrador en gas, se ha regulado el consentimiento del cliente al cambio de comercializador de gas en la Orden ITC/2309/2007 de 30 de julio:

- *Se entenderá que el cliente ha dado su conformidad expresa siempre que ésta sea acreditada por cualquier medio contrastable que permita garantizar la identidad del mismo, a los efectos de lo previsto en el artículo 44.2.d) del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.*
- *El comercializador deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor, si bien, a efectos de validar el cambio, podrá ser suficiente el dar traslado en soporte electrónico de la voluntad inequívoca del cliente.*

Los procedimientos que se han desarrollado presentan ciertas asimetrías para gas y electricidad. Así, este consentimiento del cliente no se ha regulado en electricidad. Por su parte, en gas no existen las mismas obligaciones que existen en electricidad en cuanto al

acceso a las bases de datos de puntos de suministro, ni a la información sobre impagos de clientes.

Asimismo se han aprobado otras medidas de promoción de de la competencia en relación con el suministro de gas. Concretamente el Real Decreto 1068/2007 de 27 de julio introduce medidas para incrementar la transparencia del mercado y evitar prácticas desleales de recuperación de clientes:

“Artículo 4. Medidas de promoción de la competencia.

1. En el plazo de 15 días desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, las empresas distribuidoras deberán facilitar, a través de su página web y cada vez que sean requeridas por un consumidor, el listado de empresas comercializadoras facilitado por la Comisión Nacional de Energía con sus respectivos números de teléfono de atención al cliente y direcciones de página web, especificando cuáles han asumido la obligación de suministro de último recurso.

2. Desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, si un consumidor con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso opta por cambiar de suministrador, ni el suministrador original, ni ninguna otra empresa comercializadora del mismo grupo empresarial podrán realizar contraofertas a ese consumidor hasta que transcurra 1 año, siempre que el suministrador original fuera un comercializador de último recurso.

Una vez hecho efectivo el cambio, ni el suministrador original, ni ninguna otra empresa comercializadora del mismo grupo empresarial podrán contratar el suministro con dicho consumidor en el plazo de 1 año, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 3 del presente Real Decreto.

El incumplimiento de esta disposición será considerado infracción administrativa a los efectos señalados en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, sin perjuicio de que pueda ser, en su caso, una infracción de las previstas en la Ley 15/2007, de 3 de julio, de la Defensa de la Competencia.

La Oficina de Cambios de Suministrador comunicará los incumplimientos de lo establecido en la presente disposición a la Comisión Nacional de Energía a los efectos oportunos.”

“DISPOSICIÓN ADICIONAL ÚNICA. Listado de comercializadores.

1. En el plazo de 7 días desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, las empresas comercializadoras que así lo deseen deberán remitir su número de teléfono de atención al cliente y dirección de página web a la Comisión Nacional de Energía, para ser incluidos en el listado de comercializadores a que hace referencia el artículo 4.

2. La Comisión Nacional de Energía deberá publicar y mantener actualizado dicho listado en su página web antes de que transcurran 10 días desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.”

Asimismo debe tenerse en cuenta la existencia de procedimientos de cambio de suministrador anteriores a la existencia de la oficina que en la actualidad están siendo adaptados a la nueva normativa y que están pendientes de aprobación reglamentaria.

Por último cabe destacar que este proceso de cambio de suministrador y su supervisión por la oficina son a su vez controlados por la Comisión Nacional de la Energía. Así, el artículo tres, punto 4 de la LSH dispone que sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de Defensa de la Competencia, la Comisión Nacional de Energía, además de las funciones establecidas en la legislación vigente y con objeto de garantizar la ausencia de discriminación y un funcionamiento eficaz del mercado, “supervisará”, en el sector del gas natural *“el cumplimiento de la normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador. A tal efecto, la Comisión Nacional de Energía podrá dictar circulares, que deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado, para recabar de los sujetos que actúan en el mercado gasista cuanta información requiera para efectuar la supervisión”*. Todo ello, sin perjuicio de la incoación de los correspondientes procedimientos sancionadores por incumplimiento de los procedimientos y de la normativa sobre cambio de suministrador.

El grado elevado de integración vertical entre aprovisionamiento, comercialización y distribución de gas

La CNE ponía de manifiesto en su informe que el grupo GAS NATURAL mantenía, a la fecha de la operación de concentración planteada con ENDESA, una fuerte presencia en

todos los eslabones del sector del gas natural en España, con excepción del transporte, indicando que esta situación de integración vertical confiere a GAS NATURAL una ventaja especialmente importante con respecto a otros comercializadores, consistente en facilitar el acceso a una amplia base de clientes para colocar el gas aprovisionado.

El SDC en sus informes sobre PLANTA DE REGASIFICACION DE SAGUNTO y GAS DE ASTURIAS/GAS FIGUERES identificaba como barrera de entrada *“las ventajas derivadas de la antigua posición de monopolio de GAS NATURAL en el sector y la disponibilidad de información privilegiada sobre clientes potenciales y actuales.”*

En el informe ENDESA/GAS NATURAL el TDC identificaba como barrera de entrada *“la disponibilidad de información privilegiada sobre clientes potenciales y actuales que ya posee GAS NATURAL, S.A. después de muchos años de monopolio, más la que obtendrá tras los próximos ocho años de operar en solitario a nivel nacional, constituye otro obstáculo al acceso a este mercado.”* Finalmente, el informe del SDC sobre el expediente ENDESA GAS/DICOGEXSA menciona *“la intensa concentración e integración vertical del sector.”*

Se indicaba que el acceso privilegiado a los clientes, como resultado de la integración entre comercialización y distribución, surgía de la existencia de una compleja interacción entre actividad de comercialización y distribución en un mercado liberalizado.

Así se hacía mención expresa a la relación entre distribuidor y comercializador en caso de contratación del acceso a las instalaciones gasistas, en relación con el control de los puntos de suministro y con los procedimientos de cambio de suministrador, o los servicios que deben o pueden ser ofrecidos por las distribuidoras a las comercializadoras, según la normativa en vigor, entre otros.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/98, impone la liberalización total del mercado del gas natural en España. Dentro del nuevo modelo que en aquella se define, el gas natural será suministrado exclusivamente por las empresas comercializadoras, que serán las empresas con las que habrán de contratar el gas los consumidores. Así, se diferencian las distribuidoras de las comercializadoras, siendo las primeras las personas jurídicas titulares de las instalaciones de distribución, cuya función

es distribuir el gas natural por canalización, construir y mantener las infraestructuras destinadas a colocar el gas en los puntos de consumo, mientras que las comercializadoras son las sociedades mercantiles que compran a las distribuidoras el gas para venderlo a los consumidores.

Asimismo, incorpora la figura de los suministradores de último recurso, cuya labor será la de suministrar gas a aquel colectivo, que por no disponer de capacidad suficiente de negociación, han de ser protegidos con la finalidad de no quedarse sin distribuidor. Esta figura surge como consecuencia de la desaparición de las tarifas a partir del 1 de enero de 2008. La tarifa de último recurso es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a estos consumidores.

El Real Decreto 1068/2007, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural, ha designado a las empresas comercializadoras de gas que prestarán el servicio de último recurso: ENDESA ENERGIA, S.A., GAS NATURAL SERVICIOS, S.A., IBERDROLA, S.A., NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U. y UNION FENOSA COMERCIAL, S.L.

De acuerdo con la Orden ITC/2309/2007, a partir del 1 de julio de 2008, los consumidores que sigan siendo suministrados por una empresa distribuidora en régimen de tarifa regulada, sin haber elegido una empresa comercializadora, pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la distribuidora. A partir de esa fecha, se consideran automáticamente extinguidos los contratos de suministro a tarifa realizados entre los distribuidores y los consumidores.

La mencionada Ley 12/2007 profundiza en la separación de actividades ya presente en nuestro ordenamiento jurídico, obligando a la separación jurídica de las redes de distribución y transporte, del resto de las actividades liberalizadas. En el caso de grupos de empresas, esta obligación se ve acompañada de una serie de cautelas destinadas a una efectiva separación funcional.

El modelo vigente parte de la separación de actividades reguladas (entendiendo por tales la gestión técnica del sistema, la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y distribución) de las liberalizadas (producción y comercialización). En cuanto a la red de

transporte el modelo adoptado excede de lo exigido por la directivas del 2003 de mercado interior de electricidad ya que opta por la separación de propiedad de la red de transporte atribuyendo la mayor parte de los activos de la red a ENAGAS, gestor técnico del sistema gasista. En lo que se refiere a la distribución se obliga a la separación legal y funcional de la distribución respecto de la comercialización y la producción.

La aprobación de la Ley 12/2007 obliga a las empresas reguladas al cumplimiento de nuevas obligaciones de separación legal y funcional, en vigor desde enero de 2008. Se debe mencionar que artículo 63 de la Ley 34/1998, en su redacción original, ya recogía la obligación de separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas, así como la necesidad de autorización para la toma de participaciones por sociedades que realicen actividades reguladas.

Así conforme al artículo 63.1 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan realizar actividades de producción o comercialización. Incluso se les prohíbe tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades. Por su parte, según el artículo 63.2, los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

No obstante lo anterior, para el caso de grupos de sociedades, el nuevo artículo 63 establece las siguientes medidas adicionales de separación funcional dirigidas a evitar los incentivos a discriminar a favor de las empresas comercializadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial:

"63.3 No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

- a. Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial*

que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.

- b. Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.*

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

- c. Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.*

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

Adicionalmente se establece la obligación, para las sociedades que realicen actividades reguladas, de establecer un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a, b y c

anteriores. Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad.

Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado, indicando las medidas adoptadas para lograr el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a, b y c anteriores.

Las modificaciones incorporadas por la legislación, obligación de separación jurídica y funcional, responden, según se indica en el preámbulo de la citada Ley 12/2007, a la necesidad de eliminar la posible competencia entre los distribuidores y los comercializadores en el sector de suministro con la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso a la que podrán acogerse aquellos consumidores que se consideren en función de la situación y evolución del mercado.

7.4.2 Barreras a la entrada en el sector eléctrico

El notificante hace referencia a diversas barreras de entrada en el sector de la electricidad identificadas en su día por el Tribunal de Defensa de la Competencia en el asunto C-94/05 Gas Natural/Endesa y que se han visto, en su opinión reducidas en la actualidad: aislamiento exterior, activos estratégicos, costes de instalación y diversificación del parque de generación, sistema de funcionamiento del mercado mayorista, costes de transición a la competencia, integración vertical y fidelización del mercado.

En particular, GAS NATURAL argumenta que el desarrollo de los mercados a plazo permite a las empresas acudir al mercado de suministro con contratos bilaterales que garanticen la estabilidad de los precios a largo plazo. Por otra parte, alega también que la separación de actividades de distribución y comercialización introducida por la Ley 17/2007 mitigará los eventuales efectos anticompetitivos de la integración vertical.

En el informe sobre el caso GAS NATURAL/ENDESA de 2005 y en otros informes previos, la CNE señaló diversos aspectos del sector que impedían que los nuevos entrantes en la actividad de generación pudieran competir en las mismas condiciones. A continuación se revisan estas consideraciones para valorar si, a la luz de los recientes

desarrollos regulatorios y de mercado, los elementos mencionados siguen representando barreras a la entrada al mercado.

Riesgo regulatorio

Tal y como indicaba la CNE en su informe sobre la concentración GAS NATURAL/ENDESA, así como en la concentración UNION FENOSA/HIDROCANTÁBRICO, las incertidumbres introducidas por el riesgo regulatorio provienen tanto de las carencias como de la impredecibilidad de los cambios normativos.

Ya en 2005, la CNE mencionaba en su informe que algunas de estas carencias normativas se han ido solventando con desarrollos regulatorios posteriores.

Además, se destacaban una serie de avances regulatorios con el objetivo de materializar el proceso de liberalización promulgado por la Ley del Sector Eléctrico, destacando a la fecha de elaboración del informe el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo.

Aún cuando existe un derecho de libre establecimiento de nuevos operadores en la producción de energía eléctrica, establecido por la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, se mencionaba la existencia de retrasos administrativos como una barrera importante a la entrada en el mercado de generación. Otra fuente importante de riesgo regulatorio mencionado por la CNE en el citado informe es el mecanismo de garantía de potencia, existente a la fecha.

Recientemente, se ha incorporado legislación que, en su caso, podría mitigar el citado riesgo regulatorio. Así, la Ley 17/2007, sustituye la garantía de potencia por el concepto de Pagos por Capacidad. El sistema de pagos por capacidad consiste en un mecanismo de retribución regulado y complementario al mercado que permite a las tecnologías de generación recuperar sus costes fijos, tanto de operación y mantenimiento como de inversión.

Procede, asimismo, mencionar la promulgación de legislación a los efectos de regular el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales, la aprobación del método de cálculo de combustibles y el procedimiento de despacho y

liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el método de cálculo de la retribución de la garantía de potencia en instalaciones de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores, la regulación de los contratos bilaterales que firmen las distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular, el derecho de cobro del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, condiciones de aportación de potencia al sistema eléctrico por parte de productores y consumidores, y las condiciones y procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica entre otros aspectos.

Capacidad de interconexión con otros sistemas

La escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas eléctricos limita fuertemente la participación de nuevos operadores por la vía de los intercambios eléctricos.

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), integrado por las entidades reguladoras de energía, Comisión Nacional de Energía (CNE) y por la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) y por las entidades supervisoras financieras, Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), han aprobado una propuesta de compatibilización del concepto de Operador Dominante para el mercado eléctrico en el ámbito del MIBEL en febrero de 2008.

En dicho documento se afirma que la capacidad de interconexión entre el espacio físico de la Península Ibérica y el resto de Europa todavía es muy reducida, por lo que el acceso efectivo a otros mercados resulta difícil, reconociendo la existencia de restricciones de capacidad dentro de la interconexión entre Portugal y España, hecho que permitiría que los dos mercados nacionales se integrasen plenamente.

Igualmente se afirma que la capacidad ilimitada de interconexión todavía no es una realidad en el contexto del MIBEL, al igual que en la mayoría de los demás mercados eléctricos transfronterizos en el ámbito de la Unión Europea.

Según consta en la página web de REE, se ha planificado el refuerzo de las interconexiones internacionales. Concretamente, respecto de la interconexión con Francia se indica que Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Electricité (RTE) han firmado a comienzos del 2008 un acuerdo para la construcción de una nueva línea por el este de los Pirineos, entre las subestaciones de Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia). Este eje, además de incrementar la capacidad de interconexión, permite reforzar la seguridad de los dos sistemas y favorecer la integración de mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica del sistema ibérico.

Por su parte, y en relación con la Interconexión con Portugal, Red Eléctrica y Rede Eléctrica Nacional (REN) han progresado los trabajos de refuerzo de los ejes del Duero y del Tajo, así como los estudios para las dos nuevas interconexiones de 400 kV, para alcanzar una capacidad mínima de intercambio comercial entre ambos países de 3.000MW.

La existencia de activos estratégicos

La existencia de una serie de “*activos estratégicos*” relacionados con las dificultades de acceso a emplazamientos, de acceso a recursos hidroeléctricos, de acceso a combustibles, restricciones de transporte, y derechos contractuales heredados, son considerados como barreras de entrada al mercado de generación, de manera que los nuevos entrantes se enfrentan a condiciones de inversión menos favorables con respecto a los generadores existentes.

En este apartado procede mencionar las Subastas Virtuales de Capacidad de Energía Eléctricas iniciadas en 2007. La finalidad de las Subastas Virtuales de Capacidad de Energía Eléctrica es mitigar el poder de mercado de los operadores dominantes (con cuota de mercado superior al 10 por ciento) para incrementar la competencia. Con este mecanismo se obliga a los productores con mayores cuotas de generación a ceder parte de su potencia a los demás sujetos del mercado de producción quienes, aunque no sean titulares de instalaciones de generación, pueden adquirir dicha energía y venderla en el mercado de producción como si fueran generadores, de manera que, por una parte, se limita el poder de mercado de los operadores dominantes y, de otro lado, se facilita la entrada en el mismo de otros sujetos y se aumenta el número de competidores.

Por otro lado, según consta en la Memoria de Actividades de la CNE 2007, durante el ejercicio 2007 las actuaciones en materia de instalaciones de generación se han centrado principalmente en las autorizaciones de nuevas centrales térmicas de ciclo combinado.

Excesivo grado de concentración

El excesivo grado de concentración en el sector eléctrico, identificado como barrera de entrada, supone que los pequeños nuevos entrantes, como agentes precio aceptantes, pueden sufrir los resultados de las estrategias de otros agentes dominantes que puedan tener objetivos diferentes. Este elevado grado de concentración ha sido recogido en el Libro Blanco sobre la reforma de la regulación de la generación de energía eléctrica, existiendo en riesgo de influir en la determinación de los precios. No debe olvidarse mencionar la vinculación entre el elevado grado de concentración en el mercado con la integración vertical que, igualmente, se produce en el mismo.

A este respecto, las subastas virtuales de energía y el fomento de la generación en régimen especial (renovables y cogeneración) pueden suponer aspectos que favorezcan la reducción del grado de concentración en el sector eléctrico.

Por otro lado, de acuerdo con la Orden Ministerial ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, se establece el sistema de subastas para la compra de energía destinada al suministro a tarifa (en el futuro suministro de último recurso, SUR) a los consumidores peninsulares en España y Portugal.

Con las subastas CESUR se consigue un precio para el suministro a un plazo determinado de la electricidad, que servirá como referencia a incluir en el suministro a tarifa regulada y evitar así la creación de un déficit tarifario. Además, al tratarse de una subasta, este mecanismo tiene la ventaja fundamental de proporcionar una formación de precios transparente y competitiva, aspecto que puede redundar en una mayor competencia entre generadores, comercializadores y agentes cualificados.

Costes de transición a la competencia (CTCs)

En el expediente de concentración ENDESA/IBERDROLA, C60/00, el TDC destacó la existencia de CTCs como una de las barreras de entrada del sector eléctrico, al igual que reconoció la CNE en su informe respecto de la operación.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estableció un mecanismo general de retribución a la generación eléctrica basado en los precios de mercado y, en su Disposición transitoria sexta, un mecanismo complementario y transitorio, los costes de transición a la competencia (CTCs), con el objetivo de facilitar la transición desde un entorno regulatorio planificado a uno competitivo en el que la recuperación de las inversiones dependería solo de la rentabilidad de las mismas.

Sin embargo, este mecanismo fue eliminado en 2006. Tal y como se indica en el preámbulo del Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, esta decisión fue tomada por considerar que el mecanismo de los CTCs había devenido ineficiente, en primer lugar, al generar distorsiones en los precios de mercado al ser integrados como determinantes en las estrategias de oferta; en segundo lugar, porque habían quedado obsoletas las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTCs al promulgarse la Ley y finalmente, porque los informes disponibles revelaban un alto grado de amortización de las instalaciones afectadas.

Integración vertical entre generación, distribución y comercialización.

En el informe elaborado por la CNE, en relación con la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA se apuntaba como barrera de entrada en el sector eléctrico la integración vertical de los grupos empresariales, si bien, la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, obligaba a las empresas a separar jurídicamente las actividades reguladas (transporte y distribución) de las no reguladas (generación y comercialización).

Entre los efectos de la integración vertical se destacan los menores riesgos asociados a la variabilidad del precio en el mercado mayorista, la disponibilidad de información

asimétrica a los que se enfrentan los potenciales entrantes, el elevado grado de fidelización de los clientes a los comercializadores pertenecientes al mismo grupo empresarial que el distribuidor a cuya red están conectados.

La Resolución C-0018/07 UNION FENOSA/MARCIAL CHACON, de 27 de diciembre de 2007 indica que *“como han señalado el TDC y la CNE en los precedentes nacionales, los mercados analizados presentan barreras a la entrada propiciadas por la integración vertical de los principales operadores instalados. (...) A partir de este hecho, pueden identificarse algunas barreras derivadas de la alta concentración como la mejor cobertura de riesgos por parte de las empresas verticalmente integradas y sus incentivos a influir en los precios del pool en detrimento de las comercializadoras del mercado, la titularidad de las redes y los conflictos de acceso a la red y las ventajas de información de las comercializadoras pertenecientes al mismo grupo que las distribuidoras que operan en una zona.”*

La Ley 17/2007 profundiza en la separación de actividades ya exigida por nuestro ordenamiento jurídico, obligando a la separación jurídica de las redes de distribución y transporte, del resto de las actividades liberalizadas. En el caso de grupos de empresas, esta obligación se ve acompañada de una serie de cautelas destinadas a una efectiva separación funcional.

El modelo vigente parte de la separación de actividades reguladas (entendiendo por tales la operación del sistema, la gestión de la red de transporte y la red de distribución) de las liberalizadas (generación y comercialización). En cuanto a la red de transporte el modelo adoptado excede de lo exigido por la directivas del 2003 de mercado interior de electricidad ya que opta por la separación de propiedad de la red de transporte atribuyendo los activos de la red a REE, operador del sistema eléctrico y transportista único. En lo que se refiere a la distribución se obliga a la separación legal y funcional de la distribución respecto de la comercialización y la generación.

La aprobación de la Ley 17/2007 obliga a las empresas reguladas al cumplimiento de nuevas obligaciones de separación legal y funcional, en vigor desde enero de 2008. Así conforme al artículo 14.1 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas deben tener

como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan realizar actividades de producción o comercialización. Incluso se les prohíbe tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

Para el caso de grupos de sociedades se establecen las siguientes medidas adicionales de separación funcional que tratan de eliminar los incentivos de la empresa distribuidora a favorecer a los comercializadores del mismo grupo empresarial (estas medidas son equivalentes a las que se han comentado para la distribución y comercialización de gas):

“14. 2. No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

- a. Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de generación o comercialización.*
- b. Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.*

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas, así como sus trabajadores, no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenezcan, en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

- c. Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar la red de transporte o distribución de energía eléctrica.*

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.”

Adicionalmente se establece la obligación, para las sociedades que realicen actividades reguladas, de establecer un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a, b y c anteriores. Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad.

Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado, indicando las medidas adoptadas para lograr el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a, b y c anteriores.

Finalmente, procede mencionar que las subastas CESUR (una de las tres modalidades de adquisición de energía para su venta a los consumidores a tarifa, junto a las adquisiciones diarias e intradiarias en tiempo real en el mercado gestionado por OMEL y las compras a plazo en el mercado organizado de OMIP) suponen una herramienta clave para preparar la entrada en vigor de las tarifas de último recurso, siendo importantes para separar la comercialización de último recurso, que deja de ser una actividad regulada, de la actividad de distribución de energía.

Con respecto a las ventajas para el comercializador integrado en un grupo empresarial, conviene mencionar que durante los años 2007 y 2008 se han adoptado diversas medidas regulatorias para facilitar el cambio de suministrador.

En primer lugar, la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad crea la Oficina de Cambios de Suministrador atribuyéndole la función de supervisión, y en su caso, gestión directa del proceso de cambio de suministrador (artículo 47.bis de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico).

La Oficina debe garantizar que los procesos asociados al cambio de suministrador de electricidad (y también de gas) se realicen en condiciones de transparencia, objetividad e independencia, de modo que ningún agente pueda aprovecharse de su posición para favorecer intereses particulares, impidiendo que mediante el incumplimiento de las normas sobre cambio de suministrador se dificulte el “switching” a empresas comercializadoras independientes del grupo societario de la distribuidora a la que está conectada el consumidor final. De este modo se espera que la Oficina contribuya al fomento de la competencia en el mercado minorista y al desarrollo de la actividad de comercialización.

La Oficina de Cambios de Suministrador se configura por ley como una sociedad mercantil con objeto social exclusivo, realizando sus funciones simultáneamente en los sectores del gas natural y de la electricidad. En lo que concierne a la composición accionarial, está integrada por los diferentes actores en las diferentes actividades energéticas, de manera proporcional a su importancia y representatividad en el sector, con mayor peso de los comercializadores sobre los distribuidores. Dentro de la cuota de cada grupo de sujetos, la participación correspondiente a cada empresa se realizará en función de la energía circulada a través de sus instalaciones, en el caso de los distribuidores y de la energía vendida en el caso de los comercializadores, no pudiendo resultar una participación superior al 20% por grupo de sociedades.

La oficina ha recibido autorización para iniciar su actividad el día 20 de agosto de 2008, fecha de publicación en el BOE de la Resolución de 1 de agosto de 2008 de la Secretaría General de Energía.

Para el ejercicio de su actividad la OCS tendrá acceso a las bases de datos de consumidores y puntos de suministro de gas y de electricidad (47bis LSE y 83bis LSH).

En la actualidad están pendientes de desarrollo reglamentario el contenido preciso de la función de supervisión, la información que debe ser intercambiada por los distintos agentes y los casos en los que la oficina asumirá la gestión directa de los cambios.

En relación con la supervisión de los cambios de suministrador, por el momento el desarrollo reglamentario se ha limitado a la remisión de la siguiente información:

A partir de 1 de enero de 2009, la Oficina de Cambio de Suministrador remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, información provisional con carácter mensual y definitiva con carácter trimestral sobre los cambios de suministrados que se han realizado en el periodo, en el que incluirá el detalle de las solicitudes de cambio que se han enviado, las que han sido aceptadas, las rechazadas, las pendientes de respuesta, las pendientes de activación, las solicitudes anuladas, las activadas y los impagos producidos. (Disposición adicional séptima. Información a remitir por la Oficina de Cambio de Suministrador. ORDEN ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008 BOE n. 156 de 28 de junio).

En relación con el desarrollo de los procedimientos de cambio de suministrador en electricidad, éstos presentan ciertas asimetrías para gas y electricidad. Así, en electricidad no se ha regulado todavía el cambio a suministrador de último recurso ni el consentimiento del cliente al cambio de comercializador. Tampoco se han aprobado medidas específicas de promoción de la competencia. Por su parte, en gas no existen las mismas obligaciones que existen en electricidad en cuanto al acceso a las bases de datos de puntos de suministro, ni a la información sobre impagos de clientes.

Obligaciones de mantenimiento y acceso a los datos

- Los distribuidores energía eléctrica tienen la obligación de mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro (art. 41.1 m LSE)
- También los distribuidores tienen obligación de informar sobre los datos de los puntos de suministro a los consumidores, comercializadores y a la oficina. (Art 11.1 del Real Decreto 222/2008 de 15 de febrero)

- Reglamentariamente se ha desarrollado las condiciones de mantenimiento y acceso relativas a las Bases de datos de puntos de suministro de electricidad. (ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre):

“Disposición adicional tercera. Desarrollo de las condiciones de mantenimiento y acceso relativas a las bases de datos de puntos de suministro.

1. Las empresas distribuidoras deberán mantener los registros de las bases de datos de puntos de suministro referidas en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, completos de forma permanente y garantizar el contenido actualizado de cada uno de los datos que componen dichas bases, conforme a los términos estandarizados establecidos en el anexo VII de la presente orden.

2. Los comercializadores inscritos en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, así como la Oficina de Cambio de Suministrador definida en el artículo 47 bis de la Ley del Sector Eléctrico, modificada por Ley 17/2007, de 4 de julio, podrán acceder gratuitamente a las bases de datos de puntos de suministro de cada empresa distribuidora.

3. Las empresas distribuidoras no podrán establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de los comercializadores o de la Oficina de Cambio de Suministrador, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, CIF, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos.

4. Las empresas distribuidoras deberán garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos. En particular, la empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Oficina de Cambio de Suministrador, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases.

5. *A partir de la entrada en vigor de la presente orden, y sin perjuicio del derecho de acceso a las bases de datos a través de medios telemáticos establecido en el apartado 4 anterior, las empresas distribuidoras deberán remitir a la Oficina de Cambio de Suministrador, o a los comercializadores que lo soliciten, los datos relativos a todos y cada uno de los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona a través de un soporte físico informático que permita su inmediata y efectiva disposición y tratamiento. La empresa distribuidora deberá remitir dicha información en el plazo máximo de quince días desde la fecha de solicitud por parte del comercializador.*

6. *Los comercializadores que hagan uso de la información que figura en las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, a tenor de lo contemplado en la presente disposición y en el artículo 45.1.i de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, deberán garantizar la confidencialidad de la información contenida en las mismas.*

- En cualquier caso deberá constar la información relativa a los impagos en que los consumidores hayan incurrido y que, por tanto, tengan pendientes en el momento de solicitar un cambio de suministrador (art. 47.bis LSE)

Asimismo debe tenerse en cuenta la existencia de procedimientos de cambio de suministrador anteriores a la existencia de la oficina que en la actualidad están siendo adaptados a la nueva normativa.

Por último cabe destacar que todo el proceso de cambio y la labor de la oficina de cambio de suministrador son objeto de la supervisión de la CNE. Así el artículo 3 apartado 5 de la Ley del sector Eléctrico dispone que sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de Defensa de la Competencia, la Comisión Nacional de Energía, además de las funciones establecidas en la legislación vigente y con objeto de garantizar la ausencia de discriminación y un funcionamiento eficaz del mercado, “supervisaré”, en el mercado de “producción de energía eléctrica” “*el cumplimiento de la normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador. A tal efecto, la Comisión Nacional de Energía podrá dictar circulares, que deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado, para recabar de los sujetos que actúan en el mercado cuanta información requiera para efectuar la supervisión*”. Todo ello, sin perjuicio de la incoación

de los correspondientes procedimientos sancionadores por incumplimiento de los procedimientos y de la normativa sobre cambio de suministrador.

8 VALORACIÓN DE LAS EFICIENCIAS ALEGADAS POR GAS NATURAL

En su escrito de notificación GAS NATURAL afirma que la operación propuesta dará lugar a eficiencias por el lado de los costes y por el lado de la demanda que favorecerán los intereses de los consumidores españoles de gas y electricidad.

Respecto de las eficiencias por el lado de los costes, GAS NATURAL prevé que una parte importante surjan del proceso de reorganización necesario para integrar las dos empresas. En un plazo de dos años se espera una reducción de costes corporativos de 85 millones de euros y de costes operativos de 130 millones de euros. Adicionalmente, se estima que la operación permitirá una disminución el coste del gas que importa a España, puesto que la entidad fusionada podrá negociar en mejores condiciones frente a los productores de gas, siendo por otra parte este ahorro de difícil cuantificación.

En lo que concierne a las eficiencias por el lado de la demanda, GAS NATURAL declara que el nuevo grupo será capaz de ofrecer en condiciones competitivas productos más ajustados a los perfiles particulares de los distintos consumidores. En este sentido argumenta que el nuevo grupo, al disponer de un mayor tamaño y de un mix de generación más diversificado del que tiene en la actualidad GAS NATURAL, podrá competir de manera más efectiva en el mercado de suministro eléctrico frente ENDESA e IBERDROLA.

Todas las eficiencias previstas serían, según el notificante, claramente específicas de la operación propuesta y no podrían alcanzarse por medios alternativos (o, en su caso, podrían obtenerse mediante un proceso de crecimiento orgánico mucho más lento; a este respecto GAS NATURAL afirma que la operación le permitiría obtener en 2009 y a un coste muy inferior la escala que hubiese podido alcanzar en 2012 de forma independiente).

La valoración de las eficiencias alegadas por GAS NATURAL requeriría información adicional y un análisis más pormenorizado que esta Comisión no ha podido realizar, dado los tiempos reducidos para la realización de este informe.

En cualquier caso, frente al tipo de eficiencias alegadas por GAS NATURAL cabe realizar las siguientes consideraciones. En primer lugar, considerando el mercado primario de gas en su dimensión supranacional, parece poco creíble que la operación refuerce de manera significativa la capacidad negociadora del nuevo grupo frente a los productores y que mejore la competitividad del mismo frente a comercializadores o traders internacionales. En efecto, si se considera la zona de la cuenca atlántica la operación aumentaría la cuota del nuevo grupo de manera muy reducida, que subiría desde el [...] actual de GAS NATURAL al [...]. Por lo tanto, la disminución esperada del coste del gas que se importa a España parece de dudosa realización.

En segundo lugar, no hay ninguna garantía de que los consumidores puedan beneficiarse en alguna proporción de las eficiencias de costes indicadas. Todas las eficiencias que la empresa cuantifica, unos 215 millones de euros, se refieren fundamentalmente a reducciones de coste fijos, relacionados con la racionalización de sistemas informáticos, gastos administrativos, de publicidad y otros elementos de la estructura de las dos empresas. El traslado a los consumidores de este tipo de costes suele ser bastante más indirecto y, sobre todo, poco inmediato, puesto que estos costes tienden a amortizarse en el tiempo y no en el año en que se verifican, a diferencia de los costes variables que tienen en principio un impacto directo sobre los precios. Además, la medida en que las reducciones de costes puedan transmitirse a los consumidores dependerá fundamentalmente de las presiones competitivas a las que se enfrente el nuevo grupo, que podrían no ser muy elevadas en todos los mercados, y, en su caso, del mecanismo de retribución regulado que se aplique si las reducciones de costes afectan a actividades reguladas.

9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A petición de la Comisión Nacional de Competencia (CNC), en este informe se ha realizado un análisis del impacto de la operación de concentración entre GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA sobre la competencia en los mercados relevantes de gas y electricidad.

Según el notificante, GAS NATURAL, esta operación creará un grupo empresarial español con capacidad para competir de forma eficiente en unos mercados energéticos cada vez más competitivos e internacionales y no obstaculizará el mantenimiento de la competencia efectiva en estos mercados. Por ello, solicita a la CNC la aprobación sin condiciones de la operación.

Aún cuando cabe reconocer que el proceso de liberalización y regulación en los sectores energéticos en España ha avanzado notablemente en esta última década, concretándose en una mayor apertura a la competencia y en una menor concentración en los mercados, persisten asimetrías significativas entre los principales incumbentes y el resto de agentes, así como algunas barreras que no permiten la consolidación de nuevos competidores⁹⁴.

En este contexto, esta Comisión, con independencia de su valoración desde otras perspectivas, considera que la operación de concentración entre GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA debería realizarse con condiciones dirigidas a mitigar su posible impacto sobre la competencia en el suministro de gas y electricidad a clientes finales y en la generación eléctrica. Por otra parte, las eficiencias y los ahorros de costes que GAS NATURAL prevé obtener de la operación no parecen de fácil traslado a los consumidores finales dados los marcos regulatorios y de competencia actuales.

Atendiendo a la naturaleza de los efectos detectados, y considerando que los precedentes jurídicos en España y en Europa indican que el rechazo de una concentración empresarial únicamente cabe cuando *“a través de las condiciones sea imposible compensar los*

⁹⁴ De hecho, GAS NATURAL, que es el único nuevo entrante significativo en el sector eléctrico desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico en 1997, con esta operación, que culminaría otros intentos de fusión con empresas incumbentes del sector, IBERDROLA y ENDESA, perdería su condición de nuevo entrante para convertirse en incumbente.

*efectos restrictivos de la competencia*⁹⁵, esta Comisión, en el ejercicio de su papel consultivo y no vinculante que le asigna el artículo 17 de la Ley de Competencia, recomienda a la CNC la aprobación de la presente operación, subordinada al cumplimiento de determinadas condiciones, dirigidas a reestablecer la situación de competencia anterior a la concentración.

A continuación se describen unas propuestas de posibles remedios para mitigar los problemas de competencia que se han analizado en detalle en el informe.

Posibles remedios para el mitigar el impacto de la operación en el mercado de suministro a clientes finales

En el sector del gas la operación implicaría la pérdida de UNIÓN FENOSA, que ha sido uno de los competidores más activos e importantes de GAS NATURAL hasta la fecha y con un gran potencial de crecimiento futuro adicional en el suministro de gas en España, fundado en su capilaridad comercial para llegar al cliente final y en su especial posición de integración vertical en la cadena de suministro del GNL. A diferencia de otros competidores procedentes del sector eléctrico, UNIÓN FENOSA no sólo ha conseguido una cartera de contratos de abastecimiento con los productores, sino que ha realizado también una inversión importante en buques metaneros y en capacidad de licuefacción (en Egipto y Omán). Este posicionamiento se ha realizado principalmente a través de UNIÓN FENOSA GAS, que es una sociedad de control conjunto, participada al 50% por UNIÓN FENOSA y ENI.

Como resultado de la operación el nuevo grupo obtendría una cuota de casi el 58% de la demanda del sub-mercado de suministro a clientes industriales, resultante de sumar la cuota del [...] de GAS NATURAL y del [...] de UNIÓN FENOSA en 2007. El HHI en este mercado aumentaría en 983 puntos, variación superior al umbral de 250 considerado por la CE en las directrices sobre concentraciones horizontales. En el sub-mercado de suministro a consumidores domésticos la cuota del nuevo grupo, en términos de energía suministrada, aumentaría en un [...] respecto de la que GAS NATURAL tenía en 2007,

⁹⁵ Véanse, por ejemplo, las cuatro sentencias del Tribunal Supremo de 7 de noviembre de 2005 sobre la concentración SOGECABLE/VIA DIGITAL.

alcanzando el [...]. Por otra parte, en lo que concierne al sub-mercado de suministro a generadores eléctricos, el nuevo grupo tendría una cuota igual a la de GAS NATURAL en la actualidad, considerando que UNIÓN FENOSA, ni directamente, ni a través de UNIÓN FENOSA GAS, suministra gas a centrales eléctricas de terceros. En cualquier caso, y más allá del grado de solapamiento horizontal provocado por las cuotas efectivamente alcanzadas por UNIÓN FENOSA, la operación provocaría la pérdida de un competidor con un potencial de expansión significativo en todos los segmentos del mercado de comercialización, incluidos los consumidores domésticos y las pequeñas y medianas empresas.

Esta pérdida no sería fácilmente reemplazable en el corto-medio plazo⁹⁶ por dos razones fundamentales: (1) los tiempos necesarios para establecer contratos de largo plazo con los productores de gas son muy largos, pudiendo requerir entre dos y cinco años si se trata de GNL o de periodos incluso mayores si se trata de gas canalizado⁹⁷; y (2) aunque el sistema español dispone de exceso de capacidad de regasificación, tiene sin embargo en la actualidad carencias importantes de instrumentos para aportar flexibilidad a los suministros de GNL, condicionados por la planificación y el tamaño de los buques metaneros, frente a las variaciones de la demanda. Por lo tanto, en el corto-medio plazo sería difícil una entrada sostenible de nuevas empresas que puedan reemplazar el perfil competitivo global de UNIÓN FENOSA.

Frente a este problema, se considera que sería posible diseñar remedios viables, y que estos deberían estar principalmente orientados a proporcionar acceso a gas en el centro de gravedad del sistema, evitando de esta manera los problemas logísticos del GNL, y en condiciones de alta flexibilidad, mitigando así la pérdida de la contribución que UNIÓN FENOSA realiza en este mercado a través de UNIÓN FENOSA GAS.

⁹⁶ En las Directrices sobre el control de concentraciones de la CE se indica que, al valorar la existencia de barreras a la entrada en un determinado mercado, la Comisión examina si la entrada se produciría con suficiente rapidez, considerándose que no existen barreras sólo si la entrada puede realizarse en un plazo inferior a dos años.

⁹⁷ Aún cuando existe un mercado spot internacional de GNL, cuya liquidez está aumentando en los últimos años, los comercializadores sólo pueden desarrollar la actividad de comercialización de forma sostenible si disponen de una base de contratos de aprovisionamientos de largo plazo. De otra manera, si dependieran de forma excesiva de contratos spot, incurrirían en un riesgo volumen y un riesgo precio que les alejaría de una gestión razonable de la actividad.

Las medidas que se planteen a este fin deberán ser proporcionadas y asumibles por el nuevo grupo. Por lo tanto, a juicio de esta Comisión, sería recomendable, a la hora de diseñar cualquier remedio, tener en cuenta lo siguiente: (1) el nuevo grupo reforzaría su posicionamiento en gas sólo en la medida en que siguiera participando en UNIÓN FENOSA GAS; y (2) en este caso tan sólo el 50% de los contratos de gas de esta empresa (6,2 bcm/año) podría considerarse como efectivamente disponible para el nuevo grupo, y por tanto como posible objeto de un remedio, correspondiendo el remanente 50% a ENI. Asimismo, respetando el principio de proporcionalidad del remedio en relación con el problema de competencia detectado, sería aconsejable que el volumen de gas objeto del remedio coincidiera en principio con la cantidad de gas que UNIÓN FENOSA GAS ha destinado en 2007 al mercado de comercialización de consumidores doméstico-comerciales e industriales, que asciende a 0,8 bcm, como se muestra en el cuadro siguiente. Por lo tanto, se sugiere que el volumen de gas objeto de cualquier posible remedio que la CNC considere contemplar en este ámbito sea de 0,8 bcm.

Cuadro 40 Destino del gas de los contratos de abastecimiento de UNIÓN FENOSA GAS

Total contratos UFGAS (bcm)	Cuota de propiedad de Unión Fenosa en UFGAS	Destinos gas	Reparto % en 2007	Cantidad que correspondería a Unión Fenosa aplicando su cuota de propiedad (bcm)
6,2	0,5	Internacional	32,30%	1,001
		UF comercial	2,70%	0,084
		Ciclos	40,90%	1,268
		Industrial	23,10%	0,716
		Total	99,00%	3,069

Fuente: Informe anual de UNIÓN FENOSA, 2007

Un remedio que cumpla con los objetivos indicados puede diseñarse en principio de muchas formas. A continuación se proponen dos posibles modalidades, que no pretenden ser las únicas, sino meramente orientativas:

- la cesión por parte del nuevo grupo de un volumen anual de gas con características de flexibilidad elevada durante un periodo transitorio (el mecanismo de cesión

podría concretarse en una subasta o en un proceso de contratación bilateral, ambos bajo la supervisión de la CNE);

- la obligación del nuevo grupo de actuar como creador de mercado (*market maker*) para desarrollar un mercado organizado de desbalance con precios transparentes y otras condiciones de negociación estándar (como se verá más adelante esta obligación se traduce en la necesidad de “congelar” una determinada cantidad diaria de gas para destinarla a poner posiciones de compra y de venta, y no tiene una implicación directa sobre la cantidad anual de gas involucrada).

Se subraya que ambas medidas aportan flexibilidad al sistema pero de maneras diversas: la cesión de gas aumentaría la disponibilidad de gas en el centro de gravedad del sistema y ayudaría a mitigar los problemas logísticos en las plantas de regasificación para los operadores más pequeños, además de fomentar de manera directa la consolidación de nuevos entrantes; por otra parte el mecanismo de *market maker* contribuiría a mejorar la liquidez y la transparencia del mercado secundario, transformando el OTC actual en un mercado organizado.

Como ejemplos, se presentan a continuación unas sugerencias concretas para la implementación de estas dos posibles medidas.

1) Programa de cesión de gas con entrega en el centro de gravedad del sistema durante un periodo transitorio, orientado a fomentar la implantación de nuevos comercializadores y/o reforzar los pequeños existentes y mitigar los problemas logísticos.

Este programa tendría las siguientes características básicas:

- Volumen anual: 0,8 bcm, determinado según los criterios indicados anteriormente
- Duración: se limitaría a un periodo de 3 años (el programa podría empezar en septiembre 2009 y acabar en 2012).
- Puesta a disposición del gas con una fase de pre-calificación: en esta se requerirá la presentación de un plan de comercialización que incluya la cobertura del mercado industrial y doméstico y un plan de suministros futuros de gas una vez finalizado el programa de cesión (unos requisitos similares se establecieron en la subasta del gas de Argelia realizada en 2001).
- Producto y flexibilidad: el gas cedido tendría un perfil de entrega modulado, con una rampa de subida y otra de bajada, que implique una cantidad más pequeña en el

primer año, con un pico en los años centrales, y reducción hacia el final, para permitir encajar con nuevos contratos, con flexibilidad adecuada para servir tanto al mercado industrial como el doméstico.

- Posibles compradores: la participación se limitaría a comercializadores autorizados, aunque no hayan empezado a ejercer su actividad, con cuota inferior a un determinado límite (por ejemplo del 5%) en el mercado de comercialización y sin presencia significativa, directa o indirecta en el abastecimiento de gas al por mayor (para el cálculo de las cuotas de mercado se hará referencia a los volúmenes de gas importado y comercializado en 2007). Alternativamente, se podría introducir un mecanismo de penalización por el tamaño en el concurso, con el objetivo de potenciar la aparición de nuevos agentes o consolidar la posición de agentes pequeños.

A efectos de desarrollar este remedio el nuevo grupo debería elaborar una propuesta detallada, que incluyera el plan de acción y remitirla a la CNE, antes del 1 de mayo de 2009. El marco definitivo del programa de cesión y la supervisión del mismo serán establecidas por la CNE (una condición importante que habrá que detallar será la que concierne la flexibilidad diaria de las entregas de gas, que debe ser tal que permita la viabilidad del agente comprador⁹⁸).

2) Obligación del nuevo grupo de desarrollar un mercado electrónico organizado.

Una medida para dar liquidez y transparencia al mercado de balance de gas en España sería la de obligar el nuevo grupo a desarrollar un mercado electrónico organizado, de manera similar a los mercados en funcionamiento en el Reino Unido, Holanda o Bélgica, y a los desarrollos previstos en Francia y Alemania. En el desarrollo de estos mercados, resulta necesaria la colaboración con el GTS, que dispone de los sistemas de información sobre el estado del sistema gasista, pero sobre todo es imprescindible la participación del comercializador mayoritario, para proporcionar la liquidez necesaria para el funcionamiento del mercado.

⁹⁸ Por ejemplo, podría establecerse que la cantidad diaria que debe ser retirada por el comprador se encuentre entre el 85% y el 105% de la cantidad diaria de referencia adjudicada en la subasta, aunque, durante el primer año de contrato, en los dos primeros meses y en los dos últimos, la cantidad diaria de gas que debe ser retirada se encontrará entre el 50% y el 105 % de la cantidad diaria de referencia, y en el resto del primer año y del último, entre el 85 % y 110 %.

Por lo tanto, se recomendaría que el nuevo grupo asumiera el compromiso de desarrollar, ya sea por sí mismo o en colaboración con el GTS, con otros comercializadores u otros socios tecnológicos, un mercado organizado para realizar compra-ventas de gas en el punto de balance del sistema gasista español (AOC).

La plataforma electrónica del mercado debería establecer un mercado organizado de gas natural, abierto todos los días del año, con un horario de negociación de 9.00 a 17.00; incluirá los servicios de liquidación (clearing) a través de la sociedad que desarrolle el mercado, y deberá publicar diariamente un índice con los precios y volúmenes de contratación de gas.

El nuevo grupo asumiría, en esta plataforma electrónica, las funciones de creador de mercado (*market maker*), que son las de promover e impulsar la liquidez del mismo, publicando cada día y de manera simultánea, órdenes vinculantes de compra y de venta en el mercado, con una diferencia de precios máxima entre ambas (*spread*). El creador del mercado puede variar los precios de las órdenes de compra y de venta de gas en cualquier momento del día, en un mercado continuo, a condición de que se mantenga el diferencial entre ambas.

El remedio que se establezca debería incluir detalles como los siguientes:

- El creador del mercado deberá garantizar que todos los días se introducen ofertas de compra y ofertas de venta, cada una de ellas por un volumen de gas mínimo del 5% de la demanda diaria prevista de gas de la empresa resultante en España (esto implicaría que el nuevo grupo tendría que “congelar” una cantidad diaria de 50-60 GWh).
- La diferencia de precios entre las órdenes de venta y de compra de gas (*spread* máximo) que debe introducir el creador del mercado, estará en consonancia con las de otros mercados europeos de similares características.
- Las comisiones por utilización de la plataforma electrónica serán similares a las de otros mercados europeos.⁹⁹
- La plataforma estará abierta a las ofertas de compra o venta de gas de cualquier comercializador autorizado en España

⁹⁹ Ejemplo: EEX: coste por transacción: 0,005 €/MW; coste por liquidación 0,01 €/MW

- El nuevo grupo deberá permitir a otros comercializadores desarrollar las funciones de creador de mercado en las mismas condiciones, en caso de que estén interesados.
- El nuevo grupo deberá permitir, a los comercializadores que estén interesados, participar en el capital social de la sociedad que desarrolle el mercado secundario del gas.
- La CNE aprobará y tutelaré el desarrollo e implantación de las condiciones anteriores.

A efectos de desarrollar esta condición, el nuevo grupo debería elaborar una propuesta detallada, que incluyera el plan de acción, así como las principales condiciones y reglas de mercado organizado del gas, y remitirla a la CNE, antes del 1 de mayo de 2009, para su aprobación. La CNE debería aprobar las reglas del mercado, así como las comisiones por su utilización.

Asimismo, sería oportuno establecer una fecha límite para el comienzo del funcionamiento de este mercado organizado, que podría ser el 1 de enero de 2010, y una regla que mantenga la obligación del nuevo grupo de actuar como creador de mercado siempre y cuando su cuota en el mercado de comercialización supere un determinado límite (por ejemplo el 30%).

Posibles remedios para mitigar el impacto de la operación en el mercado de generación eléctrica

En el mercado de generación eléctrica el nuevo grupo alcanzaría, según datos de 2007, una potencia instalada de 12.510 MW (de los cuales 11.714 MW en Régimen Ordinario) y un mix tecnológico más diversificado para la producción de energía eléctrica respecto del que tenía GAS NATURAL (3.985 MW de los cuales 3.605 MW en ciclos combinados de gas). El nuevo grupo se situaría como el tercer generador del mercado, manteniéndose todavía a cierta distancia de IBERDROLA (26.578 MW) y ENDESA (19.522 MW).¹⁰⁰ En

¹⁰⁰ Estos datos, comunicados por GAS NATURAL en su escrito de notificación, se refieren a potencia instalada y tienden por tanto a sobreestimar la potencia realmente disponible. Los cálculos de cuotas y otros indicadores de concentración empleados en este informe se han realizado sobre la base de datos de potencia disponible.

este contexto, y frente a los argumentos de GAS NATURAL, que enfatiza que el nuevo grupo podría competir de manera más efectiva con IBERDROLA y ENDESA, se señala que este también podría tener el incentivo a ejercer poder de mercado, dada la mayor proporción en su mix de generación de centrales inframarginales y de ciclos combinados respecto de la situación existente de GAS NATURAL.

El análisis realizado revela que la operación tendría un impacto moderado sobre el mercado total de generación y de potencia disponible, donde IBERDROLA y ENDESA mantendrían cuotas en el orden del 23%-28%, respectivamente, mientras el nuevo grupo alcanzaría el 17,5% en generación y el 19% sobre el total de potencia disponible. La concentración medida por el HHI aumentaría, pero sin superar el umbral de variación de referencia de 250 puntos. Todo lo anterior indica que el nuevo grupo podría tener un incentivo modesto, aunque en todo caso mayor, a subir los precios, con respecto a la situación actual de GAS NATURAL. Por otra parte, al poseer una elevada cuota en el subconjunto de centrales retirables marginales (centrales hidráulicas, ciclos combinados y centrales de carbón), el nuevo grupo adquiriría una mayor capacidad potencial de fijación de precios en el mercado diario.

El análisis del grado de concentración de la potencia retirable marginal se ha complementado con el de pivotalidad, orientado a establecer si la potencia disponible de un generador es indispensable para abastecer la demanda en determinados periodos del año. Los cálculos realizados indican que, mientras en la actualidad GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA no son “pivotes” en ninguna hora, el nuevo grupo sí sería “pivote”, aunque en un número reducido de horas y días al año, muy inferior al que se observa para IBERDROLA y ENDESA.

Asimismo, y como punto de contraste adicional, se han realizado varios ejercicios de simulación del funcionamiento del mercado mediante el modelo ENERGEIA, comparando el escenario actual con el resultante de la concentración. Los resultados de estas simulaciones son coherentes con los datos de pivotalidad y confirman que las estrategias de oferta del nuevo grupo podrían, en determinadas circunstancias, y especialmente con

precios de carbón elevados respecto al precio del gas, conllevar a un aumento de los precios, pero que serían en general poco significativos.

Tomando en consideración el problema de competencia detectado, que surge de la concentración de potencia de generación marginal y retirable del nuevo grupo, pueden plantearse esencialmente dos tipos de remedios alternativos: 1) remedios estructurales consistentes en la desinversión de ciclos combinados por parte del nuevo grupo, o, alternativamente, 2) remedios de conducta que se concreten en la realización de una cesión de potencia virtual, de tamaño similar al que se establecería en la desinversión.

En ambos casos, se recomienda que el criterio básico para determinar la cantidad objeto del remedio esté relacionado con el objetivo de anular la “pivotalidad” adquirida, es decir la capacidad potencial del nuevo grupo de ejercer poder de mercado de manera unilateral.

Como muestra el cuadro siguiente, el nuevo grupo sería “pivote” en un reducido número de horas (0,38% en un año) y de días (3,01%). Por otra parte, este es un indicador binario que no aporta información sobre el grado de “pivotalidad” de un agente respecto de la demanda. Por tanto, es habitual considerar como referencia principal el Índice de Oferta Remanente (conocido como RSI, *Residual Supply Index*), que mide el grado en que todos los competidores del operador *i*-ésimo (la oferta remanente) pueden cubrir la demanda en una determinada hora; si el RSI es inferior al 100% se da una situación de “pivotalidad” del operador *i*-ésimo. En la tabla se muestra el porcentaje de horas durante las cuales el índice resulta ser inferior a 110% (por prudencia se tiene en cuenta la necesidad de cubrir la demanda más un margen de cobertura adicional del 10%). Aplicando un test habitual, conocido como “Test de Sheffrin”, se verifica si este número de horas es superior al 5%, considerándose en este caso que existe un potencial problema de competencia.

En el cuadro se aprecia que el nuevo grupo tendría un RSI inferior al 110% en el 5,92% de las horas en el año considerado, detectándose por tanto un posible problema de competencia que en todo caso sería reducido, y limitado a un número pequeño de horas.

Cuadro 41 Impacto de la operación sobre la pivotalidad del nuevo grupo y tamaño del posible remedio

Año	2007 (Q3-Q4) – 2008 (Q1 -Q2)		
	SIN FUSIÓN		
	RSI*	Pivotal (horas)	Pivotal (días)
Endesa	8,4%	1,78%	8,47%
Iberdrola	13,5%	4,39%	19,40%
Otros	0,00%	0,00%	0,00%
	CON FUSIÓN		
Endesa	8,4%	1,78%	8,47%
Iberdrola	13,5%	4,39%	19,40%
GN + UF	5,92%	0,38%	3,01%

Cantidad objeto del remedio	Grupos de generación	MWh	RSI	Pivotal (horas)	Pivotal (días)
	1		390	4,80%	0,25%
2		780	3,84%	0,17%	1,09%
3		1170	3,04%	0,13%	0,55%
4		1560	2,41%	0,07%	0,55%

Nota: en el cálculo del RSI (Índice de Oferta Remanente) se ha tenido en cuenta que la generación de tipo no retirable no puede ser utilizada para subir los precios. A este fin se ha restado la potencia de las centrales nucleares, de hidráulica fluyente y otras del Régimen Especial, de la demanda total y de la potencia de cada agente. Además, teniendo en cuenta que el fuel oil, a pesar de ser retirable, no está participando en la fijación del precio de mercado por su coste variable excesivamente elevado, se ha restado de la potencia disponible.

Para mitigar el problema detectado con el RSI se consideraría necesario obligar al nuevo grupo a una subasta virtual en el entorno de 400 MW.

Obligación del nuevo grupo de realizar una subasta virtual de capacidad de generación

En los últimos años la Comisión Europea ha venido adoptando, como alternativa a los tradicionales remedios estructurales de desinversión, unos remedios de conducta consistentes en obligaciones de subastas virtuales de capacidad de generación para mitigar los efectos de operaciones de concentración consideradas dañinas para la competencia¹⁰¹. La eficacia de estas medidas para mejorar la competencia en los

¹⁰¹ Véase por ejemplo el caso analizado por la Comisión Europea COMP/M.1853 EDF/ENBW, en el cual uno de los principales remedios impuestos para aprobar la operación fue una subasta virtual de potencia.

mercados eléctricos reside fundamentalmente en sus características de diseño, y en particular en la duración, el perfil temporal, la cantidad subastada y la tipología de los participantes. De estas características depende la posibilidad de que, medidas menos gravosas para las empresas, puedan tener una eficacia equivalente a las desinversiones planteadas anteriormente¹⁰².

En lo que a la duración se refiere, en presencia de cortos periodos de entrega del producto asignado, elevada frecuencia de las subastas¹⁰³ y proximidad de estas al comienzo del periodo de entrega, es razonable esperar que los propietarios de los activos objeto de subasta tomen sus decisiones de oferta en el mercado spot teniendo en cuenta los beneficios que puedan obtener a través de la venta de energía en subastas futuras, que a su vez dependen de la relación existente entre los precios resultantes de estas subastas y los precios spot esperados. La duración del periodo de entrega afecta también a otro aspecto potencialmente pro-competitivo: la entrada de nuevos competidores y/o el refuerzo de las posiciones de los agentes de pequeño tamaño. Si las subastas tienen un vencimiento muy corto, inferior a 2-3 años, es improbable que puedan utilizarse como un “aprovisionamiento puente”, de carácter transitorio, para permitir que nuevos entrantes puedan establecerse de forma permanente, desarrollando sus propias centrales de producción y/o sus planes de comercialización de la energía a clientes finales. Por lo tanto, un vencimiento suficientemente largo de un producto que se adjudicara mediante una sola subasta, no repetida en el tiempo, y que tuviera lugar con cierta antelación respecto del comienzo del periodo de entrega podría tener, en principio, un mayor efecto pro-competitivo. La práctica observada en la mayor parte de los países europeos es la de ofrecer productos diferenciados que incluyen vencimientos superiores a los observados para las emisiones primarias actualmente en vigor en España (se observan en muchos casos vencimientos de 3, 6, 12, 24 y 36 meses).

En cuanto a la cantidad y el tipo de producto objeto de venta (punta o base) son sin duda variables críticas para determinar el éxito de las subastas de energía como medida pro-competitiva que deben diseñarse en estrecha relación con los objetivos de la competencia

¹⁰² Véase al respecto CNE, Informe de valoración preliminar sobre las subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR.

¹⁰³ Un problema similar podría existir también en el caso de contratos a largo plazo que tuvieran renegociaciones periódicas: al acercarse la fecha de estas renegociaciones los vendedores vuelven a tener un incentivo a elevar el precio spot, anticipando que este afectaría el resultado de la renegociación.

que se pretende conseguir. Además, para atraer nuevos generadores/comercializadores y/o ayudar al crecimiento de los recién establecidos, el volumen ofertado en la subasta debería además ser suficiente para estimular la nueva entrada (es decir alcanzar un nivel mínimo eficiente) y el tipo de producto debería permitir una modulación y una anticipación suficiente para que los potenciales compradores desarrollen sus planes comerciales en el mercado minorista.

Sin perjuicio de los detalles que puedan elaborarse en mayor profundidad, algunas de las características que, a juicio de esta CNE, deberían considerarse en el caso de que se aceptaran las subastas virtuales como remedios para evitar que la competencia se vea afectada por la presente operación, serían las siguientes:

- La venta virtual de capacidad debería abarcar un periodo suficientemente largo (por ejemplo unos 3-4 años en función de los requisitos de precalificación que se comentan a continuación) y realizarse mediante una subasta única, que se celebraría con cierta antelación respecto al comienzo del periodo de entrega (por ejemplo unos 3 meses antes)
- La participación en la subasta debería estar condicionada al cumplimiento de requisitos de precalificación que limiten su entrada a generadores y comercializadores (operadores dominantes excluidos) con planes de negocio a largo plazo (por ejemplo a 5 años).
- Las características del producto deberían reflejar en la mayor medida posible el contenido económico de las centrales de generación, creando verdaderas “centrales sintéticas”. De cara a conseguir un mayor equilibrio entre agentes, podría ser recomendable que estas características se estableciesen con referencia a las tecnologías marginales, y, de estas, particularmente aquellas no reproducibles (las que difícilmente puedan tener un desarrollo a futuro como es el caso de la gran hidráulica con embalses de regulación). En este sentido, y teniendo en cuenta la duración de largo plazo, las subastas tomarían la forma de opciones de compra, con precio de ejercicio variable, a determinarse por una fórmula de indexación (que aprobaría la CNE), relacionada con la evolución de los costes más representativos de la tecnología reproducida (un mix de costes de combustibles, fundamentalmente carbón y gas natural, el coste del derecho de emisión de CO₂ y el tipo de cambio €/\$.)

- El producto estaría asociado a la cartera completa de la empresa fusionada, esencialmente por motivos prácticos, puesto que la vinculación a centrales determinadas ligaría la disponibilidad de potencia a la disponibilidad de la propia planta, la cual sería difícilmente gestionable por el adjudicatario con independencia de su titular.
- El producto subastado debería tener un perfil suficientemente flexible en cuanto a su modulación temporal para ajustarse a las necesidades del adquirente de atender una determinada demanda.

Posibles remedios para mitigar el impacto de la operación sobre la comercialización de gas y electricidad a consumidores domésticos

El nuevo grupo heredaría la propiedad de las redes de distribución de gas de GAS NATURAL, que es el único distribuidor en la gran mayoría de las CCAA y cubre el 84% de los puntos de suministro de gas en el territorio español peninsular, y de las redes de distribución de electricidad de UNIÓN FENOSA, que sirven a casi el 14% de los puntos de suministro de electricidad en España, concentrados en Galicia, Madrid, Castilla La Mancha y Castilla y León.

Como consecuencia de la operación, se generaría un solapamiento de las redes de gas y electricidad en las zonas de Madrid, Galicia y en algunas provincias de Castilla La Mancha y Castilla y León. El grado de coincidencia sería especialmente elevado en Galicia, donde el nuevo grupo actuaría como el único distribuidor de gas y electricidad, con la excepción de VIESGO que es titular de una red de distribución de electricidad en la zona de Lugo. En las otras CCAA el nuevo grupo sería el principal distribuidor de gas, pero IBERDROLA es el principal distribuidor de electricidad.

En 2005, en el informe sobre la operación GAS NATURAL/ENDESA¹⁰⁴, esta CNE advertía de que el solapamiento geográfico de las redes de distribución causado por esa operación podría reforzar la ventaja competitiva de los operadores incumbentes en la

¹⁰⁴ CNE, Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de ENDESA, S.A. por GAS NATURAL SDG, S.A., mediante oferta pública de adquisición de acciones, 5 de diciembre de 2005.

comercialización de gas y electricidad, creando una barrera a la entrada para otros competidores. Esta ventaja se asociaba a la existencia, tradicionalmente, de una fuerte interrelación entre actividad de distribución y de comercialización, al desarrollar muchos comercializadores su actividad principalmente dentro de los límites de sus áreas de distribución. A este aspecto se añadía la tendencia de los consumidores domésticos a permanecer con el grupo empresarial que les suministraba antes de la liberalización del mercado, en parte como resultado de su relación con el distribuidor (mediante facturas, reparaciones y otros servicios) y por el conocimiento de la marca, y en parte por razones de inercia y escasa disposición al cambio de suministrador ligadas a las propias características de esta categoría de consumidores.

En el referido informe esta Comisión también observaba que la principal fuente de competencia para un comercializador de gas (o electricidad) procedía, en el caso de los clientes domésticos, de un comercializador procedente del otro sector, esto es, del mismo grupo empresarial del distribuidor de electricidad (o gas) activo en la misma zona geográfica. Asimismo, señalaba que el distribuidor podría obstaculizar el cambio de suministrador mediante actuaciones discriminatorias a favor de su comercializador integrado en cuanto a contratación de acceso e información sobre los puntos de suministro.

Parte de estas reflexiones surgían del contexto regulatorio y de mercado existente en España en 2005 y deben por tanto revisarse a la luz de los desarrollos posteriores de la liberalización y de la competencia¹⁰⁵. En primer lugar, cabe destacar que la adaptación de la normativa nacional a las Directivas Europeas de gas y electricidad¹⁰⁶ ha avanzado en la separación entre la actividad de distribución y la de comercialización mediante: (1) la eliminación de la función de suministro a precio regulado que realizaban los distribuidores, que ya no tienen acceso directo a los clientes (los consumidores de gas que se suministraban en tarifa han sido trasladados a los comercializadores de último recurso); y (2) la introducción de medidas de separación funcional dirigidas a evitar que los grupos

¹⁰⁵ Para más detalles véase el apartado 7.4 en el informe principal sobre barreras a la entrada.

¹⁰⁶ Véanse 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, y la Ley 17/2007, de 4 de Julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

empresariales integrados tengan incentivos para discriminar a favor de las empresas comercializadoras pertenecientes al mismo grupo.

En segundo lugar, la regulación ha avanzado en los instrumentos para garantizar que todos los procesos asociados con el cambio de suministrador de gas y electricidad se realicen en condiciones de transparencia, objetividad e independencia, mediante la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, a la cual se atribuye la función de supervisión y, en su caso, la de gestión directa de los procesos de cambio de suministrador. De este modo se espera que la Oficina contribuya al fomento de la competencia en el mercado minorista, especialmente en el segmento de los consumidores domésticos.

En tercer lugar, en estos últimos años se han observado tendencias, por parte de algunos incumbentes, a desarrollar su actividad de comercialización fuera de sus zonas geográficas de distribución. Este es el caso, en particular, de ENDESA, que, a pesar de no contar con red de distribución en Galicia y en Madrid, es en la actualidad el segundo comercializador de gas después de GAS NATURAL (su cuota es del 27,36% en Galicia y del 13% en Madrid sobre el total de consumidores en el mercado liberalizado en estas zonas). La presencia industrial de ENDESA en Galicia, así como el conocimiento de su marca, han facilitado su penetración comercial en estas zonas.

En cuarto lugar, se debe mencionar que, durante 2005 y 2006, la actividad de comercialización conjunta de gas y electricidad se ha visto frenada, indirectamente, por la evolución de la tarifa integral respecto del precio mayorista de la electricidad. Al situarse el precio de la energía implícito en tarifa por debajo del precio mayorista, disminuyó significativamente la rentabilidad de la comercialización eléctrica, induciendo algunas empresas a retirarse (total o parcialmente) de este mercado. Este fue el caso, por ejemplo, de IBERDROLA y GAS NATURAL. Por otra parte, empresas como ENDESA e HIDROCANTÁBRICO eligieron permanecer o incluso intensificar su actividad de comercialización. A partir de 2007, con el reconocimiento del déficit tarifario ex ante, se ha vuelto a impulsar el desarrollo de la comercialización eléctrica y por tanto es previsible que pueda mejorar el incentivo a la comercialización conjunta de gas y electricidad.

Atendiendo a los desarrollos regulatorios recientes, a la evolución de la competencia en el suministro a clientes finales, y al hecho de que en las principales zonas donde el nuevo

grupo controlaría las redes de gas y electricidad opera por lo menos un operador establecido y muy conocido en toda España (ENDESA en Galicia e IBERDROLA en Madrid, Castilla La Mancha y Castilla y León), esta CNE valora que el solapamiento de redes creado por la operación no constituirá *per se* un obstáculo para el mantenimiento de la competencia efectiva en las zonas afectadas por el mismo.

Por todo lo anterior, no se considera necesaria la imposición de remedios estructurales de desinversión de redes de gas o electricidad (esta desinversión sería además de escasa utilidad teniendo en cuenta que la gran mayoría de los consumidores domésticos de gas ya no se suministran de la distribuidora de GAS NATURAL, habiendo sido trasladados al comercializador de último recurso GAS NATURAL SERVICIOS). No obstante, y atendiendo al solapamiento de redes conjuntamente con la mayor fuerza comercial del nuevo grupo, que uniría una cuota del [...] en suministro a clientes domésticos de gas y una del [...] en suministro a clientes de electricidad en baja tensión, la CNE considera que la operación, sin crear una barrera a la entrada, aportaría una ventaja competitiva al nuevo grupo, especialmente en la captación de nuevos clientes frente a otros comercializadores.

Para mitigar este problema se considera que deberían plantearse esencialmente remedios de conducta orientados a reducir las ventajas competitivas del nuevo grupo mediante obligaciones de proporcionar información detallada a los consumidores, mejorando así sus conocimientos sobre la existencia de ofertas alternativas de otros competidores en las zonas donde existe solapamiento de redes.

A continuación se detallan unos posibles ejemplos de cómo podrían estructurarse unas medidas de este tipo, advirtiendo una vez más de que se trata de una indicación y que dichas medidas no pretenden ser exhaustivas.

1) Obligación de información de las distribuidoras del nuevo grupo en las zonas afectadas por el solapamiento de redes.

Bajo el nuevo marco regulatorio los distribuidores ya no tienen contacto directo con los consumidores, con la excepción de cuando se realiza la conexión de nuevos puntos de suministro, que es responsabilidad de los distribuidores. Con el fin de evitar que el

distribuidor pueda aprovechar esta circunstancia para recomendar a los nuevos clientes la contratación del suministro con el comercializador del mismo grupo, se propone que en las zonas afectadas por el solapamiento de redes la distribuidora del nuevo grupo tenga la obligación de proporcionar a todos los clientes de nueva conexión la información sobre como contratar el suministro y las distintas alternativas de suministro a las que el cliente puede optar, incluyendo una lista de los distintos comercializadores activos en la zona y de sus direcciones de contacto. Asimismo, debería prohibirse de forma explícita que el distribuidor pudiera facilitar al nuevo cliente los documentos necesarios para establecer el contrato de suministro con el comercializador de su propio grupo.

2) Obligación del nuevo grupo de realizar una campaña informativa en las zonas afectadas por el solapamiento de redes.

Antes de un plazo determinado (por ejemplo el 1 de junio de 2009), el nuevo grupo debería diseñar y financiar una campaña de publicidad, dirigida a las zonas afectadas por el solapamiento de redes, sobre los derechos del consumidor y los mecanismos de protección del mismo en relación con el suministro de gas y electricidad. Se obligaría al nuevo grupo a destinar a esta campaña un presupuesto mínimo correspondiente al 1% de las sinergias y ahorros de costes obtenidos en la gestión conjunta del suministro y de las redes como consecuencia de la operación.

La campaña incluiría la utilización de medios de comunicación en televisión, radio y prensa escrita.

El contenido mínimo que debería abordar la campaña de publicidad sería el siguiente:

- Derechos del consumidor de elección de suministrador de gas y de electricidad.
- Potenciales ahorros de coste asociados al cambio de suministrador.
- Direcciones de contacto de los comercializadores actuales de gas y de electricidad en el mercado español, así como del procedimiento que deben seguir para realizar el cambio de suministrador.
- Descripción del sistema de tarifas de último recurso y de su modalidad de aplicación (clientes que pueden acogerse a la misma y otras características principales).

- Descripción de la Oficina de Cambio de Suministrador, de sus funciones y objetivos, así como del procedimiento a seguir para la resolución de reclamaciones relacionadas con el suministro de gas y de electricidad

La campaña de publicidad no podría dar preferencia a la imagen o logo corporativo del nuevo grupo sobre los de cualquiera de sus competidores en el mercado.

Finalmente, el contenido y diseño de la campaña de publicidad deberán ser supervisados y aprobados antes de su lanzamiento por la CNE. A tal efecto, antes de un plazo determinado (por ejemplo el 1 de abril) GAS NATURAL presentaría a la CNE la correspondiente propuesta de campaña de publicidad.

Otras cuestiones

La operación analizada plantea adicionalmente una serie de cuestiones de menor calado que deben no obstante resolverse para no causar posibles problemas de competencia.

Renuncia del nuevo grupo a participar en la gestión de CEPSA

UNIÓN FENOSA posee en la actualidad una participación del 5% en el capital de CEPSA y ha nombrado un representante en su Consejo de Administración. Como consecuencia de la operación esta posición sería heredada por un grupo estrechamente vinculado con REPSOL (que controla GAS NATURAL conjuntamente con LA CAIXA), el mayor competidor de CEPSA en los principales mercados de hidrocarburos líquidos donde esta empresa opera. Para evitar que el nuevo grupo pueda acceder a información estratégica sobre CEPSA y que intervenga en su gestión, se recomienda que, en caso de mantener su participación en CEPSA, esta sea de naturaleza exclusivamente financiera, limitando el ejercicio de los derechos políticos por encima del 3% al ámbito de materias que guardan relación con la protección normal de los accionistas minoritarios para la defensa de sus intereses como inversores de la sociedad. Asimismo, el nuevo grupo debería renunciar a tener representantes en el Consejo de Administración de CEPSA y a la información corporativa o de cualquier otra naturaleza distinta de la que pueda obtenerse a través de registros públicos.

Renuncia del nuevo grupo a participar en la gestión de NUEVA GENERADORA DEL SUR

El nuevo grupo se convertiría en el socio de CEPSA en la empresa NUEVA GENERADORA DEL SUR, de propiedad compartida al 50% entre UNIÓN FENOSA y CEPSA. La central, con dos grupos de 400 MW, es parte integrante de la refinería de petróleo de CEPSA de Campo de Gibraltar, ubicada en San Roque (Cadiz). En este contexto, existiría el riesgo de que el nuevo grupo, y a través de este REPSOL, obtuviera acceso a información privilegiada sobre este complejo petroquímico. Para evitarlo se recomendaría que el nuevo grupo renunciara a participar en la gestión de NUEVA GENERADORA DEL SUR y no tuviera acceso a más información que la resultante en los registros públicos.

Renuncia a la participación en el Consejo de Administración de ENAGAS

A la vista del mayor peso que el nuevo grupo tendría en el sector gasista, tanto en las actividades en competencia, como en las infraestructuras reguladas, esta CNE considera que no debería tener ninguna influencia en el máximo órgano de gobierno del Gestor del Sistema de Transporte. Por ello, se recomienda que renuncie al representante que actualmente tiene en el Consejo de Administración de ENAGAS, que podría proporcionarle una ventaja respecto de otros competidores en el sector que no están igualmente representados en este órgano. Por otra parte, no se considera necesario imponer ninguna condición de desinversión de la participación del 5%, puesto que la normativa vigente ya limita al 1% el ejercicio de los derechos políticos en el Gestor del Sistema.

Enajenación de la participación en OMEL que excede el 5%

El nuevo grupo tendría una participación en OMEL, el operador del mercado spot organizado del MIBEL, superior al 10%, resultante de sumar las cuotas actuales de UNIÓN FENOSA (5,14%) y de GAS NATURAL (4,99%). Al superar el límite legal del 5%

establecido por la Ley del Sector Eléctrico y los Estatutos de OMEL, sería necesario que el nuevo grupo enajenara la participación que excede dicho límite del 5%.

Condicionantes sobre otras eventuales decisiones del nuevo grupo relacionadas con la operación

GAS NATURAL no ha propuesto ninguna desinversión u otra medida para paliar los efectos de la operación, de forma coherente con su planteamiento según el cual la operación no tendría ningún impacto negativo sobre la competencia. Por otra parte, no se puede descartar la posibilidad de que el nuevo grupo tome decisiones en este sentido en el marco de su proceso de reorganización. A este respecto, debería asegurarse que cualquier decisión relacionada con la presente operación que el nuevo grupo considere conveniente desarrollar, de naturaleza corporativa, financiera, estratégicas o comercial, tales como desinversiones, intercambio de activos, financiación, venta de filiales o adquisición de empresas, contratos comerciales de largo plazo, etc, no pueda deteriorar la calidad de la competencia en los sectores energéticos en los términos manifestados en el presente informe, y en particular los referidos al aumento de la pivotalidad o de la concentración en conglomerado de cualquier otra empresa de los sectores energéticos.

10 ANEXO 1: RESUMEN DE LAS RESPUESTAS A LA CONSULTA PÚBLICA

HIDROCANTABRICO

HIDROCANTABRICO (HC ENERGIA y NATURGAS) manifiesta que para evitar la creación o refuerzos de posiciones dominantes se deberían adoptar los remedios adecuados. HIDROCANTABRICO señala que en el mercado de aprovisionamiento de gas a España, en particular el realizado a ciclos combinados, se podría dar una concentración inadecuada debido a que GAS NATURAL poseería una cuota significativa en esta actividad y a su vez sería aprovisionador de sus propios competidores, para lo cual sería necesario exigir desinversiones en contratos de abastecimientos. En relación a la actividad de transporte, considera la existencia de problemas por la limitada capacidad de transporte y regasificación de gas, que se podrían solucionar al liberar las capacidades asociadas a los contratos de aprovisionamiento objeto de desinversión. Por otro lado, serían necesarias desinversiones acordes con el incremento de cuota y del poder de mercado en la distribución de gas. En cuanto al mercado de generación mayorista de electricidad, afirma que el tamaño del nuevo operador no sería tan grande como para considerar necesaria una desinversión de activos.

IBERDROLA

Considera que la operación propuesta incrementa el elevado poder de mercado de GAS NATURAL en el sector gasista y refuerza su posición en el mercado eléctrico. En el sector gasista, GAS NATURAL integraría a uno de los competidores más agresivos en aprovisionamiento y abastecimiento y a un operador muy activo en el mercado secundario. La operación supondría la absorción por parte de GAS NATURAL de un nuevo entrante muy activo (díscolo o “*maverick*”) en el sector del gas natural. En el sector eléctrico desaparecería GAS NATURAL como operador dinámico y con incentivos para competir activamente en comercialización de electricidad. Los efectos verticales de la operación se presentarían por el aprovisionamiento de gas como insumo para la generación de energía eléctrica, GAS NATURAL tendría incentivos para incrementar el precio del gas suministrado a las centrales de ciclo combinado, afectando con ello, al precio mayorista. Los efectos de conglomerado se manifestarían por el solapamiento de

las redes de gas y electricidad y por la fortaleza de GAS NATURAL y UNION FENOSA en los mercados de suministro de gas y electricidad, particularmente a nivel local. De esta manera, IBERDROLA manifiesta que la operación GAS NATURAL/UNION FENOSA es susceptible de amenazar la competencia efectiva, lo cual hace necesaria la imposición de medidas apropiadas en los mercados de gas y electricidad.

E.ON ESPAÑA

Señala que para mantener las condiciones de competencia se requiere un programa de desinversiones que permita a otras empresas en posición de ser competidores alcanzar suficiente masa crítica en España. Asimismo, considera que es en el mercado de abastecimiento y aprovisionamiento de gas a España donde se producen mayores efectos sobre el nivel de competencia efectiva, puesto que con la operación propuesta desaparecería el competidor más activo de GAS NATURAL. Por este motivo, sugiere como remedio liberar volumen o contratos de largo plazo del porfolio de contratos de aprovisionamiento de la entidad resultante, y que se refuerce la cesión del contrato de suministro de GAS NATURAL procedente del gasoducto Magreb-Europa a los distintos operadores activos en el mercado de aprovisionamiento del gas. También evidencia problemas en la capacidad de regasificación y almacenamiento de gas natural, y en las actividades de distribución y comercialización de gas, en el caso de la comercialización hace especial referencia al suministro a las centrales de ciclo combinado. En cuanto a los efectos en el sector eléctrico, E.ON ESPAÑA considera que la operación produce una disminución de la competencia en el mercado de generación mayorista, al desaparecer GAS NATURAL como competidor potencial significativo. Además, las actividades de suministro de gas a los ciclos proporcionan a GAS NATURAL información confidencial de sus competidores en el mercado de generación de electricidad. Tras la operación GAS NATURAL tendría más incentivos para aumentar el precio del gas que suministra a sus competidores en el mercado de generación eléctrica.

ENDESA

Enfatiza que la operación supone la integración de GAS NATURAL, primera empresa gasista del país y al mismo tiempo el operador de mayor potencial en el mercado de generación de electricidad, con UNIÓN FENOSA que se ha consolidado como uno de los operadores eléctricos que mayor penetración ha tenido en los mercados de gas y que ha

desarrollado más activamente fuentes alternativas de suministro de gas natural. Por lo expuesto, la integración propuesta eliminaría un operador díscolo o “*maverick*” en los mercados afectados, respectivamente, de gas y electricidad resultando incompatible con el desarrollo de una competencia efectiva en el sector energético español. Insiste que al existir una interrelación muy estrecha entre los mercados de gas y electricidad, el efecto vertical daría incentivos a la nueva entidad a presionar al alza el precio del gas suministrado a los ciclos combinados, lo cual repercutiría en el precio de la electricidad. En cuanto a los efectos de conglomerado manifiesta que la operación concentraría en un único operador las redes de distribución de gas y electricidad, afectando la presión competitiva en comercialización de gas y electricidad en algunas zonas de España como Galicia, Madrid, Castilla La Mancha y Castilla y León. Añade que el interés particular de GAS NATURAL por crear un campeón energético nacional no puede prevalecer sobre el interés general. Finalmente, sugiere la aplicación de condiciones para resolver los efectos anticompetitivos causados por la operación, proponiendo, entre otras, desinversiones en el aprovisionamiento de gas, en capacidad instalada en centrales eléctricas, y en redes de distribución de gas.

INCOGAS

En respuesta a la consulta pública INCOGAS considera que las empresas competidoras de la entidad resultante de la operación verán mermada su capacidad de negociación, y habrá una mayor dificultad en el aprovisionamiento y abastecimiento de gas a España. Además, desaparecería un operador como UNION FENOSA con contratos de aprovisionamiento de gas y del que se esperaba que ejerciera una presión competitiva significativa, particularmente sobre GAS NATURAL. INCOGAS señala el riesgo de un posible hueco en el suministro al mercado español, dada la insuficiente interconexión internacional de infraestructuras de transporte y el incentivo que tendría el nuevo grupo a desviar volúmenes de gas a otros mercados como los asiáticos que ofrezcan mejor precio. Además, sostiene que la concentración aumenta el incentivo del nuevo grupo a reducir las importaciones de gas, dado que al aumentar la base de ventas podrían obtener unos mayores márgenes resultantes de un aumento de precios. En relación al mercado de suministro de gas natural al cliente final indica que las empresas a fusionarse poseen una elevada cuota de mercado de gas en España y una operación de esta naturaleza reforzaría la posición dominante del grupo empresarial resultante, pudiendo hacer más

costosa la entrada o expansión de empresas competidoras. Por lo anterior sugiere que debe obligarse a la nueva empresa a ceder contratos de aprovisionamiento o a vender en condiciones competitivas determinados volúmenes de gas natural a comercializadores actuales del mercado.

ACCIONISTAS ASOCIADOS

ACCIONISTAS ASOCIADOS se posiciona a favor de la operación porque consideran que permitiría crear un gran grupo español con presencia en sectores complementarios como el gas y la electricidad. Asimismo, este grupo podría competir con las dos empresas dominantes del mercado ibérico (ENDESA e IBERDROLA) y con los grandes operadores a nivel europeo (EdF, GdF-SUEZ, E.ON o ENEL). Estima que las eficiencias de la operación mejorarían los ratios operativos de la compañía con el consiguiente beneficio para los accionistas. Considera que la operación mejoraría el aprovisionamiento de gas al aumentar el volumen negociado por el nuevo grupo y aumentaría la capacidad competitiva de generación y diversificación del mix energético, lo cual beneficiaría a los consumidores al poder obtener ofertas más competitivas de la empresa integrada.

CEPSA

Manifiesta que la operación conllevaría a que sus competidores actuales, GAS NATURAL y REPSOL YPF, terminasen participando de forma directa e indirecta en el capital social de CEPSA, lo cual reforzaría los efectos horizontales y verticales de la operación, particularmente en aprovisionamiento de gas natural a España, suministro de gas a clientes finales y generación eléctrica. CEPSA resalta que la posición dominante de GAS NATURAL en el mercado de aprovisionamiento de gas a España no sólo aumentaría por los contratos que posee UNION FENOSA, sino que se reforzaría aún más por la actual participación de UNION FENOSA en CEPSA, empresa que también participa en este mercado. Además, señala la preocupación sobre la posibilidad de toma de decisiones y bloqueo de la gestión y operación en la productora de electricidad de ciclo combinado Nueva Generadora del Sur S.A. (NGS), donde CEPSA posee el 50% y UNIÓN FENOSA el otro 50% y que se encuentra ubicada dentro de la principal refinería de CEPSA. Esa misma preocupación surge con la generadora de electricidad GEPESA, filial al 70% de CEPSA y de NGS, dada la condición de UNIÓN FENOSA de accionista de CEPSA, la operación podría traducirse una vez más en la participación en el capital y órganos de

administración por parte de GAS NATURAL en competidores suyos. Con respecto a posibles remedios estructurales sugiere, además de cualquier otra que consideren los organismos encargados del análisis de la operación, la desinversión de la participación de UNION FENOSA en CEPSA y en Nueva Generadora del Sur S.A., así como que el grupo resultante no tenga presencia en ENAGAS para garantizar la independencia del Gestor Técnico del Sistema.

ENI S.p.A

En respuesta a la consulta, ENI manifiesta su preocupación ante la adquisición por parte de GAS NATURAL de UNIÓN FENOSA GAS, dado que con la operación adquiriría el 50% del capital de UNIÓN FENOSA GAS que ostenta actualmente UNIÓN FENOSA. Esto provocaría un solapamiento horizontal de las actividades de gas e impediría el mantenimiento de la competencia efectiva en varios mercados de gas en España, sobre todo tendría efecto en las ventas a clientes industriales y residenciales, porque con la operación propuesta el único competidor efectivo de GAS NATURAL (UNIÓN FENOSA GAS) desaparecería del mercado. Además, sostiene que limitar más el número de operadores fomentaría la existencia de barreras de entrada en el mercado gasista, y afectaría al suministro de gas a centrales de ciclo combinado produciendo un solapamiento horizontal e integración vertical. Con respecto a los remedios estructurales proponen la desinversión de la participación del 50% de UNIÓN FENOSA GAS por UNIÓN FENOSA y la modificación del Contrato de Suministro de Gas de 2002 entre UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A. y UNIÓN FENOSA GENERACIÓN S.A.

CONFEDERACIÓN DE CONSUMIDORES Y USUARIOS (CECU)

En respuesta a la consulta pública, CECU considera que la adquisición de UNIÓN FENOSA por parte de GAS NATURAL no puede producir prácticas monopolistas del mercado que impidan la competencia. Asimismo, considera que la operación podría potenciar eficiencias y sinergias importantes, y beneficiar a los consumidores. Señalan que esta operación potenciaría la creación de un nuevo líder de gas y electricidad a nivel europeo.

FORTIA

Respecto a los mercados de abastecimiento y aprovisionamiento de gas a España, considera que la competencia entre importadores de GNL y gas canalizado puede verse afectada desfavorablemente y se puede reducir la presión competitiva en el mercado. En el mercado de suministro a clientes finales, también sostiene que la pérdida de un competidor como UNION FENOSA GAS, que ha demostrado cierta agresividad en la conquista de clientes, puede reducir presión competitiva. Señala que en caso de fusionarse ambas empresas, debería promoverse la desinversión de las instalaciones compartidas con otros operadores, reservándose éstas para nuevos entrantes en el mercado lo cuál daría la oportunidad de superar las barreras derivadas de las economías de escala y coordinación. Respecto a los posibles remedios, consideran que la desinversión en activos estratégicos podría dar oportunidad de entrada a nuevos operadores aportando un resultado positivo sobre el nivel de competencia en el mercado.

CENTRICA

Afirma que teniendo en cuenta que la operación propuesta involucra a empresas principales y dominantes en los mercados eléctrico y gasista, GAS NATURAL está infravalorando los efectos perniciosos que la operación tiene para la competencia, al no considerar ninguna condición tendente a remediar dichos efectos. En el mercado eléctrico, la operación conduciría a una importante concentración de potencia instalada en centrales de ciclo combinado, concretamente el nuevo grupo controlaría cerca del 40 por ciento de las mismas lo cual le daría una posición de dominio teniendo en cuenta además, el aprovisionamiento de gas natural como combustible del ciclo combinado. Por otro lado, la operación plantearía posibles aspectos anticompetitivos derivados del control de las redes de distribución de gas y electricidad, y de la posición de ventaja que ostentaría en la realización de ofertas conjuntas multiproducto a clientes finales. Como resultado de la operación se crearían barreras de entrada a suministradores independientes, y conduciría a que el grupo resultante se convierta en el único suministrador energético de último recurso. Asimismo, la operación presenta el riesgo de que las empresas con distribución conjunta tengan incentivos a realizar arbitraje entre redes, lo cual incrementa considerablemente su capacidad de realizar subsidios cruzados reforzando su capacidad de expulsar a la competencia. Como posibles soluciones se propone la obligación de vender energía a través del mecanismo de Emisiones Primarias

de Energía, la desinversión de activos de generación de energía eléctrica, la realización de subastas de gas procedentes del gasoducto Magreb-Europa entre operadores no dominantes, la desinversión total de la participación que GAS NATURAL tiene en el capital social de ENAGAS, y que se proceda a la venta de la participación de UNIÓN FENOSA en GAS DIRECTO.

Sr. D. Luis Valero Quirós (MIEMBRO DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS)

Considera que la operación tendría un impacto positivo en el sector, reforzando una posición de dominio y creando un grupo con mayor poder de compra de gas. Asimismo, sostiene que la operación no tendría apenas impacto en la competencia ya que el mercado carece de barreras de entrada y está abierto a nuevos competidores. Señala que aunque el nuevo grupo dispondría de una cuota de aprovisionamiento mayor de gas, este aumento de concentración podría considerarse insignificante y carente de efectos perniciosos para la competencia si se considera el ámbito geográfico correcto, además, como aspecto positivo aumentaría el poder de negociación lo que redundaría en mayores beneficios para el sistema gasista español en su conjunto. Además, la operación ayudaría a mejorar la capacidad de competencia con ENDESA e IBERDROLA. Finalmente, considera que la mayor capacidad de compra de gas y el fortalecimiento del nuevo grupo como productor y suministrador de electricidad conllevaría al abaratamiento del precio del suministro energético, lo cual debería ser trasladado a los clientes y se intensificaría la competitividad en el mercado.

OMEL

Como operador de mercado muestra una preferencia a que exista el mayor número de agentes posibles que contribuyan a la formación de precio. Señala que la operación supone la combinación de dos de los agentes más activos en el mercado de las actividades de generación y comercialización, hecho que no puede considerarse como positivo. No obstante, afirma que en una perspectiva de futuro es posible considerar un grado de competencia adicional a introducir por el nuevo operador resultante de esta operación.

ASAE

Consideran que en el mercado de generación de energía eléctrica la operación va a ser perjudicial para la competencia ya que dará lugar a una mayor concentración en el sector. No obstante, opinan que estos efectos podrían moderarse en el futuro si se establece la obligación de venta de electricidad por parte del nuevo grupo en las subastas VPP. En distribución y comercialización sostienen que la operación puede ser perjudicial para la competencia, en tanto que el nuevo grupo será en algunas zonas el distribuidor predominante de gas y electricidad. En el mercado del gas, consideran que la operación creará un operador con mayor dominio del mercado, lo cual representa un nuevo problema para la liberalización efectiva del mercado y la libre competencia.

COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE LAMINACIÓN (CELSA)

Comunican que la operación es negativa para un sector como el eléctrico que ya está suficientemente concentrado y dominado. Según exponen, el 10 de septiembre de 2008, han solicitado a GAS NATURAL oferta para el suministro de energía eléctrica a varias de las sociedades del Grupo bajo el formato de contrato bilateral físico, ante esta petición GAS NATURAL ha contestado justificando la omisión de la oferta por *“encontrarse inmersa en el proceso de compra de Unión Fenosa, lo cual, unido a las expectativas de avances en la regulación, dificultan negociar compromisos de suministro a medio plazo”*. Según CELSA, esto es una prueba material de que el proceso de concentración es negativo para el sector eléctrico español, ya que impide presentar una oferta a un consumidor como el Grupo CELSA (responsable de más de un 1% del consumo nacional), y con el que ha mantenido durante los últimos años un elevado importe de facturación. Además, sostiene que es preocupante que una adquisición impida a una compañía eléctrica realizar su función y negocio principal que es la de presentar oportunamente una oferta de suministro a un consumidor, independientemente de su tamaño y de sus características.



11 ANEXO 2: INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE LOS MERCADOS RELEVANTES

Versión no confidencial

[CONFIDENCIAL]