

## **RESOLUCIÓN (Expte. C- 0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA)**

### **CONSEJO**

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente  
D. Fernando Torremocha y García-Sáenz, Vicepresidente  
D. Emilio Conde Fernández-Oliva, Consejero  
D. Miguel Cuerdo Mir, Consejero  
D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez, Consejera  
D<sup>a</sup> María Jesús González López, Consejera  
D<sup>a</sup> Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

Madrid, 11 de febrero de 2009

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia, con la composición expresada y siendo ponente la Consejera D<sup>a</sup>. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, ha dictado en virtud del artículo 58 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (en adelante Ley 15/2007) la presente Resolución en el expediente de concentración C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA referente a la operación de concentración económica consistente en la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, S.A.

### **ANTECEDENTES DE HECHO**

1. Con fecha 3 de septiembre de 2008 tuvo entrada en la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de Competencia notificación relativa a la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. (GAS NATURAL) del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, S.A. (UNIÓN FENOSA).
2. Conforme al artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, la Dirección de Investigación formó expediente y elaboró el correspondiente informe de la operación junto con una propuesta de resolución.
3. Con fecha 7 de noviembre de 2008 el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia dictó resolución en primera fase, en la que acordó iniciar la segunda fase del procedimiento conforme al artículo 57.2.c) de la Ley 15/2007, por considerar que la citada operación de concentración podrían derivarse obstáculos al mantenimiento de la competencia efectiva en todos o algunos de los mercados considerados.
4. La Dirección de Investigación ha instruido el procedimiento en la segunda fase conforme a lo previsto en el artículo 58 y 59 de la Ley 15/2007.

5. De acuerdo con el artículo 66 del Reglamento de Defensa de la Competencia, aprobado por el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia aceptó la personación como interesados de las siguientes partes:
- ENDESA, S.A.,
  - ENI S.p.A.,
  - ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, S.A.,
  - IBERDROLA S.A.,
  - ELECTRABEL ESPAÑA, S.A.,
  - HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.,
  - ENAGÁS, S.A.,
  - ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES, S.L.,
  - REPSOL YPF, S.A.,
  - CENTRICA ENERGÍA S.L.U.,
  - ALUMINA ESPAÑOLA, S.A.,
  - UNIÓN FENOSA, S.A.,
  - ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE COGENERACIÓN (ACOGEN),
  - E.ON ESPAÑA,
  - ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS (ASCER),
  - ROCA SANITARIO, S.A.
6. Con fecha, 11 de febrero de 2009 la Dirección de Investigación ha elevado al Consejo Informe sobre la operación y propuesta de resolución definitiva conforme a lo previsto en el artículo 58.4 de la Ley 15/2007, proponiendo subordinar la autorización de la concentración al cumplimiento de determinados compromisos propuestos por los notificantes.
7. Tras deliberar en sucesivas sesiones, el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia adoptó la siguiente Resolución el 11 de febrero de 2009.

## FUNDAMENTOS DE DERECHO

**Primero.**- De acuerdo con el artículo 58.4 de la Ley 15/2007, a la vista de la propuesta de resolución definitiva de la Dirección de Investigación, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia adoptará la decisión final mediante una resolución en la que podrá: a) Autorizar la concentración. b) Subordinar la autorización de la concentración al cumplimiento de determinados compromisos propuestos por los notificantes o condiciones. c) Prohibir la concentración. d) Acordar el archivo de las actuaciones en los supuestos previstos en la presente Ley.

**Segundo.**- De conformidad con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 15/2007, GAS NATURAL ha presentado el siguiente conjunto de compromisos, cuya versión íntegra se recoge en la propuesta de resolución de la Dirección de Investigación de acuerdo con lo previsto en el artículo 69.7 del Reglamento de Defensa de la Competencia (REAL DECRETO 261/2008, de 22 de febrero):

## **“SECCIÓN A. DEFINICIONES**

**Activos objeto de Desinversión:** los activos materiales e inmateriales que GAS NATURAL se compromete a desinvertir, de conformidad con lo previsto en la Sección B.

**Acuerdo vinculante de cesión:** acuerdo de cesión de uno o varios Activos objeto de Desinversión.

**Cierre:** fecha de cesión efectiva de los Activos afectados por los Compromisos al Comprador.

**Comprador:** la entidad que la CNC apruebe como comprador de uno o varios Activos o partes de Activos objeto de Desinversión.

**Compromiso de desinversión:** el compromiso relativo a la cesión de los Activos objeto de Desinversión.

**Compromisos relativos a UNIÓN FENOSA Gas Comercializadora S.A. (“UFGC”):** conjunto de compromisos de GAS NATURAL, descritos en la Sección G, que tienen por objeto principal garantizar la separación funcional, en lo relativo a las ventas de gas a terceros en España, entre GAS NATURAL y dicha sociedad, filial de la sociedad UNIÓN FENOSA GAS S.A. (“UFG”), participada por UNIÓN FENOSA.

**Compromisos relativos a CEPSA:** conjunto de compromisos de GAS NATURAL, descritos en la Sección H.

**Control efectivo:** Se entenderá que se ha tomado el control efectivo cuando GAS NATURAL esté en condiciones de (i) nombrar a la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de UNIÓN FENOSA; o (ii) cuando GAS NATURAL pueda ejercer derechos políticos en dicha sociedad en un porcentaje superior al 50%.

**GAS NATURAL:** Gas Natural SDG, S.A, con CIF número A-08015497 y domicilio social en Plaça del Gas, 1, 08003 Barcelona. A efectos del presente escrito, el término “GAS NATURAL” comprende a la sociedad Gas Natural SDG, S.A. y a las empresas controladas por ésta.

**LDC:** Ley 15/2007, de 3 de julio, de defensa de la competencia.

**Fecha de entrada en vigor de los Compromisos:** Fecha de adquisición del control efectivo de UNIÓN FENOSA.

**Fideicomisario de desinversión:** una o más personas físicas o jurídicas, independientes de GAS NATURAL, que, una vez aprobadas por la CNC a propuesta de GAS NATURAL, recibirán el mandato exclusivo e irrevocable de ceder los Activos objeto de Desinversión durante el Periodo adicional de desinversión.

**Periodo adicional de desinversión:** [CONFIDENCIAL] en las condiciones previstas en la Sección D, d).

**Periodo inicial de desinversión:** [CONFIDENCIAL] desde la fecha de entrada en vigor de los compromisos.

**Requisitos del Comprador:** los requisitos previstos en la Sección C que deberá cumplir el Comprador para que pueda ser aprobado por la CNC.

**Resolución:** la resolución que adopte el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en el asunto C-0098/08, de conformidad con el artículo 58 de la LDC.

**Ventas de gas natural a terceros en España:** Se entenderá, a los efectos de los compromisos recogidos en la Sección G, que comprende tanto las ventas como los intercambios de gas con terceros en España.

## **SECCIÓN B. LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN**

### **Estructura y definición de los Activos objeto de Desinversión**

Los Activos objeto de Desinversión consistirán en:

a. *Desinversión de 600.000 puntos de distribución de gas natural*

*GAS NATURAL se compromete a que los 600.000 puntos de suministro de gas natural a desinvertir se encuentren preferentemente en provincias en que se solapen redes de gas de Gas Natural y redes eléctricas de UNIÓN FENOSA, sin perjuicio de que los puntos a desinvertir deban transmitirse por paquetes que constituyan redes completas, siempre que sea técnicamente posible. Por redes de distribución completas se entenderá la red de distribución mallada (o lineal en su caso) existente desde los puntos de conexión de la red de distribución con la red de transporte.*

*Se incluirán los recursos necesarios para su operación autónoma por el Comprador. El compromiso incluye por tanto el personal y los medios precisos para el adecuado funcionamiento autónomo del negocio por parte del Comprador. Los activos a desinvertir incorporarán la red, las instalaciones, los contratos con usuarios y las autorizaciones que permitan una gestión autónoma del negocio por parte del Comprador.*

b. *Desinversión de la cartera asociada de clientes de gas natural (aproximadamente 600.000)*

*GAS NATURAL se compromete a desinvertir su cartera de clientes de gas natural (consumidores doméstico-comerciales y PYMES) que se corresponda con los puntos de distribución afectados por las desinversiones previstas en Sección B a).*

*GAS NATURAL se compromete a suministrar al comprador o compradores el gas natural que precisen para atender el consumo de dichos clientes durante un periodo de dos años a partir de la fecha de Cierre en condiciones de mercado. A la sola opción del comprador, éste podrá poner fin al suministro unilateralmente y sin indemnización mediante un preaviso por escrito de 3 meses.*

*Esta cartera incluirá los recursos necesarios para su operación autónoma por el Comprador. El compromiso incluye por tanto el personal y los medios precisos para el adecuado funcionamiento autónomo del negocio por parte del Comprador.*

c. *Desinversión de 2.000 MW de capacidad de generación de electricidad mediante tecnología de ciclos combinados.*

*GAS NATURAL se compromete a desinvertir una capacidad de generación mediante tecnología de ciclos combinados de 2.000 MW (en funcionamiento y con una vida restante no inferior a 10 años) de conformidad con los siguientes requisitos:*

- *La capacidad de generación deberá estar ubicada en alguna de las siguientes zonas: Andalucía, Galicia, Centro, Levante y Cataluña.*
  - *[CONFIDENCIAL]*
  - *GAS NATURAL se compromete a suministrar gas natural al comprador o compradores de las instalaciones de generación que se desinvieran para atender su consumo durante un periodo de dos (2) años en condiciones de mercado a partir de la fecha de Cierre. A la sola opción del comprador, éste podrá poner fin al suministro unilateralmente y sin indemnización mediante un preaviso por escrito de 3 meses.*
  - *GAS NATURAL se compromete a no permanecer como accionista de los activos desinvertidos y a no participar, ni directa ni indirectamente, en su gestión.*
- d. *Venta de la participación de GAS NATURAL en Enagas.*

*GAS NATURAL se compromete a vender su participación en ENAGÁS.*

*GAS NATURAL se compromete a que el Consejero Dominical de ENAGAS propuesto por GAS NATURAL presente su renuncia en el plazo de un mes desde que GAS NATURAL tome el control efectivo de UNIÓN FENOSA.*

## **SECCIÓN C. EL COMPRADOR**

### Requisitos del Comprador

*El Comprador deberá:*

- a. *no estar controlado o participado por GAS NATURAL y/o por empresas del grupo GAS NATURAL, o por Repsol o por La Caixa mientras ambos tengan una participación en GAS NATURAL superior al 15% cada uno;*
- b. *tener suficientes recursos financieros, experiencia e incentivos para explotar los Activos objeto de desinversión;*
- c. *no generar riesgos de obstaculización de la competencia efectiva, en particular, el comprador o compradores de los puntos de distribución de gas no deberán dar lugar a solapamientos significativos de redes de distribución de gas y de electricidad;*
- d. *no generar riesgos de retraso en la implementación del Compromiso de desinversión;*
- e. *reunir los requisitos razonablemente necesarios para poder obtener las autorizaciones regulatorias que sean necesarias para adquirir los Activos objeto de desinversión*

Los requisitos indicados en los apartados (a) a (e), serán definidos como los "Requisitos del Comprador".

El o los acuerdos de cesión con el Comprador/compradores se someterán a la aprobación previa de la CNC. El o los acuerdos de cesión deberán ir acompañados de una propuesta razonada y documentada en la que GAS NATURAL justificará que el comprador reúne los Requisitos del Comprador. La CNC comprobará que se cumplen dichos requisitos para proceder a la aprobación de la cesión.

Los requisitos anteriores se entenderán sin perjuicio de otros que sean requeridos de acuerdo con la legislación sectorial española.

#### **SECCIÓN D. PLAZOS DE CUMPLIMIENTO DEL COMPROMISO DE DESINVERSIÓN**

1.- La enajenación de los Activos objeto de desinversión se realizará de acuerdo con el calendario que se expone a continuación, cuyo cómputo se iniciará en el momento en que se tome el control efectivo de UNIÓN FENOSA:

- a) GAS NATURAL dispondrá de un plazo máximo confidencial (el periodo inicial de desinversión) para concluir con terceros operadores los Acuerdos vinculantes de cesión (incluyendo en su caso el correspondiente contrato de suministro de gas natural) en relación con los Activos objeto de desinversión. Dichos Acuerdos vinculantes de cesión podrán convenirse en las condiciones que libremente negocien las partes, de acuerdo con la Resolución y la normativa de defensa de la competencia.
- b) **[CONFIDENCIAL]**
- c) Si GAS NATURAL no ha logrado cumplir en su totalidad con el Compromiso de desinversión al término del plazo fijado en el apartado anterior otorgará un mandato a un tercero independiente para que proceda a las desinversiones pendientes ("fideicomisario de desinversión") con el fin de que se suscriban los correspondientes contratos de cesión en un plazo máximo confidencial (el "periodo adicional de desinversión").
- d) **[CONFIDENCIAL]**

2.- Se entenderá que se ha cumplido el Compromiso de desinversión cuando GAS NATURAL haya suscrito contratos de cesión respecto de los Activos objeto de desinversión. Dichos contratos de cesión estarán únicamente sujetos a la condición suspensiva de la aprobación del Comprador, al examen jurídico y técnico detallado de los activos ("due diligence") y, en su caso, a las autorizaciones que puedan ser preceptivas en aplicación de la normativa vigente. No obstante, caso de que: (i) el Comprador decidiera no ejecutar el contrato de cesión de algún/os Activo/s o no pudiera hacerlo y (ii) aún estuviera en vigor el plazo inicial de desinversión, GAS NATURAL podrá someter a la aprobación de la CNC otro(s) posible(s) comprador(es) para los activos correspondientes. En caso de que se hubiera cumplido el plazo inicial de desinversión, los activos correspondientes serán vendidos por el fideicomisario de desinversión de acuerdo con lo previsto en la Sección E.

*En caso de que surja alguna circunstancia que retrase la efectiva ejecución del Compromiso de desinversión en las condiciones anteriores, GAS NATURAL informará a la CNC.*

*Adicionalmente, el Cierre de la cesión de los Activos objeto de Desinversión deberá producirse en un plazo que no exceda de [CONFIDENCIAL] desde la aprobación por la CNC del Comprador. En el supuesto de que el Cierre de la cesión debiera someterse a la autorización previa de las autoridades competentes en materia de defensa de la competencia o de cualesquiera otras autoridades regulatorias o de las otras condiciones previstas en el contrato de cesión previamente aprobado por la CNC, el Cierre de la cesión se producirá en un plazo de [CONFIDENCIAL] desde la obtención por el Comprador de dicha autorización o desde el cumplimiento de dichas condiciones.*

## **SECCION E. DEL FIDEICOMISARIO**

### **I.- Procedimiento de designación del fideicomisario de desinversión**

*GAS NATURAL designará, en los plazos y según el procedimiento previsto en los párrafos siguientes, a un fideicomisario de desinversión, que desempeñará las funciones atribuidas en este documento a dicha figura.*

*El fideicomisario de desinversión:*

*(a) será independiente de GAS NATURAL;*

*(b) deberá estar en posesión de las cualificaciones necesarias para desempeñar su mandato (por ejemplo, ser un banco de inversión, consultor, auditor, o experto de la industria); y*

*(c) no deberá estar expuesto a ningún conflicto de interés.*

*La remuneración del fideicomisario de desinversión deberá ser suficiente para garantizar el cumplimiento efectivo e independiente de su mandato.*

#### *Propuestas*

*A más tardar un mes antes de la finalización del Periodo inicial de Desinversión, GAS NATURAL remitirá a la CNC, para su aprobación, la lista de la(s) persona(s) que propone designar como fideicomisario de desinversión. Las propuestas deberán contener información suficiente que permita a la CNC comprobar que el(los) fideicomisario(s) propuesto(s) cumple(n) con los requisitos previstos supra, y deberán incluir los términos del mandato, incluyendo todas las medidas necesarias para que el fideicomisario de desinversión pueda desempeñar sus obligaciones. La propuesta relativa al nombramiento del fideicomisario de desinversión deberá incluir también una propuesta de plan de actuación, en la que se describa el modo en el que el fideicomisario de desinversión pretende desempeñar sus funciones.*

#### *Aprobación o rechazo por la CNC*

*La CNC tendrá discreción para aprobar o rechazar motivadamente al(los) fideicomisario(s) propuesto(s), así como el correspondiente mandato, que podrá ser modificado a los efectos de que el fideicomisario de desinversión pueda cumplir sus*

*funciones. Si solamente se aprueba un candidato, GAS NATURAL designará como fideicomisario de desinversión al individuo o institución en cuestión, de conformidad con el mandato aprobado por la CNC. Si se aprueban varios candidatos, GAS NATURAL podrá designar a cualquiera de los aprobados. El fideicomisario de desinversión será designado en el plazo de una semana desde que la CNC dé su aprobación, de conformidad con el mandato también aprobado por la misma.*

#### *Nuevas propuestas*

*Si todos los candidatos propuestos por GAS NATURAL son rechazados, GAS NATURAL deberá remitir al menos dos nuevos candidatos en el plazo de una semana desde que sea informado sobre dicho rechazo, de conformidad con los criterios establecidos en los apartados precedentes.*

#### *Fideicomisario designado por la CNC*

*Si todas las propuestas adicionales de candidatos a fideicomisario son rechazadas por la CNC, GAS NATURAL deberá designar como fideicomisario de desinversión, al candidato que proponga la CNC, y de conformidad con el mandato que ésta proponga.*

## **II.- Funciones del fideicomisario de desinversión**

*El fideicomisario de desinversión deberá asumir las obligaciones identificadas en el presente documento para garantizar el cumplimiento por GAS NATURAL de los Compromisos. La CNC podrá, a iniciativa propia, o a instancias del fideicomisario de desinversión, ordenar cuantas medidas considere necesarias para garantizar el cumplimiento de las condiciones y obligaciones que a los afectos de la desinversión se hayan incluido en la Decisión.*

#### *Obligaciones del fideicomisario de desinversión*

*Durante el Periodo adicional de desinversión, el fideicomisario de desinversión cederá los Activos objeto de Desinversión a un comprador [CONFIDENCIAL], siempre y cuando éste y el correspondiente Acuerdo vinculante de Cesión hayan sido aprobados por la CNC, de conformidad con el procedimiento descrito en la Sección C. El fideicomisario de desinversión incluirá en el Acuerdo vinculante de Cesión los términos y condiciones que considere apropiados para que se produzca una cesión rápida en el Periodo adicional de desinversión. En particular, el fideicomisario de desinversión podrá incluir en el Acuerdo vinculante de Cesión las manifestaciones y garantías que sean razonablemente necesarias para efectuar la cesión. El fideicomisario de desinversión protegerá los intereses financieros legítimos de GAS NATURAL, con sujeción a las obligaciones establecidas en la Resolución [CONFIDENCIAL].*

*Durante el Periodo adicional de desinversión (o en cualquier otro momento si así es requerido por la CNC), el fideicomisario de desinversión proporcionará a la CNC mensualmente un informe por escrito en el que se detalle el estado del proceso de desinversión. Los informes mencionados deberán ser remitidos en los 15 primeros días del mes siguiente al que se refiera el informe en cuestión, debiendo remitir simultáneamente una versión no-confidencial del mismo a GAS NATURAL.*

#### *Obligaciones de GAS NATURAL*



*GAS NATURAL* proporcionará y exigirá a sus asesores que proporcionen al fideicomisario de desinversión toda la cooperación y la información razonablemente necesarias para que el fideicomisario de desinversión pueda desempeñar sus funciones. El fideicomisario de desinversión tendrá acceso completo a toda la documentación, instalaciones y cualquier otra información sobre los Activos objeto de Desinversión que sea necesaria para el cumplimiento de sus funciones. *GAS NATURAL* proporcionará al fideicomisario de desinversión toda la información que éste requiera, facilitándole además, si fuera necesario, acceso a una o varias oficinas en sus instalaciones. *GAS NATURAL* estará disponible para mantener reuniones con el fideicomisario de desinversión, así como para proporcionarle la información necesaria para el desarrollo de sus funciones.

*GAS NATURAL* otorgará al fideicomisario de desinversión los poderes necesarios para efectuar la cesión y todas las demás acciones que éste considere necesarias o apropiadas para efectuar la cesión, incluido el nombramiento de los asesores necesarios en el proceso de cesión.

*GAS NATURAL* eximirá al fideicomisario de desinversión y a sus empleados y agentes de cualquier responsabilidad frente a *GAS NATURAL* derivada del cumplimiento de sus funciones como fideicomisario de desinversión de conformidad con el presente documento, salvo que dicha responsabilidad derive de negligencia o mala fe del fideicomisario de desinversión o de sus empleados, agentes o asesores.

*GAS NATURAL* deberá soportar los costes en que incurra el fideicomisario de desinversión como consecuencia de la designación de los asesores que éste considere necesarios para desempeñar sus obligaciones, siempre que dichos costes sean razonables y siempre y cuando la designación de tales asesores sea aprobada por *GAS NATURAL*, que no podrá negarla sin motivación. Si *GAS NATURAL* no aprueba a los asesores propuestos por el fideicomisario de desinversión, éstos podrán ser aprobados por la CNC, previa audiencia de *GAS NATURAL*. Solamente el fideicomisario de desinversión podrá dar instrucciones a los asesores, a los que resultará de aplicación el contenido del párrafo anterior. En el Periodo adicional de desinversión, el fideicomisario de desinversión podrá utilizar a los asesores que asesoraron a *GAS NATURAL* durante el Periodo inicial de desinversión, si ello es considerado conveniente en interés del proceso de desinversión.

### **III.- Sustitución, liberación y nuevo nombramiento del fideicomisario de desinversión**

Si el fideicomisario de desinversión incumple las funciones previstas en el presente documento o si concurre otro motivo legítimo, incluyendo la existencia de un conflicto de interés:

- (a) La CNC podrá, una vez oído el fideicomisario de desinversión, exigir a *GAS NATURAL* que le (s) sustituya; o
- (b) *GAS NATURAL* podrá, previa aprobación de la CNC, sustituir al fideicomisario de desinversión.

*Si el fideicomisario de desinversión es sustituido de conformidad con el párrafo anterior, se le podrá exigir que continúe desempeñando sus funciones hasta que haya proporcionado al nuevo fideicomisario de desinversión toda la información relevante para el cumplimiento de sus obligaciones. El nuevo fideicomisario de desinversión será designado de conformidad con el procedimiento previsto en los párrafos anteriores.*

*Salvo lo previsto en los párrafos precedentes, el fideicomisario de desinversión sólo cesará en el desempeño de sus funciones cuando la CNC le libere de sus obligaciones, una vez se haya producido la cesión de los Activos objeto de Desinversión que le hayan sido encomendados.*

#### **SECCIÓN F. MANTENIMIENTO DE LA VIABILIDAD, COMERCIALIZABILIDAD Y COMPETITIVIDAD DE LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN.**

*Durante el período transitorio que media entre la adquisición por GAS NATURAL del control efectivo de UNION FENOSA y la enajenación de los Activos objeto de desinversión, GAS NATURAL se abstendrá de adoptar decisiones que puedan poner en riesgo la futura gestión autónoma y la garantía de mantenimiento de valor de los mismos.*

#### **SECCIÓN G. COMPROMISOS RELATIVOS A UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA (“UFGC”)**

1. [CONFIDENCIAL]
2. [CONFIDENCIAL]
3. [CONFIDENCIAL]
4. [CONFIDENCIAL]
5. [CONFIDENCIAL]

#### **SECCIÓN H. COMPROMISO RELATIVO A CEPESA**

*GAS NATURAL se compromete a cesar en el plazo de un mes desde la adquisición del control efectivo de UNION FENOSA al consejero designado por esta última en el Consejo de Administración de Compañía Española de Petróleos S.A. (“CEPSA”)*

*Adicionalmente, mientras Repsol tenga una participación en GAS NATURAL superior al 15%, GAS NATURAL se compromete a:*

- no hacer uso de su facultad de proponer Consejeros en el Consejo de Administración de CEPESA

- *no solicitar información comercial o industrial confidencial de CEPSA en su calidad de accionista.*
- *garantizar que a través de la participación en Nueva Generadora del Sur, REPSOL no tenga acceso a información comercial o industrial confidencial del complejo petroquímico de CEPSA en San Roque.*

## **SECCIÓN I. OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN A LA CNC**

*Desde la adquisición por GAS NATURAL del control efectivo de UNION FENOSA, GAS NATURAL remitirá a la CNC informes mensuales escritos relacionados con el cumplimiento de todos y cada uno de los compromisos, hasta que la CNC de por finalizada la vigilancia de la Resolución.*

## **SECCIÓN J. PLAN DE ACTUACIONES**

*En el plazo máximo de 20 días desde la adopción de la Resolución, GAS NATURAL deberá presentar a la CNC un plan confidencial detallado de actuaciones (el “Plan de actuaciones”) para la instrumentación de todos y cada uno de los anteriores Compromisos. Además, se detallarán las garantías adecuadas para evitar que GAS NATURAL tenga acceso a la información comercial sensible de los Activos objeto de desinversión que no estuviesen controlados por GAS NATURAL con anterioridad a la Operación.*

*GAS NATURAL se compromete a no designar a la mayoría de los consejeros en el Consejo de Administración de UNIÓN FENOSA hasta el momento en que la CNC haya aprobado el Plan de actuaciones.*

## **SECCIÓN K. CLÁUSULA DE REVISIÓN**

*La CNC podrá, cuando lo considere apropiado, previa solicitud motivada de GAS NATURAL:*

- acordar, en atención a las circunstancias concurrentes, una ampliación de los plazos máximos para la desinversión establecidos en la presente condición, o*
- excepcionalmente, otorgar una dispensa, modificar o sustituir, uno o algunos de los compromisos contemplados en el presente documento.”*

**Tercero.-** Visto el expediente tramitado y analizado el informe sobre la operación, el Consejo está de acuerdo con la valoración que la Dirección de Investigación realiza de la operación notificada, así como con la propuesta de resolución elevada por la Dirección de Investigación por considerar que el conjunto de los compromisos presentados por GAS NATURAL resulta suficiente y proporcionado para eliminar los posibles riesgos de obstaculización de la competencia efectiva derivados de la operación de concentración objeto del análisis.

**Cuarto.-** En línea con lo que propone el notificante y con diversos precedentes en la materia, la adecuada ejecución de los compromisos requiere de la aprobación por la

CNC de un Plan de Actuaciones para la instrumentación de todos y cada uno de estos compromisos en los plazos y en las condiciones a las que GAS NATURAL se ha comprometido.

**Quinto.-** Conforme a lo previsto en la Ley 15/2007, la presente Resolución será ejecutiva cuando se produzca alguno de los supuestos previstos en su artículo 58.6.

**Sexto.-** Con el fin de asegurar la eficacia de los compromisos, la CNC debe velar por la adecuada ejecución de los mismos. En particular, en lo que se refiere a los compromisos de desinversión, la CNC debe velar por que el comprador o compradores de los activos resulten adecuados para resolver los problemas de competencia identificados. El incumplimiento de lo previsto en la presente Resolución se considerará infracción muy grave y puede en su caso conllevar las sanciones previstas en la Ley 15/2007.

Por todo lo cual, vistos los preceptos legales citados y los de general aplicación, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia

#### HA RESUELTO

**PRIMERO.-** En aplicación del artículo 58.4.b) de la Ley 15/2007 subordinar la autorización de la concentración al cumplimiento de los compromisos propuestos por el notificante que se recogen en la propuesta de resolución de la Dirección de Investigación.

**SEGUNDO.-** En el plazo de veinte (20) días desde la fecha en que esta Resolución sea ejecutiva, Gas Natural deberá presentar ante la CNC un plan confidencial detallado de actuaciones para la instrumentación de los compromisos en él contenidas.

En el plazo máximo de veinte (20) días desde su recepción, dicho plan deberá ser aprobado por la CNC, que podrá introducir en el mismo las modificaciones que considere oportunas para el adecuado cumplimiento de las condiciones del presente Acuerdo.

Dicho Plan de Actuaciones respetará los plazos confidenciales y el resto de extremos que se recogen en el Plan de Actuaciones relativos a la ejecución de los compromisos presentados.

**TERCERO.-** La enajenación de los activos a desinvertir estará sujeta a la autorización previa de la CNC, que valorará la idoneidad del comprador o compradores propuestos por Gas Natural atendiendo al cumplimiento de los requisitos que se detallan en los compromisos presentados.

Esta aprobación del comprador por la CNC se entiende sin perjuicio de las autorizaciones que puedan resultar preceptivas en aplicación de la normativa vigente y, en particular, de las que se deriven, en su caso, del control de concentraciones empresariales por parte de las autoridades de competencia correspondientes.

**CUARTO.-** En virtud de lo previsto en el artículo 35.2.c) de la Ley 15/2007, se encomienda la vigilancia de la presente Resolución a la Dirección de Investigación.

**QUINTO.-** El incumplimiento de lo previsto en la presente Resolución se considera infracción muy grave de acuerdo con el artículo 62 de la Ley 15/2007, lo que en su caso dará lugar a las sanciones previstas en los artículos 63 y 67 de la misma.

Comuníquese esta resolución a la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia y al Ministro de Economía y Hacienda, según lo previsto en el artículo 58.5 de la Ley 15/2007. Asimismo, notifíquese a los interesados haciéndoles saber que esta Resolución no será eficaz, ni ejecutiva, ni pondrá fin a la vía administrativa si no se produce alguno de los dos supuestos previstos en las letras a) o b) del artículo 58.6 de la Ley 15/2007 y que contra la misma, si llegase a agotar la vía administrativa, se podrá interponer recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses contados desde la notificación de los acuerdos o desde el día en que haya transcurrido el plazo para dictarlos, previstos en las citadas letras a) o b) del artículo 58.6 de la Ley 15/2007.

**INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN**

**OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN  
C/0098/08 GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA**

## INDICE

### INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN EN SEGUNDA FASE EXPEDIENTE C/0098/08 GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>4</b>
<b>2. RESUMEN DE LAS ALEGACIONES DE TERCEROS E INTERESADOS .....</b>	<b>7</b>
2.1. REPSOL YPF, S.A. (REPSOL).....	7
2.2. CENTRICA ENERGÍA, S.L.U. (CENTRICA) .....	9
2.3. ALUMINA ESPAÑOLA, S.A. (ALUMINA).....	10
2.4. ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS (ASCER) .....	10
2.5. ENAGÁS, S.A. (ENAGÁS) .....	10
2.6. ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES, S.L. (FORTIA).....	10
2.7. IBERDROLA, S.A. (IBERDROLA) .....	11
2.8. ENI, S.P.A. (ENI).....	14
2.9. HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. (HIDROCANTÁBRICO) .....	16
2.10. ENDESA, S.A. (ENDESA) .....	17
2.11. E.ON ESPAÑA, S.A. (E.ON) .....	20
2.12. ROCA SANITARIO, S.A. (ROCA) .....	20
2.13. SHELL ESPAÑA, S.A. (SHELL).....	21
2.14. BP ESPAÑA, S.A. (BP) .....	21
2.15. ELECTRABEL ESPAÑA, S.A (ELECTRABEL) .....	21
2.16. COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS S.A. (CEPSA) .....	21
<b>3. ALEGACIONES DEL NOTIFICANTE .....</b>	<b>22</b>
<b>4. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN.....</b>	<b>28</b>
<b>5. APLICABILIDAD DE LA LEY 15/2007 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA .....</b>	<b>29</b>
<b>6. EMPRESAS PARTÍCIPES .....</b>	<b>29</b>
6.1. “GAS NATURAL SDG, S.A.” (GAS NATURAL).....	29
6.2. “UNIÓN FENOSA, S.A.” (UNIÓN FENOSA) .....	32
<b>7. MERCADOS RELEVANTES.....</b>	<b>35</b>
7.1. Mercados de producto .....	35
7.1.1. Sector gas natural.....	36
7.1.2. Sector eléctrico.....	48
7.2. Mercados geográficos .....	55
7.2.1. Sector gas natural.....	55
7.2.2. Sector eléctrico.....	60
7.3. Conclusión mercados relevantes .....	63

<b>8. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS</b> .....	64
<b>8.1. Estructura de la oferta y la demanda del sector del gas natural</b> .....	64
<b>8.1.1. Exploración y producción de gas</b> .....	64
<b>8.1.2. Mercado de aprovisionamiento de gas a España</b> .....	65
<b>8.1.3. Mercado mayorista secundario de gas</b> .....	70
<b>8.1.4. Infraestructuras de importación y transporte</b> .....	71
<b>8.1.5. Redes de distribución de gas</b> .....	75
<b>8.1.6. Suministro minorista de gas</b> .....	77
<b>8.2. Estructura de la oferta y la demanda del sector eléctrico</b> .....	85
<b>8.2.1. Mercado mayorista de producción de energía eléctrica</b> .....	85
<b>8.2.2. Mercados de resolución de restricciones técnicas</b> .....	103
<b>8.2.3. Redes de distribución de electricidad</b> .....	111
<b>8.2.4. Suministro minorista de electricidad</b> .....	113
<b>8.3. Barreras a la entrada</b> .....	117
<b>8.3.1. Sector del gas</b> .....	117
<b>8.3.2 Sector eléctrico</b> .....	121
<b>9. EFICIENCIAS</b> .....	124
<b>10. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN SIN COMPROMISOS</b> .....	125
<b>10.1. Reforzamiento del poder de mercado de la entidad resultante en los mercados de gas</b> .....	126
<b>10.2. Reforzamiento de la entidad resultante en los mercados de electricidad</b> .....	133
<b>10.3. Efectos del solapamiento de redes de gas y electricidad</b> .....	136
<b>10.4. Creación y reforzamiento de vínculos con competidores</b> .....	137
<b>10.5. Otras cuestiones</b> .....	138
<b>10.6. Valoración de eficiencias</b> .....	138
<b>10.7. Conclusión</b> .....	139
<b>11. VERSIÓN FINAL DE COMPROMISOS PRESENTADOS</b> .....	139
<b>12. VALORACIÓN DE LOS COMPROMISOS</b> .....	140
<b>12.1. Consideraciones generales sobre el control de concentraciones</b> .....	140
<b>12.2. Consideraciones previas sobre los compromisos presentados</b> .....	141
<b>12.3. Valoración de los compromisos</b> .....	144
<b>12.4. Conclusión</b> .....	156
<b>13. PROPUESTA</b> .....	157
<b>ANEXO 1. Propuesta de compromisos de GAS NATURAL, SDG, S.A. de 10 de febrero de 2009</b> .....	158
<b>SECCIÓN A. DEFINICIONES</b> .....	158
<b>SECCIÓN B. LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN</b> .....	159



<b>SECCIÓN C. EL COMPRADOR</b> .....	160
<b>SECCIÓN D. PLAZOS DE CUMPLIMIENTO DEL COMPROMISO DE DESINVERSIÓN</b> .....	161
<b>SECCION E. DEL FIDEICOMISARIO</b> .....	162
<b>SECCIÓN F. MANTENIMIENTO DE LA VIABILIDAD, COMERCIALIZADORA Y COMPETITIVIDAD DE LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN.</b> .....	165
<b>SECCIÓN G. COMPROMISOS RELATIVOS A UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA (“UFGC”)</b> .....	165
<b>SECCIÓN H. COMPROMISO RELATIVO A CEPSA</b> .....	165
<b>SECCIÓN I. OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN A LA CNC</b> .....	165
<b>SECCIÓN J. PLAN DE ACTUACIONES</b> .....	166
<b>SECCIÓN K. CLÁUSULA DE REVISIÓN</b> .....	166

## **INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN EN SEGUNDA FASE EXPEDIENTE C/0098/08 GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA**

---

### **1. ANTECEDENTES**

- (1) Con fecha 3 de septiembre de 2008 ha tenido entrada en esta Dirección de Investigación notificación relativa a la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. (GAS NATURAL) del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, S.A. (UNIÓN FENOSA).
- (2) De acuerdo con lo estipulado en el artículo 17.2.c) de la Ley 15/2007, con fecha 4 de septiembre de 2008 se solicitó informe no vinculante sobre la citada operación a la Comisión Nacional de Energía (CNE), que fue recibido por esta Dirección de Investigación con fecha 10 de octubre de 2008.
- (3) Conforme al artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, la Dirección de Investigación formó expediente y elaboró el correspondiente informe de la operación junto con una propuesta de resolución.
- (4) El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) dictó con fecha 7 de noviembre de 2008 resolución en primera fase, en la que acordó iniciar la segunda fase del procedimiento conforme al artículo 57.2.c) de la Ley 15/2007, por considerar que la citada operación de concentración puede obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en todos o algunos de los mercados considerados.
- (5) El artículo 58.4 de la Ley 15/2007 establece que, recibida la propuesta de resolución definitiva de la Dirección de Investigación, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia adoptará la decisión final mediante una resolución.
- (6) En aplicación del artículo 58.1 de la Ley 15/2007, la Dirección de Investigación elaboró una nota sucinta sobre la concentración que, una vez resueltos los aspectos confidenciales de la misma, fue hecha pública y puesta en conocimiento de las personas físicas o jurídicas que podían resultar afectadas y del Consejo de Consumidores y Usuarios, para que presentaran sus alegaciones en el plazo de 10 días.
- (7) En respuesta a la nota sucinta, esta Dirección de Investigación recibió entre el 17 de noviembre de 2008 y 11 de diciembre de 2008 alegaciones de ENDESA, S.A.<sup>1</sup>, ENI S.P.A., ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, S.A., IBERDROLA, S.A., ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., ENAGÁS, S.A., ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES,

---

<sup>1</sup> Durante la primera fase del expediente, con fechas 12 de septiembre de 2008, 22 de septiembre de 2008 y 4 de noviembre de 2008, Endesa presentó determinadas alegaciones, que luego fueron reiteradas en las alegaciones a la nota sucinta.

S.L., REPSOL YPF, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., ALUMINA ESPAÑOLA, S.A., UNIÓN FENOSA, S.A., ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE COGENERACIÓN, E.ON GENERACIÓN, S.L, E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L., E.ON ENERGÍA, S.L., ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS, ROCA SANITARIO, S.A., RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., GOBIERNO DE LA RIOJA, MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA, GRUPO GUASCOR, OMEL, SHELL ESPAÑA, S.A., COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS, S.A., GOBIERNO DE ARAGÓN, ASOCIACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS, TRIBUNAL GALEGO DE DEFENSA DA COMPETENCIA, JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN, XUNTA DE GALICIA, CORES, GALP y el CONSEJO DE CONSUMIDORES Y USUARIOS.

- (8) Por otra parte, de acuerdo con el artículo 66 del Reglamento de Defensa de la Competencia, aprobado por el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, el Consejo de la CNC resolvió aceptar, con fecha 28 de noviembre y 11 de diciembre de 2008, la personación como interesados de ENDESA, S.A., ENI S.p.A., ENTE VASCO DE LA ENERGÍA, S.A., IBERDROLA, S.A., ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., ENAGÁS, S.A., ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES, S.L., REPSOL YPF, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., ALUMINA ESPAÑOLA, S.A., UNIÓN FENOSA, S.A., ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE COGENERACIÓN, E.ON GENERACIÓN, S.L., E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L., E.ON ENERGÍA, S.L., ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS y ROCA SANITARIO, S.A.
- (9) Según lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley 15/2007, esta Dirección de Investigación ha requerido en varias ocasiones información necesaria a distintos operadores del sector energético. En particular, esta Dirección de Investigación recibió entre el 10 de diciembre de 2008 y el 19 de enero de 2009 respuestas a requerimientos de información de ENDESA, S.A., ENI S.p.A., IBERDROLA S.A., ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., REPSOL YPF, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., UNIÓN FENOSA, S.A., UNIÓN FENOSA GAS, S.A., E.ON GENERACIÓN, S.L, E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L., E.ON ENERGÍA, S.L., RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., SHELL ESPAÑA, S.A., COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS, S.A., BP ESPAÑA, S.A. y SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA, S.A. Asimismo, con fecha 9 de enero de 2009, Enagás presentó de forma voluntaria determinadas alegaciones en el marco del expediente de referencia.
- (10) Adicionalmente, esta Dirección de Investigación ha recibido información adicional y alegaciones de GAS NATURAL, remitidas previo requerimiento o de forma voluntaria, con fechas 11 de diciembre de 2008, 9 de enero de 2009, 12 de enero de 2009 y 14 de enero de 2009.
- (11) Con fecha 19 de enero de 2009 esta Dirección de Investigación elaboró un Pliego de concreción de hechos, en aplicación del artículo 58.2 de la Ley 15/2007, donde se recogían los posibles obstáculos para la competencia derivados de la

concentración y que fue notificado en esa fecha a los interesados para que en un plazo de 10 días formularan alegaciones.

- (12) Con fecha 30 de enero de 2009 se recibieron en esta Dirección de Investigación las alegaciones al Pliego de concreción de hechos de GAS NATURAL, ENDESA, S.A., ENI S.p.A., IBERDROLA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., ENAGÁS, S.A., ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES, S.L., REPSOL YPF, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., ALUMINA ESPAÑOLA, S.A. y ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS. Con fecha 4 de febrero de 2009 tuvieron entrada las alegaciones de ROCA SANITARIO, S.A. Todas ellas se resumen más adelante.
- (13) Con fecha 9 de febrero de 2009 esta Dirección de Investigación requirió a Unión Fenosa Gas, S.A., en virtud del artículo 39 de la Ley 15/2007, información necesaria para la resolución del expediente. La respuesta a este requerimiento tuvo entrada en la CNC ese mismo día 9 de febrero de 2009.
- (14) Con fecha 10 de febrero de 2009 esta Dirección de Investigación requirió a Red eléctrica de España, S.A.U., en virtud del artículo 39 de la Ley 15/2007, información necesaria para la resolución del expediente. La respuesta a este requerimiento tuvo entrada en la CNC ese mismo día 10 de febrero de 2009.
- (15) Por otra parte, con fecha 21 de enero de 2009 GAS NATURAL presentó, en virtud de lo establecido en el artículo 59 de la Ley 15/2007, una primera versión de compromisos que buscan resolver los obstáculos para el mantenimiento de la competencia efectiva que puedan derivarse de la operación de concentración notificada.
- (16) Con fecha 28 de enero de 2009 GAS NATURAL presentó una propuesta de compromisos modificada por la que se comprometía a:
- Desinvertir redes de distribución de gas natural con 300.000 puntos de distribución.
  - Desinvertir una cartera de 300.000 clientes (residenciales y PYMES) de gas natural.
  - Desinvertir centrales de ciclo combinado con 800 MW de potencia de generación de electricidad.
  - Mantener [...] entre GAS NATURAL y Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A., [...].
- (17) Con fecha 28 de enero de 2009 se notificó a ENDESA, S.A., ENI S.p.A., IBERDROLA, S.A., ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., E.ON ESPAÑA, COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS, S.A., SHELL ESPAÑA, S.A. y BP ESPAÑA, S.A. la versión de compromisos del mismo día para que en un plazo de 10 días formularan alegaciones.

- (18) Entre el 30 y 31 de enero de 2009 se recibieron en esta Dirección de Investigación las alegaciones a la versión de compromisos notificada de ENDESA, S.A., ENI S.p.A., IBERDROLA S.A., ELECTRABEL ESPAÑA, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., CENTRICA ENERGÍA S.L.U., E.ON GENERACIÓN, S.L., E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L., E.ON ENERGÍA, S.L., SHELL ESPAÑA, S.A., COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS, S.A. y BP ESPAÑA, S.A.
- (19) Con fecha 10 de febrero de 2009, GAS NATURAL presentó una nueva propuesta de compromisos modificada.
- (20) El artículo 36.2.b) de la Ley 15/2007 establece que el plazo máximo para dictar y notificar la resolución del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia prevista en el artículo 58 de la Ley 15/2007 es de dos meses en la segunda fase a contar desde la fecha en que el Consejo acuerda la apertura de la segunda fase.
- (21) Con fecha 21 de noviembre de 2008 esta Dirección de Investigación, en aplicación del artículo 39.1 de la Ley 15/2007, requirió información a varios operadores energéticos, y acordó que dichas solicitudes de información suspendiesen el transcurso de los plazos máximos, conforme a lo dispuesto en el artículo 37.1.b) de la Ley 15/2007. Tras la contestación de Electrabel España, S.A., recibida con fecha 22 de diciembre de 2008, esta Dirección de Investigación decidió levantar la suspensión anteriormente acordada.
- (22) Asimismo, con fecha 28 de noviembre de 2008 esta Dirección de Investigación realizó un requerimiento de información a GAS NATURAL, en virtud de lo dispuesto en el artículo 55.5 de la Ley 15/2007, que suspendió los plazos, y cuya respuesta tuvo entrada con fecha 11 de diciembre de 2008.
- (23) Adicionalmente, con fecha 21 de enero de 2009, GAS NATURAL presentó una propuesta de compromisos. Conforme a lo dispuesto en el artículo 59.2 de la Ley 15/2007, dicha propuesta amplía en 15 días el plazo para dictar y notificar resolución en relación con el expediente de referencia.
- (24) Según todo lo anterior, la fecha límite para resolver en segunda fase es el **25 de febrero de 2009**, inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

## **2. RESUMEN DE LAS ALEGACIONES DE TERCEROS E INTERESADOS**

### **2.1. REPSOL YPF, S.A. (REPSOL)**

- (25) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Repsol al Pliego de concreción de hechos. En las mismas Repsol indica que no comparte los problemas de competencia identificados por el Pliego de concreción de hechos, y estima que la Dirección de Investigación incurre en errores de hecho y de derecho al valorar la posición de Repsol en los mercados considerados y su relación con las empresas partícipes de la concentración.

- (26) Repsol destaca que no es una empresa partícipe de la operación y que la Dirección de Investigación se equivoca al atribuir a GAS NATURAL las cuotas de mercado correspondientes a Repsol, y al tener en cuenta la presencia de Repsol en los mercados considerados a la hora de hacer el análisis material de la operación.
- (27) En particular, Repsol señala que el Pliego de concreción de hechos no ha demostrado cómo GAS NATURAL puede condicionar la conducta de Repsol en los mercados considerados, pues Repsol y GAS NATURAL no son una unidad económica. En todo caso, Repsol reconoce que no existe competencia entre ambos.
- (28) Asimismo, Repsol indica que no puede determinar unilateralmente la política de Bahía Bizkaia Electricidad –BBE- y Bahía Bizkaia Gas –BBG- en perjuicio del resto de accionistas de control (Iberdrola, BP y Gobierno Vasco). Por ello, no se deben atribuir a GAS NATURAL las cuotas de mercado correspondientes a estas empresas.
- (29) En línea con el anterior razonamiento, Repsol indica que no se pueden atribuir a GAS NATURAL las cuotas de Repsol en cogeneración (cuyo volumen de generación de electricidad viene determinado por la producción de las refinerías de Repsol) ni en el aprovisionamiento de gas. En particular, Repsol señala que el gas del proyecto de Perú no va a ser destinado a España y que no se puede atribuir a GAS NATURAL el gas que aprovisiona Repsol, pues GAS NATURAL no tiene capacidad de disposición del mismo ya que tiene un destino definido (BBE o las refinerías de Repsol).
- (30) Repsol considera que el Pliego de concreción de hechos sobrevalora la posición de GAS NATURAL en los distintos mercados relevantes e infravalora la capacidad de los terceros para constreñir la conducta futura de la entidad resultante. En todo caso, Repsol renuncia a desarrollar sus argumentos sobre la base de que los compromisos de GAS NATURAL cambian el análisis derivado del Pliego de concreción de hechos.
- (31) En relación con el análisis de los mercados del gas en el Pliego de concreción de hechos, Repsol destaca que no es cierto que operadores como Shell, BP, Sonatrach, etc., no dispongan de suficientes economías de escala en los mercados nacionales. En particular, Repsol destaca que Sonatrach controla en origen el 30% del gas que viene a España y tiene capacidad de exportación excedentaria. Asimismo, Repsol considera que el Pliego de concreción de hechos minusvalora los efectos de la puesta en marcha de Medgaz. Adicionalmente, el Pliego de concreción de hechos no ha probado que la mayor flexibilidad de la entidad resultante en el aprovisionamiento de gas a España vaya a perjudicar a la competencia.
- (32) En cuanto a los mercados de electricidad, Repsol sostiene que el Pliego de concreción de hechos no demuestra que la operación vaya a producir efectos coordinados, y se olvida de que sin la operación la situación competitiva del mercado mayorista de electricidad es peor.

## 2.2. CENTRICA ENERGÍA, S.L.U. (CENTRICA)

- (33) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Centrica al Pliego de concreción de hechos. Concretamente, Centrica está de acuerdo con los obstáculos para el mantenimiento de la competencia efectiva detectados. Centrica únicamente hace una puntualización, al señalar que considera que sí existen mercados de producto separados en relación con la regulación secundaria y terciaria en la generación de electricidad, así como en la gestión de desvíos.
- (34) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Centrica, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.
- (35) Centrica considera que los compromisos presentados son insuficientes para resolver los problemas que la operación plantea sobre la competencia efectiva.
- (36) Respecto a la desinversión de clientes y puntos de distribución, Centrica considera que su número es claramente insuficiente, habida cuenta de que GAS NATURAL es monopolista o cuasi-monopolista en la mayoría de provincias, y que no se especifican aspectos imprescindibles para su valoración como su ubicación, su volumen de suministro o si su carácter es regulado o liberalizado. Asimismo, Centrica señala que es fundamental especificar si el número de clientes viene referido al CIF/NIF o al CUPS
- (37) De esta forma, Centrica considera que se corre el riesgo de que GAS NATURAL se desprenda de los clientes menos rentables y de los que le planteen problemas de gestión (técnicos, impagos, etc.), o de que se trate de clientes con suministro de último recurso, a los que sólo pueden suministrar los operadores designados en la normativa sectorial.
- (38) Por ello, propone como alternativa:
- Desinversión de un mínimo de 1.000.000 de puntos de distribución, ubicados en zonas concretas del territorio nacional, junto con la cesión a la sociedad adquirente de la condición de suministrador de último recurso y el otorgamiento del derecho a subrogarse en los contratos de suministro ofrecidos por cualquiera de las sociedades integrantes del Grupo resultante.
  - Desinversión de un mínimo de 500.000 clientes y aprovisionamiento de gas para esos clientes durante un periodo transitorio de 3 años.
- (39) Respecto a la desinversión en activos de generación, Centrica indica que la cantidad a desinvertir debería ser, como mínimo, de 1.200 MW, y debería incluir el suministro transitorio de gas en las mismas condiciones en que se suministran en la actualidad, mediante la posibilidad del adquirente de subrogarse en los contratos de suministro de gas actuales. Además, deberían venderse preferentemente a nuevos operadores.
- (40) Finalmente, Centrica indica que debería obligarse a la nueva sociedad a vender el 50% de UNIÓN FENOSA en Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER)..

### **2.3. ALUMINA ESPAÑOLA, S.A. (ALUMINA)**

(41) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Alumina al Pliego de concreción de hechos. En particular, Alumina señala que la operación de concentración puede plantear obstáculos para la competencia efectiva, especialmente en aquéllos en los que está presente Alumina. Adicionalmente, considera que se debería haber hecho un análisis más detallado de los solapamientos geográficos por provincias de redes de distribución de gas y electricidad, en particular de cara a posibles remedios.

### **2.4. ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AZULEJOS Y PAVIMENTOS CERÁMICOS (ASCER)**

(42) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de ASCER al Pliego de concreción de hechos. En las mismas se señala que la concentración no va a producir los obstáculos para la competencia que señala el Pliego de concreción de hechos.

(43) En los mercados de gas, ASCER considera que el impacto de la operación en el aprovisionamiento de gas es mínimo, dada la dimensión internacional de este mercado, el hecho de que Unión Fenosa Gas se centre en el suministro a ciclos combinados, y gracias a la puesta en funcionamiento de Medgaz. En el mercado de suministro de gas a grandes clientes tampoco va a haber efectos negativos, puesto que existe un número elevado de comercializadoras, es fácil cambiar de suministrador, Unión Fenosa Gas no es un oferente significativo y las sinergias de redes de distribución y suministro van a ser positivas.

(44) En el mercado de suministro de electricidad a grandes clientes la concentración va a alterar la dinámica del mismo, favoreciendo una mayor competencia, pues GAS NATURAL va a poder hacer frente a los dos operadores dominantes, Endesa e Iberdrola. Asimismo, ASCER considera que el Pliego de concreción de hechos no ha probado que GAS NATURAL vaya a coordinarse con Endesa e Iberdrola en la generación de electricidad, pues tiene incentivos a competir agresivamente, haciendo uso de las ofertas duales de gas y electricidad.

### **2.5. ENAGÁS, S.A. (ENAGÁS)**

(45) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Enagás al Pliego de concreción de hechos. En las mismas, Enagás discrepa de que la participación en su accionariado de la entidad resultante vaya a poner en cuestión su independencia, gracias a las precauciones regulatorias existentes. En todo caso, Enagás se posiciona como adquirente idóneo de los activos de transporte que pudiera tener que enajenar la entidad resultante.

### **2.6. ENERGÍA PARA GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIALES, S.L. (FORTIA)**

(46) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Fortia al Pliego de concreción de hechos, centradas en los efectos de la operación en el sector de electricidad.



- (47) Fortia destaca que es una central de compras de capacidad de generación de electricidad a través de contratos bilaterales, los cuales sirven para gestionar el riesgo y planificar mejor los costes de los grandes consumidores. Sin embargo, Fortia destaca que los operadores pivotaes han obstaculizado el desarrollo de esta modalidad de contratación.
- (48) Fortia considera que la operación convertirá a la entidad resultante en un operador pivotal, más significativo de lo que señala el Pliego de concreción de hechos. Concretamente, Fortia alega que la posición de GAS NATURAL se ve reforzada por ser suministrador de gas a centrales de ciclo combinado de terceros, por la inelasticidad de la demanda de electricidad, por la pérdida de incentivos de la entidad resultante a desarrollar ciclos combinados, y porque gran parte del crecimiento de la oferta de generación de electricidad viene de centrales de régimen especial no retirables.
- (49) Fortia señala que tras la concentración GAS NATURAL tiene incentivos a incrementar los precios en el *pool*, gracias a que dispone de mayor capacidad de generación inframarginal y a que se refuerza significativamente en las centrales de ciclo combinado, que son marginales. Esto también se ve posibilitado por la pivotalidad de la entidad resultante y su condición de suministrador de gas a centrales de ciclo combinado, con capacidad para incrementar los precios del mismo.
- (50) Fortia coincide con el Pliego de concreción de hechos en que la concentración incrementará el poder de mercado conjunto de Endesa, Iberdrola y la entidad resultante. En particular, éstos tendrán incentivos a coordinarse como consecuencia de los factores valorados por el Pliego de concreción de hechos. Adicionalmente, esta coordinación se vería favorecida por el hecho de que al ser pivotaes casi el 100% de las horas, estas tres empresas pueden incrementar los precios sin apenas reducir su oferta, y no tienen incentivos a contratar bilateralmente, que es una vía para reducir su poder de mercado.
- (51) A la vista de lo anterior, Fortia propone como compromisos para autorizar la concentración, en relación con el mercado mayorista de generación de electricidad, la desinversión de 4.300 MW de centrales de ciclo combinado, que no podrían ser adquiridas por Endesa ni Iberdrola, la imposición de subastas virtuales de capacidad a la entidad resultante y la prohibición de adquirir ciclos a terceros.

## 2.7. IBERDROLA, S.A. (IBERDROLA)

- (52) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Iberdrola al Pliego de concreción de hechos. En las mismas se señala que la concentración va a impactar sobre todo en los sectores gasísticos, pues en el sector eléctrico existen diversas empresas en todos los niveles, y el mercado mayorista de generación de electricidad es líquido y transparente. Por ello, Iberdrola centra sus alegaciones en el sector del gas.

- (53) Iberdrola coincide con las conclusiones del Pliego de concreción de hechos en cuanto a los efectos estáticos y dinámicos de la operación en los mercados de gas, y considera que los problemas de competencia en estos mercados tras la operación son graves. No obstante, Iberdrola entiende que el Pliego de concreción de hechos subestima en algunos aspectos el poder de mercado de la entidad resultante en el sector del gas en España.
- (54) En primer lugar, Iberdrola considera que UNIÓN FENOSA, dada su integración vertical con las actividades *midstream*, posee una capacidad y flexibilidad en el abastecimiento de gas que le han permitido ser un competidor agresivo de GAS NATURAL en España. Mientras, en el medio plazo, no existe ningún competidor alternativo que pueda replicar la rivalidad de UNIÓN FENOSA con GAS NATURAL, debido a las elevadas barreras a la entrada existentes (y que se incrementan con la concentración), cuya valoración por el Pliego de concreción de hechos Iberdrola considera adecuada. Por ello, Iberdrola estima que la concentración producirá un aumento considerable de precios en el sector del gas. Asimismo, la concentración dificultará el desarrollo de nuevas redes de distribución de gas en España, cuyo mallado en España es muy escaso.
- (55) Para hacer frente a estos problemas en el sector del gas, según Iberdrola, los remedios deben evitar cualquier solapamiento y mantener el nivel de rivalidad frente a GAS NATURAL anterior a la concentración.
- (56) En relación con el aprovisionamiento de gas, Iberdrola señala que UNIÓN FENOSA dispone de contratos a largo plazo por 6,5 bcm, que aumentarán en 1,8 bcm en los próximos años gracias a los nuevos proyectos en Egipto y Guinea Ecuatorial. Asimismo, Iberdrola destaca que UNIÓN FENOSA dispone de contratos FOB, lo que le da mucha flexibilidad a la hora de determinar el destino del gas y le sirve para disciplinar los precios en España. En cambio, según Iberdrola, tras la concentración la entidad resultante tendrá incentivos para utilizar su flexibilidad para desviar su gas a los mercados *spot* internacionales, que tienen unos precios más altos, mientras que el resto de competidores en España no tendrán capacidad suficiente de réplica.
- (57) En lo que respecta al mercado mayorista secundario de gas, Iberdrola coincide con el análisis del Pliego de concreción de hechos, y señala que tras la operación, en ausencia de compromisos específicos, la entidad resultante aumentará los precios de los servicios de flexibilidad. Asimismo, Iberdrola indica que debe haber remedios diferenciados para el aprovisionamiento de gas (que está relacionado con la disponibilidad de gas para desarrollar actividades minoristas) y el mercado secundario (relacionado con la cobertura de necesidades puntuales de gas).
- (58) En la comercialización de gas, Iberdrola considera que el refuerzo de la posición de GAS NATURAL va más allá de la mera adición de cuotas, debido al efecto disciplinante del suministro a ciclos combinados sobre el suministro a clientes industriales y domésticos. Al adquirir GAS NATURAL los ciclos combinados de UNIÓN FENOSA, desaparece la capacidad de esta entidad para reaccionar a subidas de precios a clientes industriales desviando gas inicialmente previsto para

sus propios ciclos. En lo que se refiere al autoconsumo en el suministro de gas a ciclos combinados, Iberdrola considera que se debe a la falta de un mercado mayorista de gas suficientemente líquido y competitivo en España.

- (59) En cuanto a la distribución de gas, Iberdrola considera que UNIÓN FENOSA es un importante competidor en el desarrollo de nuevas redes de distribución, más allá de su reducida presencia actual. El poco desarrollo de las redes de distribución de gas en España se debe a la enorme concentración de estos mercados de distribución en GAS NATURAL, teniendo esta entidad incentivos a limitar su desarrollo. Asimismo, la operación llevará a la desaparición de la competencia referencial en la fijación de la retribución de la distribución de gas. Por ello, los remedios deben limitar la concentración en un solo agente y mejorar las posibilidades de desarrollo de nuevas redes de distribución de gas.
- (60) Iberdrola también considera que la operación de concentración plantea problemas de competencia como consecuencia de la integración vertical de gas-generación de electricidad. La entidad resultante tiene la capacidad e incentivos para aumentar los precios del gas y de la generación de electricidad, utilizando su presencia en el suministro de gas a ciclos combinados y reduciendo la rivalidad en los mercados gasísticos. En particular, Iberdrola considera que se debería haber tenido en cuenta la elevada sustituibilidad entre suministro de gas a ciclos combinados y clientes industriales a la hora de valorar los efectos verticales derivados de la operación.
- (61) Con fecha 31 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Iberdrola, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.
- (62) Iberdrola considera que los compromisos presentados son insuficientes para resolver los problemas que la operación plantea sobre la competencia efectiva y no guardan relación con los problemas identificados en el Pliego de concreción de hechos. Adicionalmente, Iberdrola indica que los compromisos son inusualmente imprecisos e incompletos.
- (63) Respecto a los compromisos planteados en relación a la desinversión de clientes y de activos de distribución, Iberdrola señala que resulta necesario conocer la ubicación de los activos, que sería necesario que fueran redes de distribución completas y que GAS NATURAL se comprometiera a no realizar acciones comerciales para recuperar los clientes desinvertidos. Asimismo, Iberdrola considera que el compromiso debería extenderse a clientes industriales, y que la cantidad de clientes a desinvertir no tiene un efecto apreciable sobre la posición que adquirirá GAS NATURAL como consecuencia de la operación. Finalmente, Iberdrola considera que el periodo transitorio de suministro de gas debería ampliarse más allá de los 6 meses planteados.
- (64) Respecto a la desinversión de 800 MW en ciclos combinados, Iberdrola considera que se trata de un compromiso insuficiente, ya que suponen una mínima parte de los ciclos combinados de UNIÓN FENOSA. Por otra parte, Iberdrola estima que

debería ampliarse sustancialmente el periodo de suministro transitorio de gas por GAS NATURAL.

- (65) Iberdrola considera necesario, además, que se obligue a GAS NATURAL a ceder los contratos aprovisionamientos de gas correspondientes a UNIÓN FENOSA, incluyendo un compromiso de destino para el cesionario, o, alternativamente, a ceder gas en frontera a terceros, obligándose GAS NATURAL a promover e impulsar la flexibilidad del mercado secundario de gas.
- (66) Respecto a los mercados eléctricos, Iberdrola considera necesario someter a la nueva entidad a las mismas obligaciones a que se encuentran sujetas Endesa e Iberdrola en lo relativo a las emisiones primarias de energía (EPEs), las importaciones de electricidad de terceros países y las ventas del régimen especial.
- (67) Finalmente, Iberdrola considera que se cumplen los requisitos para que sea adecuado designar *ex ante* al comprador de los activos desinvertidos, que debería ser un agente ya instalado y no un agente nuevo. En este sentido, Iberdrola estima que ni ENI ni Cepsa son compradores adecuados.

## **2.8. ENI, S.P.A. (ENI)**

- (68) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de ENI al Pliego de concreción de hechos, que se centran en el sector del gas y, en particular, en los efectos anticompetitivos derivados de la presencia de GAS NATURAL en Unión Fenosa Gas.
- (69) En relación con la definición de los mercados relevantes del sector del gas, ENI señala que en el mercado de aprovisionamiento de gas deben analizarse los efectos de la concentración en el mercado español. Respecto al mercado secundario, ENI considera que no es un mercado diferenciado, aunque coincide con la valoración del Pliego de concreción de hechos del papel que juega Unión Fenosa Gas como oferente de flexibilidad. En cuanto al mercado de suministro a pequeños clientes, ENI considera que es regional, como consecuencia de la integración vertical entre suministro y distribución.
- (70) En lo que respecta a los obstáculos para la competencia efectiva derivados de la concentración, ENI está en gran parte de acuerdo con el análisis realizado por el Pliego de concreción de hechos, aunque introduce una serie de matizaciones.
- (71) En primer lugar, ENI considera que GAS NATURAL es operador dominante en los distintos mercados de gas, y no sólo un operador con un poder de mercado significativo, y que la concentración refuerza esta posición de dominio.
- (72) Asimismo, ENI indica que Unión Fenosa Gas es un “*maverick*” en el sector del gas, y que GAS NATURAL ha aceptado implícitamente esta cuestión al no rebatirlo en sus alegaciones de 12 de enero de 2009.
- (73) Por otra parte, ENI considera que es erróneo calificar como autosuministro el suministro de gas entre Unión Fenosa Gas y Unión Fenosa Generación, pues la primera no está sujeta al control exclusivo de UNIÓN FENOSA, sino al control

conjunto con ENI. En particular, Unión Fenosa Gas no controla si los ciclos de UNIÓN FENOSA van a casar o no en el *pool*. Asimismo, ENI discrepa de que se puedan descartar los problemas de competencia en el mercado de suministro de gas a centrales de ciclo combinado sobre la base de que tienden al autosuministro.

- (74) Los remedios que propone ENI para eliminar los obstáculos para la competencia efectiva en los mercados de gas detectados por el Pliego de concreción de hechos son:
- La desinversión de la participación del 50% de UNIÓN FENOSA en Unión Fenosa Gas. Asimismo, se nombrarían dos fideicomisarios. Uno para velar porque no se ponga en entredicho la gestión ordinaria de Unión Fenosa Gas durante el proceso de venta, y otro para supervisar el proceso de venta.
  - La modificación del contrato entre Unión Fenosa Gas y Unión Fenosa Generación, reduciendo un [...] % la cantidad anual contratada. Según ENI, esto permitiría a los ciclos de UNIÓN FENOSA funcionar durante [...] horas al año (la media de funcionamiento al año es de [...] horas), pero a la vez impediría a GAS NATURAL hacer un uso instrumental del contrato para obstaculizar la acción competitiva de Unión Fenosa Gas.
  - La modificación del contrato entre Unión Fenosa Gas y Unión Fenosa Comercial, a fin de limitar las cantidades anuales a las comprometidas para 2008 ([...] GWh), y así evitar el refuerzo de GAS NATURAL en el mercado de suministro de gas a pequeños clientes.
- (75) ENI considera que estos remedios permitirán a Unión Fenosa Gas reforzar su posición como un competidor independiente de GAS NATURAL en España, y son la mejor manera de eliminar enteramente los problemas de competencia detectados.
- (76) En cambio, ENI señala que los remedios propuestos por la CNE son insuficientes, en particular el programa de cesión de gas, pues las cantidades están mal calculadas, no otorga una escala mínima en términos de clientes (que es una barrera a la entrada en los mercados de suministro), es transitorio, no evita la desaparición de Unión Fenosa Gas como competidor independiente, da a GAS NATURAL un control sobre los términos de la cesión del gas (lo que dificulta la independencia del cesionario), no impide que GAS NATURAL adquiera las cantidades cedidas a través de Unión Fenosa Gas, y no permite que ENI compita como competidor independiente de GAS NATURAL en España.
- (77) Con fecha 31 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de ENI, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.
- (78) ENI considera que los compromisos presentados son insuficientes para resolver los problemas que la operación plantea sobre la competencia efectiva.

- (79) Respecto a la desinversión de puntos de distribución de gas natural, ENI indica que se trata de un compromiso totalmente ineficaz, por cuanto que la distribución es una actividad regulada.
- (80) Por otra parte, ENI estima desproporcionada la cuantía de clientes de gas a desinvertir, por superar en mucho la adición de UNIÓN FENOSA. Asimismo, indica que el periodo transitorio de suministro de gas natural es insuficiente para asegurar la independencia del comprador de GAS NATURAL. Por último, ENI subraya el hecho de que no podría ser compradora.
- (81) Respecto a la desinversión de 800 MW, ENI considera que está muy por debajo de la adición de UNIÓN FENOSA y que el periodo transitorio de suministro de gas por GAS NATURAL es insuficiente. Adicionalmente, ENI indica que el volumen de gas que GAS NATURAL dispondría como consecuencia de la adquisición de los suministros de Unión Fenosa Gas a Unión Fenosa Generación es muy superior al consumo necesario para suministrar a los ciclos combinados de UNIÓN FENOSA.
- (82) Respecto al compromiso relativo a Unión Fenosa Gas Comercializadora, ENI considera que se trata de una medida compleja y poco efectiva. A su juicio, GAS NATURAL tendrá capacidad de controlar la política comercial de esta sociedad gracias a los contratos de la misma con Unión Fenosa Generación y con Unión Fenosa Gas, de modo que las posibilidades de desarrollo de Unión Fenosa Gas Comercializadora serán mínimas. Además, al conservar GAS NATURAL el control conjunto sobre Unión Fenosa Gas, ENI no podría utilizar Unión Fenosa Gas para ser un competidor efectivo en los mercados de gas en España.

## 2.9. HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. (HIDROCANTÁBRICO)

- (83) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Hidrocantábrico al Pliego de concreción de hechos. En términos generales Hidrocantábrico señala que está de acuerdo con el análisis de la Dirección de Investigación y, en particular, con el del sector del gas, donde considera que se dan los efectos contrarios a la libre competencia más significativos.
- (84) Para solventar estos obstáculos a la competencia efectiva, Hidrocantábrico propone que se condicione la operación obligando al grupo resultante a:
- Ceder cantidades de gas o desinvertir contratos de aprovisionamiento equivalentes a la cuantía del gas aprovisionado por UNIÓN FENOSA. De esta manera, se limitaría la posición de la entidad resultante en el aprovisionamiento de gas y se favorecería una competencia real en el mercado gasista.
  - La anterior cesión se debe hacer a favor de los titulares de ciclos combinados ajenos al grupo resultante suministrados por éste o, alternativamente, la eliminación en los contratos de suministros de las cláusulas de “take or pay”, suministro en exclusividad, y entrega del gas en central. De esta manera, se daría a los titulares de los ciclos combinados flexibilidad para competir en los mercados de gas

- Facilitar la flexibilidad del sistema, debiendo no acaparar las entradas de gas al sistema, y haciendo un volumen mínimo de intercambios de gas en cada central de regasificación en la que esté presente el grupo resultante. Así se compensaría la pérdida de Unión Fenosa Gas como oferente de flexibilidad.
- Desinvertir 1 millón de puntos de distribución de gas, en el marco de redes de distribución completas. Con ello, se compensarían las adiciones horizontales de cuotas y los efectos conglomerado derivados del solapamiento geográfico de redes de distribución de gas y electricidad.

(85) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Hidrocantábrico, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.

(86) Hidrocantábrico considera que los compromisos presentados son insuficientes para resolver los problemas que la operación plantea sobre la competencia efectiva.

(87) En primer lugar, Hidrocantábrico señala que los compromisos deberían incluir la renegociación de los contratos de suministro de gas natural a centrales de ciclo combinado, remedio que mejoraría la flexibilidad en los mercados de gas y contribuiría a mejorar la competencia en el mercado eléctrico.

(88) En segundo lugar, Hidrocantábrico considera que la desinversión propuesta de 300.000 puntos de distribución de gas es insuficiente, puesto que la nueva entidad tendría capacidad para recuperar e incrementar su cuota de mercado en comercialización de gas natural apoyándose en la parte de los clientes adquiridos de UNIÓN FENOSA sin red de distribución de gas natural. Por ello, considera que el tamaño de la cartera a desinvertir debería superar un millón de puntos de distribución y destinarse a agentes instalados, con conocimiento de la actividad.

(89) En tercer lugar, Hidrocantábrico estima que la desinversión propuesta de clientes de gas es inefectiva, puesto que, manteniendo inalterados sus contratos de aprovisionamiento, la nueva entidad podría recuperarlos en un periodo de tiempo sustancialmente corto. Para evitar este efecto, la desinversión debería hacerse en los contratos de aprovisionamiento, en una cuantía similar a la cartera de UNIÓN FENOSA (6,5 bcm).

(90) Finalmente, Hidrocantábrico manifiesta su interés en participar en los procesos de desinversión.

## **2.10. ENDESA, S.A. (ENDESA)**

(91) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de Endesa al Pliego de concreción de hechos. En términos generales, Endesa señala que comparte gran parte de las conclusiones de la Dirección de Investigación y afirma que para compensar los problemas de competencia detectados la operación debe ser sometida a estrictos compromisos de desinversión o, alternativamente, prohibida. A este respecto, Endesa destaca que los efectos de la operación en los mercados de gas son más graves que en el

caso GAS NATURAL/ENDESA, pues UNIÓN FENOSA actúa en los mismos como *maverick* gracias a su integración vertical con las actividades *midstream*.

- (92) Endesa contesta las alegaciones que hace GAS NATURAL en relación con la situación competitiva de determinados mercados. En lo que respecta al mercado de aprovisionamiento de gas en España, Endesa afirma que GAS NATURAL no tiene en cuenta la falta de liquidez de los mercados *spot* internacionales de gas y otras barreras a la entrada existentes en el aprovisionamiento de gas, entre ellas las derivadas de las economías de escala, que no es cierto que Medgaz vaya a contrarrestar el poder de mercado de GAS NATURAL, y que la entidad resultante tiene fuertes incentivos para desviar buques fuera de España y aumentar los precios en nuestro país, especialmente a Asia.
- (93) En cuanto al mercado secundario de gas, Endesa plantea que la entidad resultante tendrá menores necesidades de flexibilidad de gas, dada la mayor diversificación de sus contratos de aprovisionamiento, el mayor acceso a plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos y el mayor volumen de gas consumido. En este sentido, Endesa indica que pasará a depender de la flexibilidad que le ofrezca la entidad resultante (pues UNIÓN FENOSA le proveía el 41% de los intercambios de gas), especialmente en las plantas de regasificación de Mugaros y Sagunto.
- (94) En el mercado mayorista de generación eléctrica, Endesa defiende que se incrementa el poder de mercado en el segmento de potencia retirable, lo que le permitirá actuar estratégicamente retirando oferta para elevar los precios del *pool*. Asimismo, Endesa considera que GAS NATURAL es un *maverick* en la generación de electricidad.
- (95) En lo que se refiere a los mercados minoristas de suministro de gas a clientes industriales y domésticos, Endesa considera que estos mercados no son homogéneos en el conjunto del territorio nacional y que están muy condicionados por la integración vertical con redes de distribución. Asimismo, Endesa considera que el número de operadores creíbles en estos mercados es reducido y cae tras la operación de concentración notificada.
- (96) Endesa coincide con la Dirección de Investigación en que la operación de concentración incrementará significativamente el riesgo de coordinación en el mercado mayorista de generación de electricidad y en los mercados de restricciones técnicas, en la medida en que la entidad resultante, Endesa e Iberdrola serán conjuntamente pivotaes en casi el 100% de las horas, y su posición no se verá compensada por los aumentos de capacidad de generación previstos. Este riesgo de coordinación aumenta a través de la eliminación de un competidor díscolo, creíble y con capacidad de crecimiento futuro. Este efecto coordinado se ve reforzado por la capacidad de represalia derivada de la presencia mutua en mercados de restricciones técnicas y de los vínculos estructurales y comerciales entre los distintos operadores.
- (97) Endesa considera que el Pliego de concreción de hechos valora insuficientemente el efecto vertical derivado del suministro de gas a centrales de ciclo combinado.



En particular, Endesa considera que la entidad resultante tiene incentivos para aumentar los precios del gas a consumidores industriales, y así producir un aumento de los precios en el mercado mayorista de generación eléctrica, a través de las centrales de ciclo combinado. Así, GAS NATURAL es un operador pivote en el suministro de gas a consumidores industriales, por lo que tras la concentración se ve reforzada su capacidad para incrementar los precios en este mercado y vía coste de oportunidad, en el suministro de gas a centrales de ciclo combinado. A su vez, la entidad resultante tendría incentivos a incurrir en estas prácticas gracias a la capacidad de generación de inframarginal de UNIÓN FENOSA, que incrementaría los beneficios percibidos por la entidad resultante con esta estrategia.

- (98) Por todos los anteriores motivos, Endesa estima la operación de concentración sólo puede ser autorizada subordinada al cumplimiento de estrictos compromisos de desinversión, que elimine la adición actual y potencial de cuotas, y vayan más allá, para compensar la eliminación del *maverick* y los efectos negativos derivados de la integración vertical.
- (99) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Endesa, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.
- (100) Endesa considera que la propuesta de compromisos presentada por GAS NATURAL no resuelve los problemas sobre la competencia efectiva consecuencia de la operación.
- (101) Respecto a la desinversión de clientes y de puntos de distribución, Endesa señala que su cuantía es muy reducida, y que para resolver los problemas derivados del efecto conglomerado, debería circunscribirse a las zonas de solape entre las redes de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA y ascender a la totalidad de la red solapada, junto con los clientes correspondientes. No obstante, Endesa estima que, aún así, no se resolvería el problema de la desaparición de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA como competidores independientes en los mercados minoristas de electricidad y gas, respectivamente. Finalmente, Endesa indica que el periodo transitorio de 6 meses es insuficiente para que el comprador pueda hacerse con contratos de aprovisionamiento de gas, por lo que se verá obligado a contratar con GAS NATURAL o a perder los clientes adquiridos.
- (102) Respecto a la desinversión de 800 MW en ciclos combinados, Endesa estima que si bien el tipo de desinversión es adecuado, su escala es insuficiente, porque pese a la desinversión, GAS NATURAL no perdería ni los incentivos ni la capacidad para comportarse de manera coordinada con Endesa e Iberdrola, ni se resuelve el problema de la eliminación del *maverick* en los mercados de gas y electricidad. Para solucionar los problemas verticales de la operación, GAS NATURAL debería desinvertir el equivalente a la adición de capacidad de generación de UNIÓN FENOSA.
- (103) Endesa propone como remedios alternativos a los planteados por GAS NATURAL los siguientes:

- Venta de contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo por volumen de 9 bcm/año y de capacidad de generación retirable o, alternativamente, venta de toda la capacidad de generación de electricidad de UNIÓN FENOSA más venta de aprovisionamientos por 3 bcm/año.
- Obligación de desarrollo del mercado secundario de gas.
- Venta de la participación de UNIÓN FENOSA en Cepsa y en Nueva Generadora del Sur, S.A. (NGS).
- Venta de las redes de gas o electricidad en las zonas de solape de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA.
- Venta de los contratos de suministro minorista de gas o electricidad a pequeños consumidores en las zonas de solape de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA.

### **2.11. E.ON ESPAÑA, S.A. (E.ON)**

(104) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de E.On, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.

(105) Respecto a la cartera de clientes y puntos de distribución, E.On considera que la cantidad a desinvertir es muy pequeña y no soluciona los obstáculos que genera la operación. Por otra parte, para una nueva compañía no es viable la operación con un número tan reducido de puntos de distribución.

(106) E.On indica que adicionalmente al número de clientes a desinvertir, la propuesta debería incluir el volumen de gas asociado. Asimismo, la propuesta debería incluir un compromiso por GAS NATURAL de no captación de los clientes transferidos por un periodo de 2 años. Respecto al compromiso de suministro de gas por GAS NATURAL de manera transitoria, debería de extenderse a un periodo superior a 3 años y ser a un precio equivalente al coste medio de su aprovisionamiento.

### **2.12. ROCA SANITARIO, S.A. (ROCA)**

(107) Con fecha 4 de febrero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de ROCA al Pliego de concreción de hechos. En las mismas se señala que la operación de concentración va a incrementar la fiabilidad y flexibilidad del suministro de gas y electricidad.

(108) En los mercados de gas, ROCA considera que no va a haber una disminución de las posibilidades de elección de los grandes clientes, pues estima que habrá al menos 5 operadores con capacidad y fiabilidad para ofertar a precios competitivos.

(109) En los mercados de electricidad, ROCA estima que la concentración reforzará la capacidad de la entidad resultante para competir con los dos operadores dominantes, y no se reducirá la posibilidad de elección. Asimismo, ROCA destaca que respecto a las ofertas duales de gas y electricidad, ya existen varios operadores con capacidad para hacerlas. En todo caso, ROCA defiende que se

tomen medidas para equilibrar el poder de negociación entre suministradores y clientes.

### **2.13. SHELL ESPAÑA, S.A. (SHELL)**

(110) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Shell, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.

(111) Shell indica que la propuesta de compromisos no es lo suficientemente detallada como para hacer una valoración en profundidad.

### **2.14. BP ESPAÑA, S.A. (BP)**

(112) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de BP, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.

(113) BP considera que los compromisos presentados son insuficientes para resolver los problemas que la operación plantea sobre la competencia efectiva y que el grado de concreción de la propuesta de compromisos no es suficiente para hacer una valoración.

(114) Respecto a la desinversión en suministro y distribución, BP señala que existe el peligro de que sean clientes sujetos a la tarifa de último recurso, de modo que no todos los operadores podrían suministrarlos.

(115) Por otra parte, BP considera que GAS NATURAL debería poner a disposición del mercado contratos de aprovisionamiento.

### **2.15. ELECTRABEL ESPAÑA, S.A (ELECTRABEL)**

(116) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Electrabel, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL, planteando diversas cuestiones en relación con los mismos.

### **2.16. COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS S.A. (CEPSA)**

(117) Con fecha 30 de enero de 2009, tuvo entrada escrito de Cepsa, contestando al requerimiento de información de esta Dirección de Investigación en relación con los compromisos presentados por GAS NATURAL.

(118) Cepsa considera que los compromisos deberían incluir la desinversión de la nueva entidad de la participación de UNIÓN FENOSA en Cepsa, en la medida en que es el principal competidor de Repsol (matriz de GAS NATURAL). Hasta la venta, debería forzarse la salida de GAS NATURAL del Consejo de Administración de Cepsa.

(119) Asimismo, Cepsa considera que los compromisos deberían incluir la desinversión de GAS NATURAL de la participación de UNIÓN FENOSA en NGS, puesto que de otra manera se permitiría a Repsol influir en la gestión y en la operación de la principal instalación estratégica de Cepsa (su competidor más inmediato en

refino). Hasta la venta, debería asegurarse que GAS NATURAL no participa en reuniones o deliberaciones sobre asuntos confidenciales o estratégicos en el Consejo de Administración de NGS.

### **3. ALEGACIONES DEL NOTIFICANTE**

- (120) Con fecha 30 de enero de 2009 tuvieron entrada en la CNC las alegaciones de GAS NATURAL al Pliego de concreción de hechos. En líneas generales, GAS NATURAL considera que el Pliego de concreción de hechos no ha acreditado la existencia de obstáculos para la competencia efectiva, que adolece de ser un análisis estático y que no se ha ajustado al estándar probatorio exigible para acreditar la existencia de efectos unilaterales y coordinados, horizontales y no horizontales.
- (121) GAS NATURAL vuelve a reiterar sus argumentos de que a la entidad resultante sólo se le debe atribuir el 50% de la cuota de mercado de Unión Fenosa Gas. En particular, justifica que la atribución en el formulario de notificación del 100% de la cuota se había hecho a título precautorio para analizar el peor de los escenarios posibles. Asimismo, GAS NATURAL considera que no puede condicionar la presión competitiva que ejerce Unión Fenosa Gas, pues, entre otras razones, sus decisiones estratégicas ya han sido tomadas, la gestión diaria de Unión Fenosa Gas corresponde a ENI, y esta última entidad no tiene incentivos a acomodar su estrategia a la de GAS NATURAL.
- (122) GAS NATURAL considera que para imputar el 100% de la cuota de una empresa en participación la Dirección de Investigación debe demostrar, conforme a la jurisprudencia, que tras la operación de concentración la entidad resultante se comportará como una única unidad económica. Asimismo, GAS NATURAL considera que las tesis del Pliego de concreción de hechos llevarían a la imposibilidad de revisar las operaciones de concentración consistentes en el paso de control conjunto a control exclusivo. Adicionalmente, GAS NATURAL hace referencia a que el informe de la CNE sólo le atribuye el 50% de la cuota de mercado de Unión Fenosa Gas con el argumento de que no se puede imponer a GAS NATURAL más desinversiones de las que tiene capacidad de disposición.
- (123) En relación con los mercados de gas, GAS NATURAL señala con carácter general que la Dirección de Investigación debería haber tenido en cuenta que se espera que la demanda de gas caiga en 2009 respecto a 2008, y que por lo tanto, va a existir un escenario de exceso de capacidad de gas.
- (124) En cuanto al mercado de aprovisionamiento de gas, GAS NATURAL considera que sí se deberían haber incluido los contratos a corto plazo, entre otras razones porque esta alternativa ha crecido mucho en los últimos años (20% en 2007), existe capacidad de transporte en barcos metaneros disponible, y las cláusulas de *profit sharing* se están reduciendo como consecuencia de las intervenciones de la Comisión Europea.

- (125) Asimismo, GAS NATURAL sostiene que el análisis del mercado de aprovisionamiento es incorrecto, en la medida que no refleja la capacidad a largo plazo contratada por el resto de operadores que puede ser destinada a España, no analiza la pérdida de cuota de GAS NATURAL, no valora adecuadamente los efectos de Medgaz ni el potencial de crecimiento de terceros operadores como Galp y Sonatrach, tampoco tiene en cuenta el exceso de oferta esperado, y atribuye a la entidad resultante proyectos de aprovisionamiento de gas que todavía son muy incipientes o no pueden ser destinados a España (Perú). También reitera que las barreras a la entrada son reducidas y que la escasa presencia de algunos operadores puede deberse a que los precios en España son más bajos que en otros mercados.
- (126) En lo que respecta al mercado secundario de gas, GAS NATURAL reprocha al Pliego de concreción de hechos que no haya tenido en cuenta las reducidas cuotas de mercado de la entidad resultante. Asimismo, GAS NATURAL considera que como consecuencia de la Orden ITC/3802/08, todos los usuarios de los almacenamientos en las plantas de regasificación se enfrentan a los mismos costes unitarios (que han subido respecto a 2008 aunque son escasos en comparación con todos los peajes de acceso) desde el primer MW almacenado, por lo que se reduce el incentivo a hacer los intercambios, pues estos se realizaban para aprovechar los cinco días de almacenamiento gratuito anteriormente existentes. Asimismo, el hecho de que un importante volumen de gas aprovisionado por la entidad resultante se destine a ciclos combinados, va a aumentar sus necesidades de flexibilidad.
- (127) Asimismo, GAS NATURAL considera que el hecho de que la entidad resultante tenga capacidad reservada en todas las infraestructuras de entrada excepto Medgaz no es relevante, pues en algunas de ellas su presencia es reducida, el acceso a las mismas está regulado y existe capacidad excedentaria disponible.
- (128) En cuanto al mercado de redes de distribución de gas, GAS NATURAL plantea que la reducida presencia de Gas Directo (0,1%) le hace poco viable como fuente de competencia referencial, destaca la escasa cuota de mercado de esta compañía, lo que implica que la presión competitiva que ejerce en el tendido de nuevas redes es reducida, y resalta que Iberdrola y Naturgas tienen presencia en la distribución de gas en Madrid y Murcia, como nuevos entrantes.
- (129) Respecto a los mercados de suministro de gas a clientes finales, GAS NATURAL destaca su cuota en el conjunto de los mismos ha caído al 41% en términos de energía en el tercer trimestre de 2008 (aunque la de UNIÓN FENOSA ha subido al 13%), que existen 16 comercializadoras activas en el mismo, y que se espera que la demanda en los mismos caiga, lo que producirá un exceso de capacidad.
- (130) En lo que se refiere al mercado de suministro de gas a ciclos combinados, GAS NATURAL considera que este mercado tiene una dimensión geográfica superior a la nacional, pues en el desarrollo de un ciclo, se busca al aprovisionador de gas en los mercados internacionales, habiendo suministradores como Sonatrach, GDF-Suez o Shell, que operan en España gracias a la capacidad excedentaria

para la importación de gas. Asimismo, reitera que la operación no produce solapamientos, que los precios del suministro están fijados a largo plazo, que UNIÓN FENOSA no suministraba a ciclos de terceros, y que existen otras fuentes de suministro potencial alternativas (Sonatrach, E.On, etc.)

- (131) En el suministro de gas a grandes clientes, GAS NATURAL considera que el Pliego de concreción de hechos no ha tenido en cuenta que su cuota de mercado ha caído (especialmente en términos de energía), que existen competidores alternativos muy relevantes, especialmente Sonatrach (con perspectivas de crecimiento a través de Medgaz), que los clientes tienen un significativo poder negociador, que los precios en España son más reducidos que en Europa y los márgenes comerciales han caído, y que el [...] % de las ventas de GAS NATURAL en este mercado se destinan a Repsol, lo que supone un autoconsumo que debe ser excluido.
- (132) En el mercado de suministro a clientes residenciales y PYMES, GAS NATURAL destaca que como consecuencia de la implementación de la tarifa de último recurso, ha perdido un número relativamente elevado de clientes, y que la cuota de UNIÓN FENOSA es escasa en número de clientes.
- (133) Respecto al reforzamiento de los vínculos estructurales con competidores (ENI, Cepsa, etc.), GAS NATURAL alega que la Dirección de Investigación no ha probado la existencia de efectos coordinados, como exige la jurisprudencia, y que muchos de los vínculos comerciales en el sector son habituales y no implican coordinación ni vínculo estructural.
- (134) GAS NATURAL también indica que la operación no refuerza las barreras a la entrada en el sector del gas, pues ni las escalas mínimas eficientes ni la flexibilidad derivada del mercado secundario de gas son una barrera a la entrada significativa.
- (135) En lo que respecta a la integración vertical entre distribución y suministro de gas, GAS NATURAL destaca que la adición es reducida, que la regulación impide ventajas anticompetitivas de la integración vertical y que habrá sinergias positivas en forma de menores costes que serán trasladadas a los consumidores.
- (136) Por otra parte, respecto al mercado mayorista de generación de electricidad, GAS NATURAL señala que en los antecedentes en el sector eléctrico nunca se habían calculado cuotas de potencia instalada corregidas por disponibilidad media. Asimismo, estas cuotas corregidas son sesgadas y subjetivas, aportando más información complementaria las cuotas por producción real.
- (137) GAS NATURAL también considera erróneo atribuir a la entidad resultante el 100% de BBE, NGS, Eufer y Aceca 1 y 2, pues la entidad resultante no las controla exclusivamente y da lugar a doble de contabilización de cuotas. En particular, se destaca que de cara al análisis de pivotalidad, este sólo tiene sentido respecto a centrales controladas exclusivamente. GAS NATURAL también considera que no se debe excluir del análisis de pivotalidad a las centrales de fuel-gas, pues éstas

son relevantes en la regulación secundaria y terciaria, la gestión de desvíos y en las restricciones técnicas, y tienen un índice de utilización de 7,7%.

- (138) En el caso de que se excluya el fuel gas del análisis de pivotalidad, GAS NATURAL considera que el umbral de cara al índice RSI debe ser 100% y no 110%, pues el fuel-gas actúa como margen de reserva. Asimismo, GAS NATURAL defiende los resultados de su informe pericial, y destaca que el mismo está dirigido al análisis de los efectos unilaterales y no de los coordinados. En este sentido, GAS NATURAL señala que al replicar el análisis de la Dirección de Investigación, ha obtenido resultados diferentes (0,9% de pivotalidad frente al 7,3% calculado por el Pliego de concreción de hechos). También critica que el Pliego de concreción de hechos estime que la demanda no cubierta por el régimen ordinario crece al 1%, porque este dato se refiere a la demanda no cubierta por el régimen especial. Asimismo, GAS NATURAL defiende un análisis dinámico de la pivotalidad, que tenga en cuenta el crecimiento previsto del régimen especial, y la caída de la demanda de electricidad que se ha producido a finales de 2008.
- (139) Como conclusión a la valoración del análisis de pivotalidad, GAS NATURAL destaca el reducido peso de la entidad resultante, el hecho de que deba retirar entre un 60% y 90% de su capacidad retirable para ejercer la pivotalidad, que coincida con Iberdrola y Endesa como operadores pivotaes en las mismas horas, el desarrollo de la contratación a plazo y las reformas regulatorias (emisiones primarias de energía, MIBEL, etc.). Todo ello limita la capacidad y los incentivos de la entidad resultante a ejercer su poder de mercado.
- (140) En lo que se refiere a la utilización de los RSI para valorar los efectos coordinados, GAS NATURAL destaca que no hay antecedentes en la literatura económica, que se debería haber comparado con la configuración inicial de tres operadores (Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa), y no sólo los dos primeros.
- (141) Asimismo, GAS NATURAL considera que no tiene incentivos a la coordinación, pues la potencia base que aporta UNIÓN FENOSA es de sólo 852 MW (y la resultante incluyendo a Repsol de 1.142 MW), frente a los 4.100 MW de Endesa y 4.562 MW de Iberdrola. Además, el *mix* de generación de los tres operadores es asimétrico, lo que dificulta la coordinación, dado que la evolución de la meteorología y de los precios de los distintos combustibles les afecta de manera diferente. Lo mismo ocurre como consecuencia del distinto grado de integración vertical con el suministro de electricidad de los tres operadores, por la volatilidad de la demanda y por el desarrollo de los contratos a plazo.
- (142) En definitiva, GAS NATURAL considera que la Dirección de Investigación no ha probado en qué medida la concentración altera las circunstancias de mercado mayorista de generación de electricidad y favorece la coordinación en el mismo.
- (143) En lo que respecta a los mercados de restricciones técnicas, GAS NATURAL considera que en la zona sur no debe asignarse a la entidad resultante el 100% de NGS, pues sólo la controla conjuntamente y no la gestiona. Asimismo, debería tenerse en cuenta que en la zona sur ha caído la energía generada en el mercado

de restricciones, desde los 1.161 GW h de 2006 a los 818 GWh de 2008, y que el precio de la energía del mercado diario y el de restricciones ha seguido caminos paralelos. Adicionalmente, GAS NATURAL considera que el Pliego de concreción de hechos subestima los efectos de la entrada en funcionamiento de una nueva línea de alta tensión en la zona sur, porque aunque la zona sur siga existiendo como mercado de restricciones, éstas tendrán menor incidencia al aumentar la capacidad de entrada de electricidad de otras zonas. Por último, considera que los mercados de restricciones técnicas no pueden funcionar como mecanismo de sanción creíble en la coordinación, porque la estructura de la oferta en restricciones técnicas sólo cambia en la zona sur, y la energía vendida en restricciones técnicas representó el 5% de la vendida en el mercado diario en 2007, y el 3% en 2008.

- (144) En el mercado de distribución de electricidad, la escasa competencia en el tendido de nuevas redes es un efecto de la regulación no de la concentración, y el tendido de nuevas redes de electricidad tiene un peso muy marginal. Asimismo, la presencia de GAS NATURAL en estos mercados es mínima, por lo que no es un competidor significativo.
- (145) En los mercados de suministro de electricidad, GAS NATURAL señala que no era un competidor significativo, pues a pesar de su presencia en los mercados de gas, su cuota de mercado estaba estancada. Asimismo, considera que existen otros competidores potenciales que compensan esta pérdida.
- (146) En lo que respecta a las barreras a la entrada en el sector eléctrico, GAS NATURAL señala que éstas han descendido sensiblemente desde 2004 como consecuencia del proceso de liberalización y el desarrollo de los mercados a plazo. En particular, GAS NATURAL destaca el elevado número de operadores en régimen ordinario y en régimen especial, el desarrollo de mecanismos regulatorios que han favorecido el crecimiento de la contratación a largo plazo (que agrupa el 68% de la energía consumida en septiembre de 2008), y la eliminación de la tarifa de alta tensión en julio de 2008. En particular, GAS NATURAL considera que la integración vertical de generación y suministro de electricidad no supone una barrera a la entrada.
- (147) En cuanto a la integración vertical entre distribución y suministro de electricidad, GAS NATURAL considera que no supone una barrera a la entrada, pues en todas las zonas existe un único distribuidor y varios suministradores de electricidad. Asimismo, la presencia de GAS NATURAL en distribución de electricidad es marginal, por lo que difícilmente refuerza esta integración vertical. Asimismo, la separación funcional y la Oficina de Cambios de Suministrador evita los efectos verticales negativos, pues posibilitan que los cambios de suministrador se realicen con el mínimo coste, en condiciones de transparencia y no discriminación.
- (148) En lo que respecta a la existencia de vínculos estructurales de la entidad resultante con terceros competidores, GAS NATURAL considera que la mera existencia de estos vínculos no presupone los efectos coordinados. Asimismo, el



Pliego de concreción de hechos debería tener en cuenta el efecto disuasorio de la normativa de competencia frente a posibles conductas anticompetitivas.

- (149) En relación con Aceca 1 y 2, GAS NATURAL destaca que UNIÓN FENOSA e Iberdrola se van alternando en su gestión, que el mismo no ha producido efecto anticompetitivo alguno hasta la fecha y que Aceca 2 está indisponible hasta el 31 de diciembre de 2009 por carecer de autorización ambiental integrada.
- (150) En relación con los vínculos estructurales con EUFER y la central de Anllares, GAS NATURAL considera que hasta la fecha no han producido efecto anticompetitivo alguno, y la Dirección de Investigación no ha probado como va a producirlos tras la concentración.
- (151) En lo que respecta a la propiedad conjunta de centrales no modulables (nucleares, unidades de energías renovables), no afecta a las ofertas que realizan, pues siempre se realizan a precio marginal.
- (152) En cuanto a la propiedad conjunta de las centrales retirables (NGS y Anllares), ésta tampoco afecta a la capacidad de coordinación, pues los titulares se suelen alternar en la responsabilidad de realizar ofertas de generación. Asimismo, en lo que respecta a NGS, esta central se suministra gas mediante un contrato independiente a largo plazo.
- (153) En lo que respecta a BBE, esta central está bajo el control conjunto de Repsol, Iberdrola, BP y Gobierno Vasco, por lo que no se le puede imputar su control sólo a Repsol e Iberdrola.
- (154) Por último, GAS NATURAL critica los posibles efectos conglomerales anticompetitivos derivados del solapamiento de las actividades de distribución y suministro de gas y electricidad de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA detectados por el Pliego de concreción de hechos. En particular, GAS NATURAL destaca que ambas empresas ya realizaban ofertas duales de gas y electricidad, y que no hay una pérdida de competencia potencial significativa.
- (155) En el suministro de gas y electricidad a grandes clientes, GAS NATURAL señala que el grado de fidelización al distribuidor es prácticamente nulo, y este tipo de cliente está dispuesto a aportar la información sobre sus perfiles de consumo a los potenciales oferentes.
- (156) En lo que respecta al suministro a clientes domésticos y PYMES, GAS NATURAL reconoce que el grado de fidelización y los costes de cambio existen. Pero considera que no se ha verificado que tener una red más grande o redes de gas y electricidad produzca un efecto aditivo de fidelización.
- (157) Asimismo, GAS NATURAL defiende que existen eficiencias derivadas del solapamiento de redes de gas y electricidad que se trasladarán a los consumidores, que la tarifa de último recurso sirve como refugio y que persisten competidores potenciales alternativos a nivel nacional, con una imagen de marca fuerte.

#### **4. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN**

- (158) La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL del control exclusivo de UNIÓN FENOSA, vía la adquisición en dos fases del 45,3% de su capital social y la consiguiente formulación de una oferta pública de adquisición (OPA) de acciones por el 100% del capital social, de conformidad con lo establecido en el artículo 60 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores<sup>2</sup>.
- (159) La operación notificada es una concentración económica conforme a lo dispuesto en el artículo 7.1.b) de la Ley 15/2007.
- (160) La adquisición del 45,3% del capital social de UNIÓN FENOSA se instrumenta mediante un contrato de compraventa de 30 de julio de 2008, por el que GAS NATURAL ha adquirido a ACS, Actividades de Construcción y Servicios, S.A. (ACS) el 9,99% del capital social de UNIÓN FENOSA, condicionando la adquisición del 35,31% restante de ACS en UNIÓN FENOSA a la aprobación las autoridades sectoriales y de competencia.
- (161) Asimismo, GAS NATURAL ha firmado el 14 de agosto de 2008 un *equity swap* con UBS Limited, por el que tiene la opción de adquirir a esta sociedad el 5,15% de UNIÓN FENOSA, aunque esta Dirección de Investigación no tiene constancia de que lo haya ejecutado.
- (162) Con fecha 24 de septiembre de 2008, GAS NATURAL ha firmado un *equity swap* con ING Belgium, S.A., por el que tiene la opción de adquirir a esta sociedad el 3,0% de UNIÓN FENOSA, aunque esta Dirección de Investigación no tiene constancia de que lo haya ejecutado. Ese mismo día firmó un contrato de compraventa con Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Navarra para adquirir el 0,3% de UNIÓN FENOSA. Está previsto que este contrato de compraventa se haga efectivo antes de final de año.
- (163) Con fecha 3 de noviembre y 24 de diciembre de 2008, GAS NATURAL ha firmado un *equity swap* con Société Générale, por el que tiene la opción de adquirir a esta sociedad el 1,25% de UNIÓN FENOSA, aunque esta Dirección de Investigación no tiene constancia de que lo haya ejecutado.
- (164) Adicionalmente, con fecha 12 de diciembre de 2008 GAS NATURAL ha adquirido a Caixa de Aforros de Vigo, Ourense e Pontevedra el 4,7% del capital social de UNIÓN FENOSA.
- (165) La ejecución de la operación está condicionada a su autorización por parte de las autoridades de competencia de España, México y Sudáfrica. Con fecha 8 de octubre de 2008 la operación ha sido autorizada en México.

<sup>2</sup> De acuerdo con el artículo 60 de la Ley 24/1988, la adquisición del 45,3% en UNIÓN FENOSA por GAS NATURAL implicará el lanzamiento automático, en el plazo máximo de un mes, de una OPA por GAS NATURAL sobre el 100% del capital de UNIÓN FENOSA, al superar el umbral del 30%.

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

- (166) De acuerdo con la notificante, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo, de 20 de enero, sobre el control de las concentraciones entre empresas, pues si bien se superan los umbrales de su artículo 1, tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA obtienen más de dos tercios de su volumen de negocios comunitario en España.
- (167) La operación notificada cumple, sin embargo, los requisitos previstos por la Ley 15/2007 para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en los artículos 8.1. a) y b) de la misma.

## **6. EMPRESAS PARTICIPES**

### **6.1. “GAS NATURAL SDG, S.A.” (GAS NATURAL)**

- (168) GAS NATURAL, que cotiza en Bolsa, es la cabecera de un grupo energético verticalmente integrado, activo principalmente en el aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas y en la generación y comercialización de electricidad.
- (169) En la resolución de la CNE de 3 de julio de 2008 se identifica al grupo Repsol-YPF/GAS NATURAL como operador dominante en el sector de gas natural, junto con el Grupo Iberdrola y el Grupo ACS/UNIÓN FENOSA.
- (170) En el siguiente cuadro se recogen las filiales de GAS NATURAL que operan en las distintas actividades del gas y electricidad:

GRUPO GAS NATURAL	
ACTIVIDAD	FILIALES
Exploración y producción de gas	Gas Natural Exploración, S.L. (100%)
Midstream de gas	Repsol-Gas Natural LNG, S.A. (50%)
Aprovisionamiento de gas	Gas Natural Aprovisionamientos, S.A. (100%) y Sagane, S.A. (100%)
Infraestructuras de importación y transporte de gas	Gas Natural SDG, S.A., Sagane, S.A. (100%) y Enagás, S.A. (5%)
Distribución de gas	Gas Natural Distribución SDG, S.A. (100%), Gas Natural Cegas, S.A. (100%), Gas Natural Murcia SDG, S.A. (100%), Gas Natural Andalucía, S.A. (100%), Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A. (95%), Gas Natural Castilla y León, S.A. (90%), Gas Navarra, S.A. (90%), Gas Natural Rioja, S.A. (87,5%), Gas Natural Cantabria SDG, S.A. (90%), Gas Galicia SDG, S.A. (62%), Gas Natural La Coruña, S.A. (91%) y Gas Aragón, S.A. (35%) <sup>3</sup>
Suministro de gas a clientes finales	Gas Natural Comercializadora, S.A. (100%), Gas Natural Servicios SDG, S.A. (100%) y Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (20%)
Mayorista de electricidad	Gas Natural Electricidad SDG, S.A. (100%) y OMEL (5,1%)
Distribución de electricidad	Gas Natural Distribución Eléctrica, S.A. (100%)
Suministro de electricidad a clientes finales	Gas Natural Comercializadora, S.A. (100%), Gas Natural Servicios SDG, S.A. (100%) y Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (20%)

Fuente: Notificación

(171) En lo que se refiere a la participación de GAS NATURAL del 5% del capital social de Enagás, conviene tener en cuenta que GAS NATURAL designa uno de los 16 miembros del consejo de administración de Enagás, aunque sus derechos de voto se encuentran limitados al 1%<sup>4</sup>.

(172) GAS NATURAL está controlada conjuntamente por Repsol YPF, S.A. (Repsol) y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (La Caixa), que poseen, respectivamente, un 30,8% y un 37,5% de su capital. Ambas matrices han firmado una serie de pactos parasociales<sup>5</sup> por los que se otorgan mutuamente derechos de veto en la adopción de las decisiones estratégicas de la sociedad. Además, GDF-Suez posee el 8,8% de GAS NATURAL.

<sup>3</sup> El 65% restante del capital social de Gas Aragón está en manos de Endesa, S.A.

<sup>4</sup> Enagás es el gestor técnico del sistema de gas, y conforme a lo dispuesto en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, ninguna persona física o jurídica puede poseer más del 5% de su capital social, limitándose los derechos de voto al 3% (1% en el caso de aquéllos que realicen actividades en el sector gasista).

<sup>5</sup> Ambos socios mantienen un pacto de accionistas suscrito el 11 de enero de 2000 y renovado el 16 de mayo de 2002 para articular el control conjunto sobre GAS NATURAL.

(173) Repsol es una sociedad presente en el sector de los hidrocarburos, donde entre otras actividades produce y suministra fuel-oil a centrales de generación de electricidad, y también opera en el sector del gas natural y en el eléctrico.

(174) En particular, Repsol está presente:

- en la exploración, producción, aprovisionamiento y las actividades de *midstream* de gas, directamente o a través de diversas filiales,
- en regasificación de gas, pues controla conjuntamente la regasificadora de Bilbao (BBG), junto con Iberdrola, BP y el Gobierno Vasco, mediante una participación del 25%,
- en suministro mayorista de gas en España, a través de Repsol Comercializadora de Gas, S.A.,
- en generación de electricidad, mediante el ciclo combinado en Bilbao (BBE), que con una participación del 25% controla conjuntamente junto con Iberdrola, BP y el Gobierno Vasco, así como con plantas de cogeneración,
- en distribución de electricidad, a través de Repsol Eléctrica de Distribución, S.L. (filial al 100%).

(175) Cabe destacar que en la resolución de la CNE de 3 de julio de 2008 se identifica al grupo Repsol-YPF como operador dominante en el sector de carburantes y en el del petróleo, junto con el Grupo Cepsa.

(176) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, Repsol defiende que no se debe atribuir a GAS NATURAL la cuota de mercado de Repsol en los distintos mercados de gas y electricidad, sobre la base de que GAS NATURAL es una empresa en participación con plenas funciones, que no puede imponer a Repsol o a las empresas en participación de esta última una determinada política comercial.

(177) Sin embargo, en la medida en que Repsol controla a GAS NATURAL, puede ejercer una influencia decisiva en la política comercial de esta última, alineando los intereses de Repsol, GAS NATURAL y las empresas en participación de ambas en los distintos mercados de gas y electricidad. Por tanto, desde el punto de vista del control de concentraciones, resulta necesario tener en cuenta conjuntamente con la cuota de GAS NATURAL en los distintos mercados de gas y electricidad la cuota de Repsol.

(178) En todo caso, a los efectos de la presente operación, no influye significativamente en el análisis la atribución o no a GAS NATURAL de las cuotas de mercado de Repsol y de sus empresas en participación en los distintos mercados de gas y electricidad.

(179) La facturación de GAS NATURAL en el ejercicio 2007, conforme al artículo 5 del Reglamento de Defensa de la Competencia fue, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE GAS NATURAL <sup>6</sup> EN EL EJERCICIO 2007 (Millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
77.678	[>2.500]	[>60]

Fuente: Notificación

## 6.2. “UNIÓN FENOSA, S.A.” (UNIÓN FENOSA)

(180) UNIÓN FENOSA, que cotiza en Bolsa, es un grupo energético integrado que opera principalmente en el sector eléctrico (generación, distribución y comercialización), si bien en los últimos años también se ha introducido en los mercados de gas.

(181) Cabe destacar que en la resolución de la CNE de 3 de julio de 2008 se identifica al Grupo ACS/UNIÓN FENOSA como operador dominante en el sector eléctrico, junto con grupo Iberdrola y grupo Enel/Acciona/Endesa y grupo EDP/Hidrocantábrico.

(182) En el siguiente cuadro se recogen las filiales de UNIÓN FENOSA que operan en las distintas actividades del gas y electricidad:

GRUPO UNIÓN FENOSA	
ACTIVIDAD	FILIALES
Exploración y producción de gas	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%)
Midstream de gas	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%)
Aprovisionamiento de gas	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%)
Infraestructuras de importación y transporte de gas	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%)
Distribución de gas	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%)
Suministro de gas a clientes finales	Unión Fenosa Gas, S.A. (50%), Unión Fenosa Comercial, S.L. (100%) y Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (13,4%)
Mayorista de electricidad	Unión Fenosa Generación, S.A. (100%), Nueva Generadora del Sur (50%), Aceca (50%), Anllares (66,7%), centrales nucleares de Trillo (34,5%) y Almaraz (11,3%), Eufer (50%), Toledo PV (33,3%) y OMEL (5,1%)
Distribución de electricidad	Unión Fenosa Distribución, S.A. (100%), Eléctrica Conquense, S.A. (46,4%) y Barras Eléctricas Galaico Asturianas, S.A. (44,9%)
Suministro de electricidad a clientes finales	Unión Fenosa Comercial, S.L. (100%) y Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (13,4%)

Fuente: Notificación

<sup>6</sup> Incluye el volumen de negocios correspondiente a las matrices de Gas Natural, Repsol y La Caixa.

(183) Por otra parte, UNIÓN FENOSA dispone de una participación del 5% en el capital social de Cepsa y 1 de sus 19 Consejeros, y del 1% en REE.

(184) Como se aprecia en el cuadro anterior, UNIÓN FENOSA opera en el sector del gas primordialmente<sup>7</sup> a través de una empresa en participación, Unión Fenosa Gas, S.A. (Unión Fenosa Gas), que posee al 50% con ENI, S.p.A. (ENI).

(185) Conviene tener en cuenta que UNIÓN FENOSA y ENI, en el marco de su pacto de accionistas de 14 de marzo de 2003, están sujetos a una cláusula de no competencia con Unión Fenosa Gas en España en los mercados de gas. Adicionalmente, existen contratos a largo plazo de suministro de gas firmados por Unión Fenosa Gas Comercializadora (filial al 100% de Unión Fenosa Gas) con filiales del grupo UNIÓN FENOSA (Unión Fenosa Generación, S.A., Unión Fenosa Comercial, S.L. y Nueva Generadora del Sur, S.A.), en los que el gas se vende a precios de transferencia muy competitivos.

(186) Asimismo, Unión Fenosa Gas participa en:

- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A. (100%), que canaliza todas las actividades de suministro de gas e intercambios de gas con terceros en España de Unión Fenosa Gas.
- Segas (80%), junto con el gobierno egipcio, presente en las actividades *midstream* de gas en Egipto.
- Qalhat LNG (7,4%), junto con el gobierno de Omán, presente en las actividades *midstream* de gas en Omán.
- Nuelgas (100%), presente en la producción de gas en España.
- Saggas (42,5%), junto con Iberdrola (30%), Endesa (20%) y Oman Oil (7,5%), que es propietaria de la planta de regasificación de Sagunto.
- Reganosa (21%), junto con Endesa (21%), Grupo Tojeiro (18%), Junta Galicia (10%), Caixa Galicia (10%), Sonatrach (10%), Banco Pastor (5%) y Caixa Nova (5%).
- Gas Directo, S.A. (60%), junto con Cepsa (40%), presente en la distribución de gas en España.

(187) UNIÓN FENOSA también dispone de empresas en participación en el sector eléctrico a través de:

- Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), al 50% con Enel (que a su vez controla junto con Acciona a Endesa) que gestiona el negocio de energías renovables de UNIÓN FENOSA en España.
- Nueva Generadora del Sur, S.A. (NGS), al 50% junto con Cepsa, que gestiona la central de ciclo combinado de Campo de Gibraltar, que se

<sup>7</sup> Según UNIÓN FENOSA, su filial al 100%, Unión Fenosa Comercial, S.L., está presente como suministrador de gas a clientes residenciales y PYMES.

encuentra en los terrenos de la refinadora de Cepsa en ese lugar, y a la que proporciona vapor de agua para su funcionamiento.

- Aceca, una comunidad de bienes con Iberdrola en la central térmica de Aceca. Según UNIÓN FENOSA, esta comunidad de bienes sólo abarca a los grupos de generación de fuel, Aceca 1 y Aceca 2, que están en proceso de cierre. En el mismo emplazamiento existen otros dos grupos de generación de ciclo combinado, Aceca 3 y Aceca 4, siendo el primero propiedad exclusiva de Iberdrola y el segundo de UNIÓN FENOSA.
- Centrales nucleares de Almaraz y Trillo, en comunidades de bienes junto a otros operadores eléctricos (Endesa, Iberdrola, Hidrocantábrico y Nuclenor)
- Anllares, una comunidad de bienes junto con Endesa que controla la central térmica de Anllares.
- Toledo PV, junto con Endesa y RWE, que gestiona una planta fotovoltaica en la provincia de Toledo.
- Eléctrica Conquense, S.A., junto con Iberdrola, presente en la distribución de electricidad en Cuenca.
- Barras eléctricas Galaico Asturianas, S.A. (Begasa), junto con E.On, presente en la distribución de electricidad en Galicia y Asturias.

(188) Conviene destacar que según UNIÓN FENOSA, Unión Fenosa Gas, EUFER y NGS, son empresas en participación con plenas funciones, que no se encuentran dentro del grupo consolidado de UNIÓN FENOSA<sup>8</sup>, y sobre las que el grupo UNIÓN FENOSA no ejerce control conforme a los criterios del artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y del artículo 42 del Código de Comercio. Por ello, según UNIÓN FENOSA, estas sociedades no deben ser tenidas en cuenta de cara a la valoración de la posición de UNIÓN FENOSA en los distintos mercados considerados.

(189) Asimismo, en sus alegaciones de 12 de enero de 2009, GAS NATURAL defiende que no se debe imputar a la entidad resultante la cuota de mercado de Unión Fenosa Gas, a pesar de que reconoce que está bajo el control conjunto de UNIÓN FENOSA y ENI. Así, GAS NATURAL defiende esto sobre la base de que las decisiones estratégicas de Unión Fenosa Gas ya han sido adoptadas<sup>9</sup> y que GAS NATURAL no podría modificarlas unilateralmente, que la gestión diaria de Unión Fenosa Gas se encomienda a ENI y que GAS NATURAL no podría bloquear el desarrollo futuro de Unión Fenosa Gas porque estaría limitado por el propio acuerdo de socios de Unión Fenosa Gas de 14 de marzo de 2003.

<sup>8</sup> A este respecto, conviene matizar que estas tres empresas sí están dentro del perímetro de consolidación de las cuentas anuales consolidadas de 2007 de UNIÓN FENOSA, aunque se incluyen utilizando el método de integración proporcional.

<sup>9</sup> A este respecto, conviene destacar que el Consejo de Administración de Unión Fenosa Gas aprobó con fecha 29 de marzo de 2007 un Plan de Negocio de 2007-2011.



- (190) No obstante, con independencia de lo que establezcan el artículo 4 de la Ley 24/1988 y el artículo 42 del Código de Comercio, a efectos de control de concentraciones, estas empresas se encuentran sin lugar a dudas bajo el control conjunto de UNIÓN FENOSA, como de hecho reconoce la propia notificante, y, por lo tanto, deben ser tenidas en cuenta a la hora de delimitar su presencia en los mercados considerados.
- (191) En línea con la práctica habitual de las autoridades de competencia nacionales y comunitarias, se tendrá en cuenta el 100% de la cuota de mercado de las empresas bajo el control conjunto de UNIÓN FENOSA, en la medida en que su influencia decisiva a través de derechos de veto se extiende a las empresas en participación completas y no sólo a una parte de las mismas<sup>10</sup>.
- (192) En particular, en lo que respecta a Unión Fenosa Gas, esta posibilidad de que GAS NATURAL pueda ejercer una influencia decisiva deriva de su capacidad para bloquear su actividad como competidor independiente, así como por el pacto de no competencia suscrito con ENI, que impide la participación de ésta última en los mercados de suministro de gas en España.
- (193) La facturación de UNIÓN FENOSA en el ejercicio 2007, conforme al artículo 5 del Reglamento de Defensa de la Competencia fue, según la notificante, la siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE UNIÓN FENOSA EN EL EJERCICIO 2007 (Millones de euros)		
MUNDIAL	UE	ESPAÑA
6.010	[>2.500]	[>60]

Fuente: Notificación

## **7. MERCADOS RELEVANTES**

### **7.1. Mercados de producto**

- (194) El sector afectado por la operación es el energético y, en particular, las actividades de gas natural (producción, aprovisionamiento, transporte, distribución y suministro minorista) y de electricidad (generación, distribución y suministro minorista), en donde coinciden ambas partes de la operación.
- (195) Los precedentes nacionales<sup>11</sup> y comunitarios<sup>12</sup> han considerado que la electricidad y el gas natural se encuentran en mercados de producto diferenciados, sobre la base de la reducida sustituibilidad por el lado de la

<sup>10</sup> Adicionalmente, conviene tener presente que a efectos del cálculo de volumen de negocios de una empresa partícipe, el artículo 5.2 del Reglamento de Defensa de la Competencia incluye el 100% del volumen de negocios de las empresas controladas conjuntamente por la empresa partícipe.

<sup>11</sup> Ver, entre otros, Informe TDC C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA.

<sup>12</sup> Ver, entre otros, casos M.4180 GDF/SUEZ, M.3696 E.ON/MOL, M.3440 ENI/EDP/GDP.

demanda para el consumidor final entre el gas y la electricidad (entre otros motivos porque exige utilizar equipos distintos para consumirlo), y la escasa sustituibilidad por el lado de la oferta (dado que los modos de obtención, las posibilidades de almacenamiento, los mecanismos de transporte, etc. son distintos). Esta segmentación no ha sido contestada por los interesados en el expediente de referencia ni por los resultados del *test* de mercado.

(196) Todo ello sin perjuicio de que el gas natural y la electricidad sean dos productos energéticos interrelacionados entre sí. En primer lugar, el gas natural es el combustible que utilizan las plantas de ciclo combinado, que son las centrales de generación eléctrica de régimen ordinario que más han crecido en España en los últimos años. Adicionalmente, bastantes operadores energéticos están simultáneamente presentes en el sector del gas y de la electricidad, y en ocasiones lanzan al mercado ofertas duales de suministro minorista de ambos productos.

(197) Por ello, con independencia de que se diferencien mercados relevantes distintos para el sector del gas natural y de la electricidad, de cara al análisis de los efectos sobre la competencia efectiva de la operación de concentración notificada se van a tener en cuenta las distintas interrelaciones entre los distintos mercados del gas natural y la electricidad.

(198) Por otra parte, Cepsa ha indicado en su contestación al *test* de mercado que como consecuencia de la operación de concentración notificada, Repsol, matriz junto a La Caixa de GAS NATURAL, adquirirá de forma indirecta, a través de UNIÓN FENOSA, una participación del 5% en el capital social de Cepsa. Asimismo, Repsol participaría indirectamente en NGS, que está dentro del complejo de la refinería de Cepsa en Campo de Gibraltar y a la que suministra vapor de agua para su funcionamiento. Según Cepsa, esto podría afectar a la competencia efectiva en los mercados del petróleo y carburantes.

(199) Sin embargo, esta Dirección de Investigación considera que aunque esta participación indirecta de Repsol en Cepsa y en NGS podría generar problemas para la competencia efectiva en el sector del petróleo en España, en la medida en que ambos han sido declarados operadores dominantes por la CNE, a los efectos del presente expediente no es necesario hacer un análisis en profundidad de estos mercados, puesto que las partes de la operación, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, no tienen una presencia directa en los mismos.

(200) Todo ello sin perjuicio de que se valoren los efectos que pueden tener estos vínculos sobre la competencia en los mercados petrolíferos, así como sobre la capacidad de Cepsa para permanecer como competidor independiente respecto a GAS NATURAL en los mercados de gas considerados.

### **7.1.1. Sector gas natural**

(201) El sector del gas natural viene regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, que traspone en España 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 por la que se deroga la Directiva 98/30/CE, y por su normativa de desarrollo.

- (202) El artículo 60 de la Ley 34/1998 establece que la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la producción, aprovisionamiento y comercialización de gas se desarrollan en régimen de libre competencia.
- (203) Asimismo, desde 1 de julio de 2008, se ha producido la desaparición del suministro a tarifa, que ha sido sustituido por el suministro de último recurso, sujeto a unas tarifas máximas, al que a partir del 1 de julio de 2010 sólo podrán acogerse los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1 GWh<sup>13</sup>.
- (204) Conforme a los precedentes nacionales y comunitarios citados, el Informe-propuesta de primera fase del expediente de referencia definió una serie de mercados de producto diferenciados dentro del sector del gas natural.
- (205) Estas definiciones han sido ratificadas en términos generales por el *test* de mercado, y se recogen a continuación. Conviene tener presente que la operación tiene su principal efecto directo en los mercados de suministro minorista. Partiendo de la delimitación de los distintos mercados de suministro de gas a clientes finales, esta Dirección de Investigación ha estudiado también una serie de mercados verticalmente relacionados aguas arriba que pueden condicionar la capacidad competitiva de los distintos oferentes en los mercados de suministro.
- (206) No obstante, la exposición de los distintos mercados de producto relevantes del sector del gas se hace siguiendo la cadena de valor.

#### 7.1.1.1. Mercado de exploración y producción de gas

- (207) Esta actividad comprende la exploración, desarrollo y explotación de yacimientos de gas natural. Algunos operadores internacionales (GDF-Suez, E.On, BP y Centrica), indican que, en línea con algunos precedentes comunitarios, es necesario diferenciar entre las actividades de exploración de crudo y gas (que suelen coincidir en los mismos yacimientos) y la producción de gas natural.
- (208) No obstante, esta Dirección de Investigación no considera necesario valorar esta posibilidad, en la medida en que no afecta a las conclusiones del análisis.
- (209) Así, la actividad de las partes en este ámbito es marginal, sea cual sea su definición exacta, con una cuota en exploración o producción de gas significativamente inferior al 1% a nivel del EEE<sup>14</sup> o del mundo. Asimismo, en

<sup>13</sup> Entre el 1 de julio de 2008 y el 1 de julio de 2010 se prevé la reducción gradual del número de sujetos con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, según la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007.

<sup>14</sup> Espacio Económico Europeo.

España la producción de gas tiene muy poca importancia, y según la CNE<sup>15</sup>, en 2007 sólo representaba el 0,35% del gas consumido en España, si bien la entidad resultante dispondría de una cuota del 100% en España.

(210) Por ello, a los efectos del presente expediente, esta Dirección de Investigación no considera necesario pronunciarse sobre la definición exacta de este mercado, aunque en todo caso centrará su análisis en la producción de gas en España, de cara a los posibles efectos verticales sobre los mercados aguas abajo.

#### *7.1.1.2. Mercado de aprovisionamiento de gas a España*

(211) Este mercado comprende el conjunto de actividades mayoristas mediante las que un operador mayorista de gas, que dispone de un aprovisionamiento de gas que de forma directa (físicamente) o indirecta (mediante intercambios) destina gas para cubrir la demanda del mercado español. Este gas puede ser introducido en el sistema español por el propio operador mayorista o vendido en frontera al suministrador de gas a clientes finales.

(212) Este aprovisionamiento de gas al mercado español se puede producir en dos modalidades:

- A través de gasoductos internacionales, por los que se transporta el gas en estado gaseoso.
- En forma de gas natural licuado (GNL), mediante la licuefacción del gas en el puerto de origen, el transporte en buques metaneros y la entrega en las plantas de regasificación del GNL.

(213) Esta actividad de aprovisionamiento de gas a España conforma un mercado de producto diferenciado en la medida en que el aprovisionamiento de gas a España no puede ser sustituido con el aprovisionamiento de gas a otros países, por la falta de interconexión suficiente con los mismos.

(214) La delimitación de este mercado de producto al aprovisionamiento de gas para cubrir la demanda de gas en España se justifica sobre la base de que las actividades de aprovisionamiento son relativamente poco flexibles en el corto/medio plazo, lo que dificulta la integración del aprovisionamiento de gas a España con el aprovisionamiento de otros países.

(215) Así, la obtención de nuevos contratos de aprovisionamiento de gas suele exigir unas negociaciones de unos 2 a 3 años, establecer unas garantías de disponibilidad de demanda en un país concreto y requieren inversiones significativas en toda la cadena de aprovisionamiento. Estos plazos y estas inversiones se amplían en el caso del gas aprovisionado a través de gasoductos.

(216) Asimismo, los demandantes que ya cuentan con contratos de aprovisionamiento suelen tener: precios indexados (que se renegocian cada 2-4 años), la obligación de adquirir cantidades relativamente estables de gas y poca capacidad para

---

<sup>15</sup> "Informe de supervisión de abastecimientos de gas y la diversificación del suministro, noviembre de 2007".

desviar físicamente el gas en el corto plazo (por la poca capacidad excedentaria de los gasoductos y la no disponibilidad en puntas de demanda de barcos metaneros, las obligaciones de *profit sharing* producto de las desviaciones, las cláusulas de *take or pay*, etc.)

(217) Este análisis de las condiciones de mercado ha sido confirmado por la CNE y ha sido ratificado por la mayoría de las respuestas al *test* de mercado.

(218) A diferencia de lo que afirma GAS NATURAL en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, esta Dirección de Investigación considera que el mercado de aprovisionamiento de gas a España sólo comprende el gas que “es” destinado al mercado español, no el que “puede” ser destinado a este mercado, en la medida en que dadas las barreras a la entrada existentes y la poca liquidez y profundidad de los mercados *spot* internacionales, los desvíos permanentes del gas aprovisionado de un país a otro suelen requerir periodos significativamente superiores a un año. Por ello, las cantidades de gas aprovisionadas a largo plazo a otros países no forman parte del mercado. Todo ello sin perjuicio de que se tenga en cuenta a efectos del análisis de la competencia potencial en este mercado la disponibilidad de GNL de los distintos operadores que pueda ser destinado permanentemente, de forma directa o indirecta, a España.

(219) La actividad de aprovisionamiento de gas al mercado español se limita *de facto* al aprovisionamiento de gas disponible mediante contratos a largo plazo que es destinado al mercado español. Estos contratos configuran el mercado mayorista primario de gas identificado en el Informe de la CNE realizado a petición de esta Dirección de Investigación, que coincide con el presente mercado de aprovisionamiento de gas a España.

(220) En cambio, dentro de este mercado de aprovisionamiento de gas a España, esta Dirección de Investigación considera que no se deben incluir las transacciones *spot* que tienen lugar en los mercados internacionales, en la medida en que, como han confirmado la mayoría de las respuestas al *test* de mercado, estos mercados *spot* no son líquidos, ni profundos ni transparentes.

(221) Por ello, un suministrador de gas en España no puede recurrir de forma sostenida a los mismos para aprovisionarse de gas, puesto que incurriría en elevados riesgos de desabastecimiento puntual (ya sea por falta de oferta de gas o de medios de transporte disponibles) y se vería obligado por norma general a pagar precios más altos.

(222) GAS NATURAL sostiene en sus alegaciones que el gas correspondiente al mercado *spot* internacional a corto plazo sí debe incluirse dentro de este mercado de producto, en la medida en que este gas disciplina la conducta de aprovisionadores con contratos a largo plazo.

(223) Sin embargo, esto contradice las evidencias aportadas por el *test* de mercado, que indican que la sustituibilidad del gas proveniente del mercado *spot* internacional a corto plazo es muy limitada por las razones anteriormente señaladas. Es decir, un suministrador de gas en España sólo puede recurrir a

estos mercados de forma puntual y no puede utilizarlos para sustituir los aprovisionamientos a largo plazo.

- (224) Asimismo, GAS NATURAL incurre en contradicciones, pues a su vez defiende que los precios del gas en España son más bajos que en el entorno europeo. Si eso fuese cierto, difícilmente se podría considerar que existe un mercado *spot* internacional líquido que sólo disciplina los precios del mercado español.
- (225) Otra cuestión es que esta Dirección de Investigación tenga en cuenta a la hora de delimitar el poder de mercado de los distintos operadores en el aprovisionamiento del mercado español la disponibilidad comercial del gas en contratos a largo plazo que puede ser destinado de forma indirecta (a través de intercambios a largo plazo o a corto plazo) a España, sin venir físicamente a España.
- (226) En este sentido, la capacidad para realizar estos intercambios de una forma que resulta rentable para el operador depende fundamentalmente de que dicho operador disponga del aprovisionamiento a largo plazo a un precio competitivo, y no tanto de que exista la posibilidad de hacer los intercambios en el largo o en el corto plazo.
- (227) En todo caso, el peso de la contratación *spot* en el aprovisionamiento de gas a España es muy reducido, como de hecho demuestra la cartera de aprovisionamiento de gas a España de GAS NATURAL y los resultados del *test* de mercado, los costes del aprovisionamiento *spot* son superiores (algo que no ha rebatido GAS NATURAL), el mercado *spot* sigue siendo muy volátil y poco líquido, el *test* de mercado ha evidenciado que persisten cláusulas de destino y de *profit-sharing* en un número significativo de contratos de aprovisionamiento de gas a España, y las cláusulas de *take or pay*, unidas a la volatilidad y la poca liquidez de los mercados *spot*, obligan a disponer de niveles elevados de clientes comprometidos para adquirir el gas aprovisionado a largo plazo.
- (228) En lo que se refiere a las referencias a los mercados *spot* internacionales a la hora de calcular las tarifas de gas, cabe señalar que esto no implica que los mercados *spot* sean una fuente efectiva y sostenida de aprovisionamiento de gas a España. En particular, esto simplemente refleja el coste de oportunidad que incurren los operadores al traer el gas a España en vez de desviarlo puntualmente a los mercados *spot* internacionales, a fin de arbitrar las diferencias de precios de gas que pueden existir entre los distintos países. Pero el mero hecho de que existan diferencias muy significativas en los precios del gas aprovisionado entre los distintos países, algo que GAS NATURAL no ha contestado, es una evidencia muy importante del escaso impacto de estos arbitrajes y, por tanto, de los mercados *spot* internacionales.
- (229) En definitiva, la sustituibilidad existente en el aprovisionamiento de gas a España entre la contratación a largo plazo y la contratación a corto plazo resulta claramente insuficiente de cara a considerar que se encuentran en el mismo mercado de producto relevante.

- (230) Cabe señalar que el hecho de que un gas pueda ser destinado al mercado español no depende sólo de si el operador mayorista dispone de contratos de aprovisionamiento a largo plazo cuyo gas puede ser destinado a España, sino también de las economías de escala que pueda conseguir el operador a la hora de traer el gas a España (que dependen fundamentalmente de su integración vertical con el suministro de gas a clientes finales), a fin de reducir costes y las necesidades de flexibilidad en dicho aprovisionamiento. Esto explicaría el reducido peso en España de operadores con elevados volúmenes de gas aprovisionados a largo plazo a nivel mundial (como Sonatrach, GDF-Suez, BP, Shell, Centrica, etc.).
- (231) Es decir, la relevancia de un operador en el mercado de aprovisionamiento de gas a España está estrechamente relacionada con su grado de integración vertical y su cartera de clientes, que exigen abastecerse de gas de forma estable al contar con esa escala mínima eficiente en los mercados descendentes de suministro.
- (232) Algunos operados han planteado la posibilidad de diferenciar el aprovisionamiento de gas en estado gaseoso y de GNL, en la medida en que dichos tipos de gas tienen diferentes requerimientos de flexibilidad en su aprovisionamiento y pueden tener diferentes costes como consecuencia de que la firma de algunos contratos de aprovisionamiento a largo plazo de gas por gasoducto se produjo en un momento en que la demanda de gas en España y a nivel mundial no estaba tan desarrollada. Sin embargo, los precedentes citados no han estimado necesaria tal diferenciación. Especialmente, desde el punto de vista de la demanda de un suministrador de gas en España, ambas formas de aprovisionamiento pueden cubrir sus necesidades, y pueden sustituirse una por otra.
- (233) Todo ello sin perjuicio de que a los efectos del análisis se tenga en cuenta dichas diferencias así como el hecho de que la capacidad excedentaria de los gasoductos internacionales con destino a España es muy limitada.
- (234) Por otra parte, en línea con lo señalado por el TDC en el precedente GAS NATURAL / ENDESA, en este mercado los oferentes principales son los importadores de gas en España (con independencia de que introduzcan o no el gas formalmente en el sistema español) y los demandantes son los suministradores de gas a consumidores finales en España.

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

- (235) Este mercado comprende de *trading* no regulado (OTC) de gas, en el que los distintos suministradores de gas en España adquieren o se intercambian gas entre sí, algunas veces en transacciones financieras que no implican el movimiento físico del gas, normalmente en contratos de compraventa o de intercambio, y en general a corto plazo, con una duración inferior a un año.
- (236) El *trading* de gas dentro de España coincide con el mercado mayorista secundario de gas identificado por la CNE, y afecta fundamentalmente al GNL, utilizándose como una herramienta de flexibilidad a la hora de gestionar los volúmenes de gas aprovisionados, a fin de hacer frente a los picos y valles de demanda y solventar

las limitaciones a la descarga y duración del almacenamiento en las regasificadoras<sup>16</sup>.

(237) El *trading* de gas en España se ha desarrollado fundamentalmente a partir de 2006, y utiliza la plataforma informática MS-ATR, creada por Enagás, siendo el principal punto de intercambio las plantas de regasificación (donde se intercambia el 95% del gas<sup>17</sup>).

(238) La definición de este mercado secundario ha sido contestada por muchas respuestas al *test* de mercado, que indican que no existiría un verdadero mercado en España, sobre la base de que es un mercado de intercambios de cantidades de gas, donde las compraventas netas son muy reducidas (inferiores al 5% de media), y cuya principal finalidad es proporcionar flexibilidad en el aprovisionamiento de GNL y compensar la falta de almacenamientos subterráneos en España.

(239) Asimismo, la mayoría de los operadores indica que estos intercambios de gas no tienen un precio real y transparente, y no son suficientemente líquidos como para alcanzar el estatus de mercado. Adicionalmente, algunos operadores indican que la plataforma informática MS-ATR de Enagás no es una plataforma de intercambio, sino una mera herramienta de comunicación a Enagás de los cambios de propiedad del gas dentro del sistema, de cara al cálculo de peajes y el cómputo de balances.

(240) Por otra parte, Iberdrola ha propuesto la delimitación de varios mercados de flexibilidad, distinguiendo entre flexibilidad de balance (que es el que permite

---

<sup>16</sup> Los pequeños suministradores de gas suelen realizar swaps entre ellos con el gas que les llega mediante buques metaneros para gestionar los problemas de los “dientes de sierra”. Estos problemas se refieren a los costes de almacenamiento (costes de oportunidad, peajes y penalizaciones por falta de descarga –a los 5 días- o por almacenamiento a partir del octavo día) ocasionados por los desajustes entre la descarga de GNL en las regasificadoras y su consumo, dado que la cantidad de gas descargada de un buque es muy superior a su consumo diario de gas. Mediante un swap, un operador cede temporalmente el gas descargado en un buque a otro operador, lo que le permite ajustar sus aprovisionamientos con su consumo y reducir sus stocks medios. En todo caso, la flexibilidad va a ser aún más importante a partir de 2009.

Concretamente, la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, ha establecido un nuevo sistema de cálculo de peajes y penalizaciones por almacenamiento de GNL en regasificadoras, que obliga a pagar desde el primer día los excesos de almacenamiento por encima de la cantidad media diaria de regasificación contratada, incrementando por consiguiente los costes de almacenamiento de GNL en regasificadoras.

En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL destaca que los peajes asociados al almacenamiento de GNL sólo representan el 0,1% del precio del gas para el consumidor final. Sin embargo, GAS NATURAL no tiene en cuenta el importe que pueden suponer las penalizaciones por almacenamiento excesivo y los costes logísticos que plantea la falta de flexibilidad en el aprovisionamiento de gas.

<sup>17</sup> Fuente: Informe mensual de supervisión del Mercado mayorista de gas. Junio de 2008. CNE.



mantener el balance diario entre entradas y salidas de gas de cada operador en el sistema) y flexibilidad de aprovisionamientos de GNL (que permite evitar penalizaciones por almacenamiento excesivo en tanques GNL regasificadoras).

(241) Iberdrola justifica esta segmentación sobre la base de que la oferta de flexibilidad de balance es mayor que la oferta de flexibilidad en el aprovisionamiento de GNL. En el primer caso, a parte de los intercambios de gas en el mercado secundario, las vías de flexibilidad son los gasoductos de importación, las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, las existencias de gas en la red de transporte y distribución, las cláusulas de interrumpibilidad de algunos consumidores, el suministro de gas a centrales de ciclo combinado del propio grupo, la flexibilidad de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo, y el aprovisionamiento internacional de gas *spot*. En la flexibilidad de aprovisionamiento GNL, la principal oferta de flexibilidad deriva de los intercambios de gas en regasificadora del mercado secundario.

(242) A pesar de las anteriores alegaciones, esta Dirección de Investigación considera el hecho de que el mercado secundario de gas sea fundamentalmente un mercado de intercambios de gas, sin un precio asociado al mismo, no impide su delimitación como mercado de producto relevante. En particular, como se ha indicado anteriormente, este mercado es fundamentalmente una herramienta de flexibilidad para el aprovisionamiento de GNL en España. En el mismo existe una oferta y demanda de flexibilidad, que no puede ser sustituida de forma significativa por otros medios alternativos.

(243) Tampoco altera estas conclusiones que no exista una plataforma de *trading* en sentido estricto (por falta de precios transparentes, ausencia de plataforma informática para realizar las transacciones, mínimas compraventas netas). A pesar de la ausencia de estos elementos, sigue siendo necesario analizar la estructura de oferta y demanda de este mercado, teniendo en cuenta sus particularidades más allá de las meras cuotas de mercado, en la medida en que este mercado condiciona la capacidad competitiva de los distintos operadores en los mercados de suministro de gas a consumidores finales.

(244) En este sentido, con el aumento del número de operadores de gas en España, siendo los nuevos entrantes de pequeña y mediana dimensión, las necesidades de flexibilidad en el sistema han aumentado significativamente.

(245) Éstas también han aumentado como consecuencia de la mayor volatilidad de la demanda diaria de gas. En particular, el gas demandado por los ciclos combinados, cuyo número ha aumentado mucho en los últimos años, está condicionado por la volatilidad diaria de la producción de energía eólica (asociada al viento existente), que según sube o baja, condiciona el tamaño de la demanda energía eléctrica no cubierta por las energías renovables, que es la que estos ciclos combinados pueden cubrir.

(246) Asimismo, de cara al futuro, estos factores de volatilidad van a seguir aumentando, lo que unido a la nueva metodología de cálculo de los peajes y penalizaciones por almacenamiento de gas en regasificadoras, que aumenta sus

costes, se seguirán incrementando las necesidades de flexibilidad del sistema y, en particular, de los pequeños y medianos operadores.

(247) Esta mayor demanda de flexibilidad en el aprovisionamiento de gas se refleja en el rápido aumento de los intercambios de gas recogidos en la plataforma MS-ATR entre 2006 y 2008.

(248) En lo que se refiere a la propuesta de Iberdrola de distinguir entre mercados de flexibilidad de balance y de aprovisionamiento de GNL, esta Dirección de Investigación estima que en principio no es necesario realizar tal segmentación, en la medida en que en ambos casos la principal herramienta de flexibilidad son los intercambios de gas del mercado secundario.

(249) Todo ello sin perjuicio de que como consecuencia de nuevos desarrollos normativos o la aparición de nuevos instrumentos de flexibilidad, pueda ser necesario revisar la delimitación de este mercado.

#### *7.1.1.4. Infraestructuras de importación y transporte.*

(250) Este mercado abarca las infraestructuras de la red básica de gas que se recogen en el artículo 59 de la Ley 34/1998. En particular, en el mismo se encuentran incluidas las infraestructuras de importación (gasoductos internacionales y terminales de regasificación), almacenamiento (depósitos subterráneos y en terminales de regasificación) y la red de transporte básica de gas a alta presión (red primaria, con una presión superior a 60 bares, y red secundaria, con una presión superior a 16 bares).

(251) Por norma general, el acceso a estas infraestructuras está regulado mediante el régimen ATR, bajo la supervisión operativa de Enagás, que se configura como gestor técnico del sistema y a la vez es el principal operador de infraestructuras de importación y transporte en España, aunque no el único.

(252) Enagás, como gestor técnico del sistema, tiene como objetivo garantizar la continuidad y seguridad del suministro del gas en España, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Esta coordinación debe hacerse de forma transparente, objetiva e independiente<sup>18</sup>. En particular, Enagás se ocupa de determinar si las solicitudes de acceso a las infraestructuras de la red básica de gas son viables desde el punto de vista del sistema.

(253) En la medida en que por norma general el acceso a estas infraestructuras está regulado y supervisado por Enagás (el gestor técnico del sistema) y la CNE, lo relevante a efectos de la valoración de su estructura competitiva no es tanto la titularidad de cada infraestructura, sino la capacidad utilizada y reservada a cada operador.

<sup>18</sup> Ver Ley 34/1998, Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, y Normas de Gestión Técnica del Sistema aprobadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

- (254) No obstante, es preciso tener presentes las diferencias que existen en el acceso y la gestión operativa de las distintas infraestructuras.
- (255) En lo que se refiere a las regasificadoras, gasoductos y redes de transporte, los contratos de acceso son firmados con el titular de los mismos, quien también se ocupa de su gestión operativa, por lo que no se puede descartar que la titularidad de estas infraestructuras pueda dar cierto margen de discrecionalidad en la gestión de las mismas.
- (256) En cambio, en los almacenamientos subterráneos, la gestión operativa de los mismos y la firma de los contratos de acceso corresponde a Enagás, con independencia de quien sea su titular, en la medida en que el gestor técnico del sistema se ocupa de operarlos como un único almacenamiento.
- (257) También existe una excepción al régimen ATR respecto a los gasoductos internacionales con países ajenos a la Unión Europea, que no están sujetos a los mismos derechos de acceso generales, y en los que sí hay cierta correspondencia entre la titularidad de la infraestructura y la capacidad reservada.
- (258) Por otra parte, algunas respuestas al *test* de mercado han indicado que éste no es un verdadero mercado, en la medida en que el acceso al mismo y los precios están regulados.
- (259) Sin embargo, al igual que en el mercado mayorista secundario de gas, la estructura de oferta y demanda de estos mercados se examina primordialmente de cara a valorar la capacidad competitiva de los distintos operadores integrados verticalmente con los mercados de suministro de gas a consumidores finales.
- (260) Asimismo, se puede plantear la existencia de una competencia por el mercado de cara a la adjudicación de las infraestructuras de acceso y transporte contempladas en la planificación vinculante, en la medida en que éstas no son necesariamente adjudicadas a Enagás.
- (261) Por ello, el análisis de este mercado de infraestructuras de transporte e importación se centrará ante todo en el estudio de los posibles efectos verticales en relación con los mercados de suministro minorista de gas que la operación notificada pueda generar, teniendo en cuenta las particularidades y finalidades de cada tipo de infraestructura, así como su titularidad.

#### 7.1.1.5. Redes de distribución de gas

- (262) Este mercado comprende las redes de distribución de gas que van desde la red de transporte a alta presión al consumidor final (a una presión igual o inferior a 16 bares, salvo que estén dedicados a un único consumidor).
- (263) Los precedentes citados han considerado que cada red de distribución conforma un monopolio natural, y su acceso y precios están regulados. No obstante, es preciso examinar la estructura de este mercado de cara a la competencia potencial en el tendido de nuevas redes, la competencia referencial para la fijación de peajes regulados, así como para los posibles efectos horizontales,

verticales y conglomerales en relación con los mercados de suministro minorista de gas y electricidad que la operación notificada pueda generar.

(264) Por otra parte, hay que tener en cuenta que hasta el 1 de julio de 2008 el distribuidor tenía la obligación de suministrar el gas a los consumidores que se acogiesen a la tarifa regulada, por lo que también se encontraba dentro de los mercados de suministro minorista que se analizan a continuación. No obstante, desde esta fecha la actividad de las distribuidoras está restringida a la gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso.

#### 7.1.1.6. Mercados de suministro minorista de gas

(265) El suministro de gas a clientes finales se ha segmentado en el pasado en: regulado (suministro a tarifa a precio regulado realizado por el distribuidor de gas) y liberalizado (suministro a precio libre realizado por los comercializadores).

(266) Los precedentes más recientes han optado por diferenciar los mercados de suministro por el tipo de cliente, teniendo en cuenta las diferencias en volúmenes de consumo, patrones de demanda, tipos de contrato, relaciones con los clientes, márgenes comerciales, etc.

(267) Así, se ha distinguido entre suministro a grandes clientes (que se asimila al suministro a alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (que se asimila a baja presión) y suministro a centrales de ciclo combinado<sup>19</sup>.

(268) Además, desde el 1 de julio de 2008, el suministro de gas a tarifa ha sido sustituido por el suministro de último recurso, que se caracteriza por tener fijado un precio máximo regulado (manteniendo la posibilidad de los comercializadores de competir en precios por debajo de dicho máximo), dar libertad de elección de suministrador de último recurso a los clientes finales, y haber restringido paulatinamente los consumidores que se pueden acoger al mismo (a partir de julio de 2010 sólo podrán acogerse al suministro de último recurso los de consumo anual inferior a 1 GWh).

(269) Asimismo, en la medida en que el mercado liberalizado absorbe más del 90% del gas suministrado en España, se considera adecuado, en línea con los últimos precedentes nacionales y comunitarios, descartar la segmentación del mercado de suministro en regulado y liberalizado.

<sup>19</sup> Según datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (<http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/F512DB04-55D6-471F-95AF-9F1CBC74E4D2/29441/Pord1008.xls>), además de los ciclos combinados, existen varias centrales en activo de fuel-gas, que utilizan como combustible primario el fuel, y como combustible alternativo el gas natural. Adicionalmente, existen centrales de gas convencional que sólo utilizan como combustible gas natural. No obstante, en ambos casos, estas centrales son supra-marginales dentro del mercado de generación de electricidad, y sólo suelen operar en entornos de restricciones técnicas. Por ello, el volumen de gas que consumen estas centrales es relativamente escaso en relación con los ciclos combinados. Por estos motivos, y en la medida en que no afecta a las conclusiones del análisis, los datos que se aportan en el presente pliego no incluyen el gas suministrado a estas centrales.

- (270) Los últimos precedentes descartan la existencia de suficiente sustituibilidad por el lado de la oferta, dados los diferentes perfiles de consumo de los usuarios, como para justificar la existencia de un único mercado de producto. Esto no significa que tal sustituibilidad por el lado de la oferta no exista, sino que es parcial y asimétrica.
- (271) En el ámbito donde existe mayor sustituibilidad por el lado de la oferta es entre suministro a ciclos combinados y grandes clientes, dada la mayor demanda en términos de volumen de gas individual que exige este tipo de clientes frente a los clientes residenciales y PYMES. No obstante, los mayores volúmenes de gas demandados por los ciclos combinados en términos comparativos, su mayor volatilidad en el consumo, por su dependencia de la demanda de electricidad y de la evolución del resto de la oferta de generación de electricidad (en particular, la renovable), y la tendencia a que este suministro sea asumido por el propio titular de la central eléctrica, justifican mantener un mercado de suministro de gas a centrales de ciclo combinado diferenciado.
- (272) En su respuesta a la nota sucinta, Acogen ha planteado la posibilidad de diferenciar un mercado de suministro minorista de gas a cogeneración, o en su caso, incluirlo dentro del mercado de suministro de gas a centrales de ciclo combinado, aunque en ningún caso argumenta detalladamente su propuesta de delimitación de mercados relevantes.
- (273) Sin embargo, esta Dirección de Investigación considera que el suministro de gas para cogeneración se debe encuadrar dentro del mercado de suministro de gas a grandes clientes. En particular, el volumen de gas demandado individualmente por este tipo de operadores es inferior al de un ciclo combinado y menos volátil, pues depende de la actividad principal del cogenerador, y no de la evolución de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico. Asimismo, no se puede olvidar que la generación de electricidad es una actividad accesoria en la cogeneración, que se regula por el mismo régimen que las energías renovables, y por lo tanto, que no necesita casar en el *pool* eléctrico para poder suministrar electricidad al sistema.
- (274) Todo ello sin perjuicio de que a los efectos del análisis del presente expediente, se tenga en cuenta que dentro del mercado de suministro de gas a grandes clientes existen diferentes perfiles de demandantes, con variaciones en su elasticidad de demanda de gas.
- (275) Por todo lo anterior, resulta procedente mantener la segmentación del suministro minorista de gas entre: suministro a grandes clientes (alta presión), suministro a clientes residenciales y PYMES (baja presión) y suministro a centrales ciclo combinado.
- (276) En este sentido, conviene tener en cuenta que las respuestas al *test* de mercado han ratificado de forma unánime esta delimitación de los mercados de producto de suministro de gas a consumidores finales, delimitación que tampoco ha sido contestada en las alegaciones al Pliego de concreción de hechos.

### 7.1.2. Sector eléctrico

- (277) El sector eléctrico viene regulado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, que traspone en España 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 y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, y por su normativa de desarrollo.
- (278) El artículo 11 de la Ley 54/1997 establece que el transporte, la distribución y la operación técnica del sistema tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la producción y la comercialización de electricidad se desarrollan en régimen de libre competencia. Ni GAS NATURAL ni UNIÓN FENOSA realizan actividades de transporte u operación, por lo que las mismas no resultan relevantes de cara al presente análisis.
- (279) Asimismo, la Ley 54/1997 preveía la desaparición del suministro a tarifa realizado actualmente por los distribuidores a partir del 1 de enero de 2009, que será sustituido por el suministro de último recurso, sujeto a unas tarifas máximas, al que a partir de 2011 sólo podrán acogerse los consumidores con suministros en baja tensión y cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW<sup>20</sup>.
- (280) No obstante, el suministro de último recurso no se ha implementado todavía, por lo que el suministro a tarifa realizado por los distribuidores sigue en vigor, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- (281) Conforme a los precedentes nacionales y comunitarios citados, el Informe-propuesta de primera fase del expediente de referencia definió una serie de mercados de producto diferenciados dentro del sector de la electricidad. Estas definiciones han sido, en general, ratificadas por el *test* de mercado, y se recogen y valoran a continuación, junto con las alegaciones recibidas.

#### 7.1.2.1. Mercado mayorista de producción de energía eléctrica

- (282) El mercado mayorista de producción de energía eléctrica comprende los intercambios de energía eléctrica que tienen lugar a nivel mayorista, a partir de los cuales se determinan el precio del mercado y el grado de explotación de las diferentes centrales eléctricas.
- (283) Tales intercambios incluyen tanto los realizados en el mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico, con la salvedad de la resolución de restricciones técnicas, como los correspondientes a contratos bilaterales, físicos y financieros, y la contratación a plazo.
- (284) El mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico es el mercado principal, en el que se realiza la mayor parte de las transacciones y que sirve de referente para la fijación

<sup>20</sup> Concretamente, a partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán acogerse al suministro de último recurso los consumidores que tengan contratados suministros de baja tensión, y a partir del 1 de enero de 2011, sólo los consumidores con potencia contratada inferior a 50 kW.

del precio de los contratos bilaterales físicos y de los contratos a plazo. Se trata de un mercado en el que la energía se intercambia entre los agentes del sistema para cada hora del día siguiente al de contratación mediante varias fases sucesivas: mercado diario, resolución de restricciones técnicas, mercados intradiarios y servicios complementarios y gestión de desvíos.

- (285) Las formas principales de contratación a plazo y bilateral son el mercado OMIP (mercado de futuros sobre los mercados español y el portugués gestionado por el operador de mercado portugués), las subastas CESUR (subastas por las que los agentes vendedores del mercado organizado venden energía a plazo a las distribuidoras para el suministro a tarifa), las emisiones primarias de energía o EPEs (mecanismo por el que Endesa e Iberdrola subastan a terceros que no sean agentes principales opciones sobre parte de su generación), las transacciones realizadas en el mercado no organizado OTC (en el que, normalmente, se negocian contratos *forward*) y los contratos bilaterales a precio y condiciones libres entre generadores y comercializadores, comercializadores y clientes o entre comercializadores.
- (286) En su Informe de primera fase, esta Dirección de Investigación consideró que, en línea con los precedentes, existe un único mercado mayorista, que comprendería los intercambios en el mercado *spot* salvo la resolución de las restricciones técnicas (mercado diario, mercados intradiarios y servicios complementarios), los contratos bilaterales y los contratos a plazo, si bien se dejó abierta la posibilidad de definir uno o varios mercados de producto separados para los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, en la medida en que no todos los operadores pueden participar en los mismos y existe un único demandante, el Operador del Sistema (REE).
- (287) En las contestaciones al *test* de mercado, la mayoría de agentes ha mostrado su conformidad con la definición de mercado apuntada en el Informe de primera fase. No obstante, algunos agentes han manifestado objeciones a la definición de las restricciones técnicas como un mercado de producto separado, aspecto que se tratará en el apartado siguiente.
- (288) Respecto a los contratos bilaterales y a plazo, la mayoría de los agentes ha expresado que son instrumentos de cobertura para las operaciones del mercado *spot* (fundamentalmente, ante el riesgo de precios), y que el mercado *spot* constituye el referente principal de los precios de tales contratos. Asimismo, los agentes consultados han puesto de manifiesto que tales contratos no condicionan la operativa en el mercado *spot*, en la medida en que la energía negociada en este tipo de operaciones no impide su negociación posterior en los mercados *spot*.
- (289) Respecto a los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, la mayoría de los agentes consultados considera que no deben ser definidos como mercados de producto separados del mercado mayorista de producción de energía eléctrica, en la medida en que puede participar también la demanda y no existen limitaciones a participar por el lado de

la oferta (o cuando las hay, son mínimas), lo cual genera posibilidades de arbitraje entre el mercado diario (fase principal del mercado mayorista) y estos servicios para todos los agentes.

- (290) Los servicios complementarios se dirigen a mantener una reserva de potencia de seguridad en el sistema para poder responder ante imprevistos en el tiempo real de programación, y se dividen en regulación primaria, secundaria y terciaria.
- (291) La regulación primaria es un servicio obligatorio y no retribuido que deben prestar las unidades de generación automáticamente ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real. Por tanto, la operación no es susceptible, en principio, de afectar a la competencia en la prestación de este servicio.
- (292) La regulación secundaria es un servicio por el que el operador del sistema reserva potencia para poder responder ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real. Se trata de un servicio prestado en condiciones de mercado, que comprende la asignación de banda de regulación secundaria y la utilización efectiva de dicha banda. La asignación de banda de secundaria se realiza diariamente mediante un proceso de subasta en el que pueden participar las unidades de generación por su potencia no comprometida en el programa viable provisional<sup>21</sup>, y cuya retribución es al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada). La energía efectivamente utilizada de la banda de secundaria se retribuye al precio marginal de la energía terciaria que se necesite para reponer la banda.
- (293) En el servicio de regulación secundaria, que requiere una respuesta en términos de variación de carga de la central en un periodo de tiempo corto, sólo pueden participar las unidades de oferta que sean gestionables (tecnologías de carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulicas modulables y determinadas centrales de cogeneración). Es decir, no pueden participar la demanda ni las importaciones, ni las centrales no gestionables (tecnologías nuclear, hidráulica fluyente y del régimen especial de origen renovable).
- (294) Para participar en el servicio de regulación secundaria, una central debe estar habilitada por el operador del sistema (REE) al efecto y pertenecer a una zona de regulación. Para la pertenencia a una zona de regulación, una central puede integrarse en una zona preexistente o constituir una nueva, lo que está sujeto a la aprobación del operador del sistema.
- (295) Tanto la habilitación de una central para prestar el servicio de regulación secundaria como la constitución o modificación de una zona de regulación requieren una serie de requisitos técnicos de control y de comunicación que permitan que ambas (central y zona, en su conjunto) respondan automáticamente ante las necesidades de energía de regulación secundaria. Las habilitaciones no

---

<sup>21</sup> El programa diario base de funcionamiento (PDBF) integra las entregas físicas de energía resultado de las transacciones anteriores al mercado diario (contratos bilaterales y a plazo) con el resultado de la casación en el mercado diario. El PDBF modificado por el proceso de resolución de las restricciones técnicas es el programa diario viable provisional (PDVP).



son automáticas, pero, en principio, una central gestionable puede obtenerlas en un periodo de tiempo y a un coste razonables.

- (296) En la actualidad, existen 9 zonas de regulación, de acuerdo con los datos del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS)<sup>22</sup>: Bahía de Bizkaia (1 central), Electrabel (1 central), Endesa (40 centrales), Viesgo (10 centrales), Gas Natural (9 centrales), Global3 (1 central), Hidrocantábrico (7 centrales), Iberdrola (46 centrales) y Unión Fenosa (25 centrales). Las centrales incluidas en una zona de regulación no son necesariamente propiedad del agente titular de la zona.
- (297) La regulación terciaria es un servicio para reponer la banda de secundaria utilizada. Se realiza mediante una subasta convocada por el operador del sistema, y se retribuye al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada).
- (298) Por la propia esencia del servicio de regulación terciaria, que requiere una respuesta en términos de variación de carga de la central en un periodo de tiempo corto, pueden participar en él solamente las unidades de generación gestionables (tecnologías de carbón, hidráulica modulable, ciclo combinado, fuel-gas y determinadas de cogeneración). Para participar se requiere habilitación previa del Operador del Sistema, que se condiciona a una capacidad técnica de la central.
- (299) Finalmente, la gestión de desvíos trata de solucionar desvíos previstos entre generación y consumo que se producen con posterioridad al cierre del mercado intradiario por indisponibilidades de las unidades de generación o problemas en los intercambios internacionales. La generación necesaria para cubrir tales desvíos se asigna mediante una subasta, y la energía asignada se liquida al precio marginal (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada).
- (300) En la gestión de desvíos pueden participar solamente las unidades de generación gestionables (tecnologías de carbón, hidráulica modulable, ciclo combinado, fuel-gas y determinadas de cogeneración). No se requiere habilitación previa.
- (301) Por tanto, al no existir significativas barreras de entrada a medio plazo para participar en los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria ni en el mecanismo de gestión de desvíos, la oferta potencial de los mismos (a medio plazo) puede considerarse constituida por el conjunto de centrales gestionables del sistema eléctrico español.
- (302) En la medida en que tal estructura de la oferta potencial es similar a la del mercado mayorista de producción de energía eléctrica, en lo referente a las centrales gestionables, esta Dirección de Investigación no considera necesario pronunciarse acerca de la existencia de un mercado de producto separado para los servicios complementarios de regulación secundaria y de regulación terciaria ni para el mecanismo de gestión de desvíos a los efectos de la valoración de la presente operación de concentración, por lo que la situación de competencia en

<sup>22</sup> [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)

estos servicios de ajuste se tendrá en cuenta en el análisis de los efectos de la operación sobre el mercado mayorista de producción de energía eléctrica.

#### 7.1.2.2. Mercado de resolución de restricciones técnicas

- (303) Las restricciones técnicas se producen por limitaciones en la red de transporte que hacen inviable la programación de las unidades de producción resultante del mercado diario. Por esta razón, una vez concluido el mercado diario, el operador del sistema evalúa si el programa resultante respeta los requisitos de seguridad y fiabilidad requeridos. En caso de no ser así, se pone en marcha un procedimiento conjunto del operador del mercado y del operador del sistema por el que se asignan mediante subasta las cantidades de energía necesarias.
- (304) En el Informe de primera fase, esta Dirección de Investigación consideró que las restricciones técnicas son un mercado separado de producto, en línea con los precedentes, porque su carácter eminentemente zonal y su mecanismo de resolución configuran una oferta, una demanda y un precio diferenciados de los del resto del mercado mayorista de producción de energía eléctrica.
- (305) En su contestación al *test* de mercado, algunos agentes han expresado su desacuerdo con segmentar la resolución de restricciones técnicas del mercado mayorista de producción de energía eléctrica, por considerar que se trata de una fase más del mercado organizado para la que no existe una demanda diferenciada de la de éste.
- (306) No obstante, existen diferencias entre el mercado de resolución de restricciones técnicas y el mercado mayorista de producción que justifican la definición del mercado de resolución de restricciones técnicas como un mercado de producto separado.
- (307) La demanda en restricciones técnicas viene determinada por la energía requerida por el Operador del Sistema (REE) para asegurar que el suministro se realiza en las condiciones de fiabilidad y seguridad requeridas. La energía así requerida es completamente inelástica al precio.
- (308) Con carácter general, en la resolución de restricciones técnicas sólo pueden participar las unidades de generación y las importaciones (esto es, no pueden participar distribuidores, comercializadores ni clientes) y, dentro de las unidades de generación, solamente las del régimen ordinario y las del régimen especial de origen no renovable. Ahora bien, determinadas unidades de producción, por sus propias características técnicas, aún pudiendo estar habilitadas, son menos adecuadas para resolver restricciones técnicas, como es el caso de las nucleares o las hidráulicas fluyentes.
- (309) Cuando se producen restricciones técnicas, solamente las centrales más cercanas a las restricciones pueden resolverlas, lo que, a tenor de la situación de la red de transporte, a la ubicación y características técnicas de las instalaciones de generación y a la demanda, configura, con carácter estructural, una serie de submercados zonales diferenciados del mercado mayorista de producción de energía eléctrica.

- (310) La resolución de las restricciones técnicas se realiza mediante la presentación de ofertas específicas<sup>23</sup> al Operador del Sistema por las unidades de producción, pero, a diferencia del mercado diario, el criterio para la asignación de la energía necesaria es, en primer lugar, técnico, y sólo cuando existen varias ofertas técnicamente válidas para resolver las restricciones detectadas, el Operador del Sistema asigna la energía necesaria entre ellas atendiendo al criterio de menor coste económico de la solución. Así, dado que la energía asignada por restricciones técnicas se retribuye el precio de cada oferta aceptada, resulta que el precio de la energía asignada por restricciones difiere entre unas unidades y otras en el mismo periodo horario.
- (311) Aunque el operador del sistema no publica la demanda zonal ni las necesidades zonales de energía por restricciones, el conocimiento de la situación de la red de transporte, de los nodos de demanda y de la ubicación y características de la capacidad instalada permite a los agentes anticipar qué áreas son tradicionalmente deficitarias o excedentarias de energía y, por tanto, en qué zonas es más probable que se produzcan restricciones técnicas. Esto conlleva que los agentes ubicados en áreas deficitarias, en las que resulta más probable que se produzcan restricciones, puedan desarrollar comportamientos estratégicos para maximizar su beneficio esperado.
- (312) De esta forma, determinados agentes tienen capacidad para actuar estratégicamente entre el mercado diario y la fase de resolución de restricciones técnicas, pudiendo ofertar al mercado diario a precios elevados para evitar la casación y reservando su potencia para la fase de restricciones técnicas, en la que pueden ofertar sin afrontar la misma competencia que en el mercado diario y ajustar posteriormente su carga en los mercados intradiarios.
- (313) Por tanto, a los efectos de la presente operación de concentración, el mercado de resolución de restricciones técnicas se analizará como un mercado de producto separado del mercado mayorista de producción.

#### 7.1.2.3. Redes de distribución de electricidad

- (314) La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte a alta tensión hasta los consumidores finales.
- (315) En la actualidad, los distribuidores son a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de baja tensión y suministradores a tarifa de consumidores finales. La Ley 17/2007 preveía que el suministro a tarifa de

---

<sup>23</sup> De hecho, el Real Decreto 2351/2004, que modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, cambió el mecanismo de resolución de las restricciones, precisamente, para permitir a los agentes realizar ofertas específicas para la resolución de restricciones técnicas, a diferencia del sistema anterior, en el que se utilizaba la misma oferta para el mercado diario y para la asignación de restricciones. Aunque este cambio regulatorio no altera la existencia previa del proceso de resolución de restricciones como un mercado de producto separado del mercado diario, confirma la distinción entre ambos.

consumidores finales por los distribuidores desapareciera el 1 de enero de 2009 y fuera sustituido por el suministro de último recurso, al que se podrán acoger determinados consumidores y que se llevará a cabo por los comercializadores a tarifa<sup>24</sup>. No obstante, el suministro de último recurso no se ha implementado todavía, por lo que las tarifas eléctricas siguen en vigor, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

(316) Los precedentes citados han considerado que cada red de distribución conforma un monopolio natural<sup>25</sup>, y su acceso y precios están regulados. Por estas razones, algunos agentes han manifestado la no necesidad de definir un mercado de producto separado para las redes de distribución.

(317) No obstante, es preciso examinar la estructura de este mercado de cara a la competencia potencial en el tendido de nuevas redes y la competencia referencial para la fijación de peajes regulados, así como los posibles efectos horizontales, verticales y conglomerales en relación con los mercados de suministro minorista de gas y electricidad que la operación notificada pueda generar.

#### 7.1.2.4. Suministro minorista de electricidad

(318) El suministro comprende la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

(319) El suministro de electricidad en España se puede contratar a tarifa con un distribuidor o a precio libre, por lo que tradicionalmente se diferenciaban dos segmentos relevantes: regulado y liberalizado. Si bien el mercado liberalizado absorbía solamente el 27% de la electricidad suministrada en España en 2007, se prevé que el futuro próximo el mercado regulado quede circunscrito a los pequeños consumidores (suministro de último recurso), y tal actividad será realizada por los comercializadores a tarifa, sujetos a unos precios máximos (tarifa de último recurso).

(320) Por estos motivos, y atendiendo a los diferentes perfiles de consumo en cuanto a volúmenes y estacionalidad, así como a los márgenes comerciales y las relaciones con la demanda, etc., los precedentes recientes han optado por diferenciar entre suministro a grandes clientes (alta tensión) y suministro a clientes residenciales y PYMES (baja tensión), división que resulta adecuada a los efectos del análisis de la presente operación.

<sup>24</sup> Disposición adicional 24ª de la Ley 54/1997.

<sup>25</sup> El artículo 40.2 de la Ley 54/1997, relativo a la autorización de instalaciones de distribución de energía eléctrica, establece: “La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible [...]” (subrayado añadido).

(321) En este sentido, las respuestas al *test* de mercado han ratificado de forma unánime esta delimitación de los mercados de producto de suministro de electricidad a consumidores finales.

## **7.2. Mercados geográficos**

### **7.2.1. Sector gas natural**

(322) Respecto a la delimitación geográfica de los mercados de producto definidos en el sector del gas natural, procede realizar las siguientes consideraciones:

#### *7.2.1.1. Exploración y producción de gas*

(323) Los precedentes nacionales y comunitarios citados delimitan un ámbito geográfico relevante que al menos comprende el EEE, Rusia y Argelia. En el marco del *test* de mercado, la mayoría de las respuestas han coincidido con esta delimitación o incluso han propuesto un ámbito mundial.

(324) En todo caso, en la medida en que no afecta a las conclusiones, no es necesario cerrar una definición exacta del mercado geográfico, aunque probablemente es de ámbito mundial, si bien se examinarán los efectos de la operación en España, de cara a los posibles efectos verticales en los mercados aguas abajo.

#### *7.2.1.2. Mercado de aprovisionamiento de gas a España*

(325) Los precedentes citados consideran por norma general que el ámbito geográfico relevante del aprovisionamiento de gas a España comprende al menos el EEE+Rusia+Argelia. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso GAS NATURAL/ENDESA, el Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC) consideró que era necesario tener en cuenta las especificidades del aprovisionamiento de gas en España, dado el trazado de los gasoductos y las diferentes fuerzas con las que en España se han implantado los diversos grupos empresariales.

(326) En el mercado aprovisionamiento de gas a España, los suministradores de gas a clientes finales tienen disponible un abanico de orígenes del gas que excede claramente España y probablemente el EEE, especialmente en GNL, dada la capacidad de entrada existente en España a través de regasificadoras.

(327) Así, en el *test* de mercado algunos operadores han propuesto una delimitación que abarca el EEE, y los países productores de las cuencas mediterránea y atlántica, y excluye a Rusia, por ser éstas las fuentes de suministro efectivas del mercado español. En particular, el siguiente cuadro recoge los países de origen efectivos desde los que se ha aprovisionado el mercado español:

IMPORTACIONES DE ESPAÑA DE GAS NATURAL POR PAISES 2007			
	GWh	bcm	%
<b>GAS NATURAL (GN)</b>	<b>122.057</b>	<b>10,5</b>	<b>29,8%</b>
Argelia GN	95.828	8,2	23,4%
Noruega	26.229	2,3	6,4%
<b>GAS NATURAL LICUADO (GNL)</b>	<b>286.884</b>	<b>24,7</b>	<b>70,2%</b>
Argelia GNL	45.422	3,9	11,1%
Nigeria	97.401	8,4	23,8%
Qatar	52.673	4,5	12,9%
Egipto	45.624	3,9	11,2%
Trinidad y Tobago	25.853	2,2	6,3%
Libia	8.760	0,8	2,1%
Omán	3.847	0,3	0,9%
Resto países	7.304	0,6	1,8%
<b>TOTAL</b>	<b>408.941</b>	<b>35,2</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y CORES (Diciembre 2007) y elaboración propia.

(328) Esto implica que el ámbito geográfico relevante del aprovisionamiento de gas a España es superior al nacional, en la medida en que los contratos a largo plazo que efectivamente se utilizan para aprovisionar España provienen de distintos países, muchos de ellos fuera del EEE, por lo que incluiría, al menos, el EEE y los países productores de las cuencas mediterránea y atlántica.

#### 7.2.1.3. Mercado mayorista secundario de gas a corto plazo o de flexibilidad.

(329) En lo que respecta al mercado mayorista secundario, que funciona como mercado de flexibilidad, el *test* de mercado ha indicado que la mayoría de las transacciones tienen lugar entre operadores en España cuando el gas ya ha penetrado físicamente el sistema español, y por ello se comunican a Enagás utilizando la plataforma MS-ATR.

(330) En este sentido, es necesario tener en cuenta que en el corto plazo, las vías de aprovisionamiento (gasoductos y buques metaneros) suelen ser poco flexibles a la hora de desviar el gas de su destino original, dado que este puede afectar a la optimización del uso del buque metanero o del gasoducto, en un entorno en el que no existe mucha capacidad excedente.

(331) Asimismo, los mercados *spot* internacionales no son una buena alternativa para obtener flexibilidad en el aprovisionamiento de GNL en España, en la medida en que acudir a los mismos suele tener un coste monetario asociados a los mismos (pues hay que pagar un precio de adquisición de gas y el coste de transporte del gas hasta España), y su tiempo de respuesta no es tan inmediato como los intercambios de gas en España.

(332) En el marco del *test* de mercado, Endesa ha planteado la idea de que su ámbito geográfico relevante podría ser inferior al nacional, siendo cada regasificadora y el

punto de gravedad del sistema un ámbito geográfico diferenciado, sobre la base de que a la hora de determinar las penalizaciones por almacenamiento de GNL en tanques regasificadora, no se sigue el modelo de tanque único.

- (333) No obstante, también se debe tener en cuenta que en España, los peajes por transporte de gas dentro del sistema se guían por el principio de tarifa postal (se aplica el mismo peaje con independencia de la distancia efectivamente recorrida por el gas), y en la mayoría de las regasificadoras existe capacidad excedentaria. Asimismo, el *test* de mercado ha indicado que en los intercambios, el gas no se devuelve necesariamente en el mismo punto.
- (334) Lo anterior implica que los operadores pueden recurrir a las distintas regasificadoras o el punto de gravedad a la hora de satisfacer sus necesidades de flexibilidad, con independencia de cuál sea el punto de entrada físico del gas que aprovisionan. Todo ello hace descartar que en la actualidad existan mercados zonales diferenciados para cada uno de los puntos de entrada del gas en España.
- (335) Sin perjuicio de lo anterior, también es cierto que existen limitaciones en las infraestructuras de importación y la red de transporte, que llevan a que en algunos casos Enagás, como gestor técnico del sistema, utilizando los mecanismos de congestión, exija aprovisionar a los ciclos combinados o a los grandes clientes (consumo superior a 50 GWh/año) desde el punto de entrada del sistema más cercano a los mismos, para mantener la viabilidad del funcionamiento del sistema de transporte de gas en su conjunto. Lo anterior, unido al grado de saturación de algunas regasificadoras y la infrautilización de otras, podrían justificar la delimitación de ámbitos geográficos más estrechos.
- (336) Aunque el *test* de mercado ha confirmado que por el momento estas limitaciones de la red de transporte no son especialmente graves, existe incertidumbre sobre cuáles van a ser los efectos de la entrada en funcionamiento de Medgaz a partir de 2009 sobre el grado de saturación de los flujos de gas sur-norte en España.
- (337) De hecho, Enagás ha planteado una serie de modificaciones regulatorias para minimizar los problemas de congestión antes de la entrada en funcionamiento de Medgaz. Entre estas distintas propuestas de Enagás, destacan:
- Fijar reglas para gestionar el desvío de buques de GNL por los suministradores de gas si el plan de operación mensual prevé problemas de saturación en algunos puntos de entrada.
  - Establecer peajes de transporte suplementarios para atender a clientes fuera de la zona del punto de entrada del gas.
  - Otorgar a Enagás la capacidad de subastar capacidad de entrada en los distintos puntos de entrada del sistema.
  - Obligar a suministrar a los ciclos combinados desde el punto de entrada al sistema más cercano, a fin de facilitar la gestión de la volatilidad de la demanda de gas por los mismos.

(338) A la vista de todo lo anterior, a los efectos del presente expediente, esta Dirección de Investigación considera que, en el momento actual, en el mercado mayorista secundario, el ámbito geográfico relevante es España, y en él actuarían como oferentes y demandantes los operadores de gas que han trasladado físicamente el gas a España, con independencia del lugar exacto donde se produzca la entrega del gas (física o financiera).

(339) Todo ello sin perjuicio de que el agravamiento de las restricciones de la red de transporte o la implementación regulatoria de alguna de las propuestas de Enagás podría justificar en el futuro la delimitación de ámbitos geográficos más reducidos, circunscritos al área de influencia de los diversos puntos de entrada de gas en España.

#### *7.2.1.4. Infraestructuras de importación y transporte.*

(340) Los precedentes citados consideran que el ámbito geográfico relevante de las infraestructuras de importación y transporte es nacional, sobre la base de que la tarifa de transporte es postal y que el gestor técnico del sistema, Enagás, las analiza conjuntamente de cara a asegurar la viabilidad operativa del sistema.

(341) Sin perjuicio de lo anterior, es necesario tener en cuenta, tal y como se ha señalado anteriormente, que en ocasiones Enagás introduce segmentaciones zonales en la red de transporte, estableciendo obligaciones o restricciones de entrada o salida en la zona. Estas restricciones pueden afectar especialmente al suministro de gas a centrales de ciclo combinado o grandes clientes (consumo superior a 50 GWh/año), a los que se puede limitar los puntos de importación desde los que se les puede suministrar gas.

(342) Asimismo, como se ha indicado anteriormente, el *test* de mercado ha indicado que aunque por el momento estas restricciones no son demasiado significativas, se pueden agravar con la puesta en marcha de Medgaz. Adicionalmente, alguna de las propuestas regulatorias de Enagás podrían llevar a la segmentación de mercados subnacionales de suministro de gas según el área de influencia del punto de entrada del gas en el sistema.

(343) Por ello, aunque estas restricciones en la red de transporte por el momento no son suficientemente importantes como para justificar mercados de suministro subnacionales, a la hora de valorar los efectos verticales de este mercado sobre la estructura competitiva del suministro de gas a centrales de ciclo combinado y a grandes clientes, es necesario tener en cuenta las restricciones zonales que puedan existir en la red de infraestructuras de importación y transporte en España.

(344) Asimismo, de cara al futuro, no se puede descartar que el agravamiento de las congestiones o los cambios regulatorios justifiquen la definición de mercados más estrechos.



#### 7.2.1.5. Redes de distribución de gas

(345) Los antecedentes citados han considerado que los mercados de redes de distribución son regionales y vienen delimitados por el área que abarcan las autorizaciones administrativas. Este carácter regional viene acentuado por las obligaciones que se derivan del artículo 73.7 de la Ley 34/1998, que establece que *“Las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de distribución deberán ser otorgadas preferentemente a la empresa distribuidora de la zona. En caso de no existir distribuidor en la zona, se atenderá a los principios de monopolio natural del transporte y la distribución, red única y de realización al menor coste para el sistema gasista”*.

(346) En el presente caso, se examinarán los efectos de la operación a nivel nacional y en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real y Sevilla, en las que opera UNIÓN FENOSA, a través de Gas Directo. Esta definición no ha sido contestada en el test de mercado.

#### 7.2.1.6. Suministro minorista de gas

(347) Los precedentes han considerado que los mercados de suministro tienen un ámbito geográfico nacional, en la medida en que los distintos oferentes establecen sus estrategias competitivas y ofertan sus servicios a nivel nacional<sup>26</sup>.

(348) Sin perjuicio de lo anterior, en relación con el suministro de gas a centrales de ciclo combinado y grandes clientes, es necesario tener en cuenta, como se ha mencionado anteriormente, que las restricciones en las infraestructuras de importación y transporte pueden afectar a la dinámica competitiva territorial de estos mercados.

(349) En este sentido, el poco desarrollo de las interconexiones con países limítrofes descarta que estos mercados sean supranacionales. Así, al contrario de lo que afirman UNIÓN FENOSA y GAS NATURAL, el hecho de que en España existan operadores supranacionales que suministran gas a ciclos combinados no es suficiente como para justificar un mercado supranacional, dado que las limitaciones de las interconexiones les llevan a introducir el gas que suministran a los ciclos combinados en las regasificadoras españolas o por los gasoductos específicamente dirigidos al mercado español. Todo ello sin perjuicio de que se tenga en cuenta que el volumen de gas demandado por un ciclo combinado es lo suficientemente elevado como para permitir la contratación del suministro con un operador que tiene una reducida presencia en España.

(350) Por otra parte, conviene tener presente que en el pasado se ha considerado que la titularidad de las redes de distribución en una zona puede condicionar la dinámica competitiva en los mercados de suministro de dicha zona, especialmente en el suministro a clientes residenciales y PYMES, donde la fidelidad a la marca y los costes de cambio son más elevados. De hecho, en el

<sup>26</sup> No obstante, por el momento no existe suministro de gas natural a clientes finales en Canarias, y en Baleares se suministra gas propanado.

*test* de mercado Endesa y ENI proponen la delimitación de mercados regionales, dado el grado de fidelización al operador incumbente y la falta de homogeneidad de las cuotas a nivel nacional.

- (351) No obstante, la introducción de la tarifa de último recurso y la eliminación de las obligaciones de suministro a los distribuidores están reduciendo las interrelaciones territoriales entre los mercados de distribución y suministro de gas. A pesar de ello, no cabe descartar que la integración vertical entre redes de distribución y suministro de gas a clientes residenciales y PYMES siga teniendo efectos sobre la posición competitiva del operador en este mercado de suministro.
- (352) Por estos motivos, a los efectos del presente expediente, esta Dirección de Investigación considera que todos los mercados de suministro de gas a clientes finales son de dimensión nacional, sin perjuicio de que se tenga en cuenta la vinculación histórica al incumbente de los clientes residenciales y PYMES.

### **7.2.2. Sector eléctrico**

#### *7.2.2.1. Mercado mayorista de producción de energía eléctrica*

- (353) Los precedentes nacionales y comunitarios citados delimitan un ámbito geográfico relevante nacional peninsular, debido al escaso nivel de interconexión existente con Francia y con Portugal y a las diferencias entre las regulaciones nacionales, y distinguen en España el mercado peninsular de los mercados insulares, debido a las diferencias de regulación y la ausencia de capacidad de interconexión.
- (354) Por estas razones, en el Informe de primera fase, esta Dirección de Investigación consideró que el ámbito geográfico relevante de este mercado es el nacional peninsular.
- (355) Sin embargo, algunos agentes han manifestado que resulta más adecuado considerar un mercado ibérico, en la medida en que las congestiones con Portugal no resultan relevantes y tenderán a reducirse en el futuro. Ahora bien, algunos agentes han señalado que no es previsible que se incremente la interconexión con Portugal de forma sustancial en los próximos dos años, debido a retrasos administrativos, de diseño y construcción de nuevas líneas.
- (356) Como se señalaba en el Informe de primera fase, 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, que ha supuesto un acercamiento entre ambas regulaciones.
- (357) Sin embargo, el mercado ibérico funciona en la actualidad bajo un mecanismo de separación de mercados (*market splitting*), que permite la formación de precios diferenciados entre los sistemas español y portugués cuando la interconexión está saturada. En la actualidad, la interconexión entre ambos sistemas es todavía limitada, lo que hace que funcionen de manera desacoplada en un buen número de horas al año<sup>27</sup>, por lo que hasta que no aumenten significativamente las

<sup>27</sup> En 2007, se produjo congestión en el 72,2% de las horas (OMEL. Memoria Anual 2007)

interconexiones, el tratamiento de ambos mercados debe hacerse de forma separada.

(358) En el periodo diciembre de 2007 a noviembre de 2008, según OMEL<sup>28</sup>, el precio medio aritmético del mercado diario español ha sido de 64,51 €/MWh, por 70,81 €/MWh en el mercado portugués. En el mes de noviembre de 2008, según OMEL, se produjo el mecanismo de separación de mercados en el mercado diario en el 79,9% de las horas, habiéndose generado la congestión siempre en el sentido exportador a Portugal, excepto en dos horas. OMEL señala también que la diferencia de precios en el mercado diario entre ambos sistemas se situó en noviembre, en media aritmética, en 10,02 €/MWh.

(359) Por tanto, esta Dirección de Investigación se reafirma en que, dada la situación actual de la red de transporte, el ámbito geográfico relevante del mercado mayorista de producción de energía eléctrica es el nacional peninsular, sin perjuicio de que esta delimitación pudiera ampliarse en los próximos años, en función de la evolución de las congestiones en la interconexión y de la presión competitiva que, en su caso, pueden ejercer las importaciones.

#### 7.2.2.2. Mercados de resolución de restricciones técnicas

(360) Los precedentes citados han definido el ámbito geográfico relevante en función de la zona geográfica afectada por la restricción, local o regional, ya que, normalmente, sólo las centrales más cercanas al punto en el que se produce la restricción pueden solucionarla.

(361) La amplitud y extensión de las zonas geográficas de solución de restricciones técnicas no es invariable, sino que se va modificando a lo largo del tiempo con las mejoras de la red de transporte y la entrada de nueva capacidad de generación. A tenor de los precedentes citados y de otros en el ámbito de las conductas restrictivas de la competencia<sup>29</sup>, en el Informe de primera fase se identificaron varias zonas afectadas por la operación: la zona Sur (Cádiz), donde se solapan UNIÓN FENOSA y GAS NATURAL, y las zonas Huelva, Levante, Galicia y Toledo, donde la cuota de UNIÓN FENOSA es significativa.

(362) En respuesta a requerimiento de esta Dirección de Investigación, REE, en su calidad de operador del sistema y, por tanto, encargado del proceso de resolución de restricciones técnicas, ha matizado la definición de estas zonas, señalando que la zona Toledo debería denominarse, de manera más general, como la zona Centro, y que la zona Sur se puede subdividir en tres zonas: Andalucía Oriental, Campo de Gibraltar y Huelva, correspondiendo la segunda de ellas (Campo de Gibraltar) con la zona Sur identificada en el Informe de primera fase.

<sup>28</sup> OMEL, *Evolución del mercado de electricidad noviembre 2008*.

<sup>29</sup> Ver Resoluciones del TDC en los expedientes 552/02 Empresas Eléctricas, 601/05 Iberdrola Castellón y 602/05 Viesgo Generación, y del Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en los expedientes 624/07 Iberdrola, 625/07 Gas Natural, y su reciente Resolución de 28/07/08.

(363) Por tanto, esta Dirección de Investigación analizará el mercado de resolución de restricciones técnicas de la zona Campo de Gibraltar, donde están presentes ambas entidades, si bien tendrá en cuenta también la posición que la entidad resultante adquirirá de UNIÓN FENOSA en las demás zonas señaladas. Asimismo, se tomará en consideración la posición de GAS NATURAL en el resto de mercados zonales de resolución de restricciones técnicas, particularmente en Cataluña, a tenor del volumen de restricciones en esta zona en 2008.

#### 7.2.2.3. Redes de distribución de electricidad

(364) Los antecedentes citados han considerado que los mercados de redes de distribución son locales o regionales, dado que para el consumidor final el suministro a través de una red de distribución no es sustituible por el suministro a través de otra red y que la gestión de la red y las autorizaciones de distribución tienen carácter local o regional. Este carácter local-regional queda confirmado por la Ley 54/1997 y por el Real Decreto 1955/2000, que define Zonas de Distribución en las que cada operador es monopolista en la gestión.

(365) Por tanto, en línea con estos precedentes, esta Dirección de Investigación considera adecuado realizar el análisis tanto a nivel nacional como provincial, concretamente en Andalucía (Córdoba y Jaén), Castilla-La Mancha (las cinco provincias), Castilla y León (León, Segovia, Soria, Valladolid y Zamora), Extremadura (Badajoz), Galicia (las cuatro provincias) y Madrid, en las que opera UNIÓN FENOSA, y en Salamanca, donde está presente GAS NATURAL.

#### 7.2.2.4. Suministro minorista de electricidad

(366) Al igual que en el sector del gas, los precedentes citados han considerado que los mercados de suministro tienen un ámbito geográfico nacional, en la medida en que los distintos oferentes establecen sus estrategias competitivas y ofertan sus servicios a nivel nacional.

(367) La mayoría de los agentes consultados en el *test* de mercado ha confirmado esta definición, si bien algunas respuestas han señalado, por un lado, que la competencia tiene lugar a nivel local, especialmente en el ámbito de pequeños consumidores. Por otro lado, Hidrocantábrico puntualiza que, según los precedentes, el mercado es de dimensión nacional peninsular.

(368) La titularidad de las redes de distribución en una zona puede condicionar la dinámica competitiva en los mercados de suministro de dicha zona, especialmente en cuanto al suministro a clientes domésticos y PYMES, más sensibles a factores diferentes al precio para elegir suministrador, si bien es previsible que la introducción de la tarifa de último recurso y la eliminación de las obligaciones de suministro de los distribuidores tiendan a reducir las interrelaciones territoriales entre los mercados de distribución y suministro de electricidad.

(369) Por tanto, si bien no se considera adecuada la definición de mercados zonales para el suministro minorista a clientes domésticos y PYMES, se tendrá en cuenta la interrelación entre redes de distribución y suministro minorista a efectos de

analizar la dinámica competitiva en los mercados y la vinculación histórica al incumbente de este tipo de clientes.

(370) Por otra parte, a diferencia de lo que alega Hidrocantábrico, los precedentes han delimitado el ámbito geográfico de los mercados de suministro minorista de electricidad como nacional<sup>30</sup>, si bien no es necesario cerrar la definición de los mercados, en la medida en que ni GAS NATURAL ni UNIÓN FENOSA están presentes en el suministro de gas ni electricidad en los sistemas extrapeninsulares.

### 7.3. Conclusión mercados relevantes

(371) En conclusión, a la vista de todo lo anterior, a los efectos del presente expediente, se van a considerar los efectos de la operación notificada en los siguientes mercados:

- Exploración y producción de gas, a nivel mundial y en España.
- Mercado de aprovisionamiento de gas a España (largo plazo), en el EEE+cuenca mediterránea+cuenca atlántica.
- Mercado mayorista secundario de gas (corto plazo), en España.
- Infraestructuras de importación y transporte de gas en España.
- Redes de distribución de gas, en España y a nivel provincial (concretamente en Madrid, La Coruña, Ciudad Real y Sevilla).
- Suministro minorista de gas a centrales de ciclo combinado, en España.
- Suministro minorista de gas a grandes clientes (alta presión), en España.
- Suministro minorista de gas a clientes domésticos y PYMES (baja presión), en España.
- Mercado mayorista de producción de energía eléctrica en la España peninsular.
- Mercado de resolución de restricciones técnicas en la zona Campo de Gibraltar y en las zonas Huelva, Centro, Levante Norte, Galicia Norte y Cataluña.
- Redes de distribución de electricidad, en España y a nivel provincial (concretamente en Córdoba, Jaén, las cinco provincias de Castilla-La Mancha, León, Salamanca, Segovia, Soria, Valladolid, Zamora, Badajoz, las cuatro provincias de Galicia y Madrid).
- Suministro minorista de electricidad a grandes clientes (alta tensión), en España.

---

<sup>30</sup> Entre otros, ver Informe del TDC C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA o caso comunitario M.3440 ENI/EDP/GDP.

- Suministro minorista de electricidad a clientes residenciales y PYMES (baja tensión), en España.

## **8. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS**

### **8.1. Estructura de la oferta y la demanda del sector del gas natural**

(372) El consumo de gas natural en España alcanzó en 2007 un volumen de 407 TWh (aproximadamente 35,2 bcm), un 4,1% más que en 2006, fundamentalmente como consecuencia de la puesta en marcha de nuevas centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, que en 2007 representaron el 35% del consumo de gas en España. Según la CNE<sup>31</sup>, entre enero y septiembre de 2008 el consumo de gas creció un 18% más que el mismo periodo que el año anterior, apoyado en el fuerte crecimiento de la demanda de los ciclos combinados. No obstante, según Enagás<sup>32</sup>, para el conjunto del año 2008, este crecimiento fue, finalmente, sólo de un 10%.

(373) De acuerdo con las alegaciones presentadas por distintos operadores en el marco del presente expediente, es previsible que en el futuro se produzca un excedente de oferta de gas como consecuencia de la caída de la demanda a nivel mundial y de las inversiones realizadas en capacidad de producción y transporte de gas.

(374) El total de gas consumido en España en 2007 representa el 1,2% del consumo mundial y el 7,3% del consumo de la Unión Europea<sup>33</sup>.

(375) A continuación se realizará un análisis detallado de la estructura de la oferta y la demanda de cada uno de los mercados relevantes en el sector del gas, todos ellos verticalmente relacionados entre sí.

#### **8.1.1. Exploración y producción de gas**

(376) Como se ha indicado anteriormente, la capacidad de producción de gas en España es muy limitada, alcanzando en 2007 236 GWh, muy inferior al 1% de la producción de gas natural en el EEE.

(377) Asimismo, la producción en España se ha reducido significativamente respecto a 2005 (cuando alcanzó 1.879 GWh), especialmente como consecuencia del cierre del yacimiento de Repsol de Gaviota (costa de Vizcaya), que está siendo transformado en un almacenamiento subterráneo de gas.

(378) En la actualidad, la oferta de producción de gas en España se limita a Gas Natural y Unión Fenosa Gas, como se aprecia en el siguiente cuadro:

<sup>31</sup> Fuente: CNE. Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España. Tercer trimestre de 2008.

<sup>32</sup> Fuente Enagás.

<http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146245141135&ssbinary=true>

<sup>33</sup> Fuente: BP Statistical Review of World Energy Junio 2008

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN ESPAÑA						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Repsol	[...]	[80-90]%	[...]	[60-70]%	0	0,0%
Gas Natural (sin Repsol)	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[60-70]%
Unión Fenosa Gas	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[30-40]%
TOTAL	1.878,83	100,0%	747,24	100,0%	235,77	100,0%

Fuente: Notificación

(379) De cara a 2008, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA esperan que la producción de gas disminuya hasta [...] GWh. Así, UNIÓN FENOSA espera que se dejen de explotar los pozos de Unión Fenosa Gas en [...], mientras que la previsión de GAS NATURAL es para [...]. En ambos casos, está previsto transformar los pozos en almacenamientos subterráneos de gas, como de hecho se recoge en la planificación de infraestructuras de gas 2008/2016, aunque con varios años de retraso sobre la fecha prevista.

### 8.1.2. Mercado de aprovisionamiento de gas a España

(380) En este mercado, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, disponen en 2008 de contratos a largo plazo por un volumen de [...] bcm<sup>34</sup> y [...] bcm<sup>35</sup> respectivamente. Asimismo, ambos cuentan con participaciones en las instalaciones de producción y licuefacción de gas en los países de origen del gas<sup>36</sup>.

(381) Asimismo, REPSOL, que es matriz de GAS NATURAL y dispone de una empresa en participación con ella en las actividades de *midstream* de gas, cuenta con contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo por [...] bcm<sup>37</sup>.

(382) No obstante, según la notificante, del total contratado, GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, sólo importaron en 2007 a España [...] bcm<sup>38</sup> y [...] bcm<sup>39</sup> respectivamente, mientras que Repsol importó [...] bcm<sup>40</sup>, lo que representa el [70-80]% del total de gas importado.

<sup>34</sup> Proveniente de Argelia, Noruega, Libia, Nigeria, Trinidad y Tobago, y Qatar.

<sup>35</sup> Proveniente de Egipto y Omán.

<sup>36</sup> GAS NATURAL cuenta con inversiones en Argelia, Nigeria (que según la página web de GAS NATURAL, le pueden dar acceso a hasta 10 bcm anuales) y Angola. UNIÓN FENOSA está presente en Egipto y Omán. Por su parte, REPSOL tiene presencia en infraestructuras de Trinidad y Tobago y Perú. Respecto a las inversiones de GAS NATURAL en Argelia (donde coincide con Repsol), parte de ellas se refieren al proyecto de Gassi Touil, donde el contrato ha sido unilateralmente cancelado por Argelia, aunque ahora está pendiente de que se resuelva un arbitraje en Ginebra.

<sup>37</sup> En realidad, REPSOL dispone de contratos de aprovisionamiento de gas en Trinidad y Tobago por [...] bcm. No obstante, [...].

<sup>38</sup> De éstos, en 2007 [...].

- (383) En todo caso, también conviene tener en cuenta que GAS NATURAL entregó fuera de España en 2007 un total de [...] bcm de gas a competidores con presencia en el mercado español ([...]), gran parte del cual acabo de forma directa o indirecta (a través de intercambios) en España.
- (384) De cara a 2008/2009, GAS NATURAL dispondrá de contratos de aprovisionamiento adicionales por [...] bcm<sup>41</sup> aproximadamente. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, dispone de pre-contratos firmados en Egipto y Guinea Ecuatorial para el aprovisionamiento de gas, aunque todavía no se han concretado las cantidades y la fecha de inicio del aprovisionamiento.
- (385) Por otra parte, es necesario destacar que cerca del 100% del gas importado a través de gasoductos en España en 2007 ([...] bcm) corresponde a GAS NATURAL. No obstante, a partir de 2009, esta exclusiva de GAS NATURAL se reducirá con la apertura de Medgaz, que gradualmente pasará a disponer de una capacidad de 8 bcm.
- (386) En lo que respecta al GNL, GAS NATURAL tiene contratados a largo plazo 12 metaneros (a través de Repsol-Gas Natural LNG, S.L., sociedad que controla conjuntamente junto a Repsol) y UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, tiene 2, sobre un total de 250 barcos metaneros en el mundo. Entre 2009 y 2010, GAS NATURAL y REPSOL prevén incorporar otros [...] barcos metaneros.
- (387) Los datos de importación de gas en España aportados por la CNE, que toman como referencia al operador que formalmente introduce el gas en España, se recogen a continuación. En todo caso, conviene tener en cuenta que estos datos no coinciden con los aportados por la notificante en relación con sus propias actividades de importación en España. Asimismo, los datos de la CNE no tienen en cuenta las entregas de gas que se producen en frontera española, donde GAS NATURAL se ocupa del transporte hasta frontera y el adquirente de su introducción en el sistema:

---

<sup>39</sup> El resto del gas contratado por Unión Fenosa Gas a largo plazo se destinó fuera de España ([...] bcm), o no fue efectivamente aprovisionado porque para 2007, las cantidades contractualmente previstas en el contrato de UNIÓN FENOSA en Egipto eran inferiores que para 2008 y 2009.

<sup>40</sup> Corresponden al gas que Repsol entrega a su central de ciclo combinado en participación, BBE.

<sup>41</sup> A parte, GAS NATURAL [...].



IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN ESPAÑA						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Gas Natural	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
Unión Fenosa Gas	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
<b>GN+UF</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>	[...]	<b>63,3%</b>
Iberdrola	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
BBE (Repsol)	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GDF-Suez	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Shell	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
BP	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>361.923</b>	<b>100,0%</b>	<b>408.296</b>	<b>100,0%</b>	<b>401.560</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNE

DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN

(388) En este cuadro, cabe destacar la salida de BP del mercado español, donde ahora tiene una presencia marginal, y el escaso peso de los importadores más pequeños. Un punto común entre todos ellos es que no suministran gas a ciclos combinados.

(389) De cara a 2009, cabe destacar la puesta en marcha del gasoducto de Medgaz (Almería), propiedad de Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdrola (20%), Endesa (12%) y GDF (12%), con una capacidad de entrada de 8 bcm anuales<sup>42</sup>.

(390) Por otra parte, GAS NATURAL destaca en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos que Sonatrach entrega en origen 13 bcm de gas destinado a España (que corresponde con todo el gas que viene de Argelia), a GAS NATURAL (más de [...] bcm), Iberdrola, Cepsa y Endesa.

(391) GAS NATURAL también plantea en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos que la Dirección de Investigación debería haber analizado la cartera de contratos de GNL a largo plazo disponible por los distintos operadores que aprovisionan o pueden aprovisionar el mercado español. Para ello, presenta unas estimaciones de estas carteras en agosto de 2008, que reduce la cuota de la entidad resultante al 38% (incluyendo el gas por gasoducto que dispone GAS NATURAL).

(392) Sin perjuicio de que GAS NATURAL no había proporcionado estos datos con anterioridad, conviene señalar que el test de mercado ha ratificado que el que un

<sup>42</sup> Según datos recabados en el test de mercado, los nuevos aprovisionamientos destinados a España o Portugal asociados a la puesta en marcha de Medgaz son: Sonatrach [...] bcm, Cepsa [...] bcm, Iberdrola [...] bcm, Endesa [...] bcm, GDF-Suez [...] bcm.

operador presente en España disponga de contratos de aprovisionamiento de GNL a largo plazo, no significa que los pueda desviar a corto/medio plazo a España, en la medida en que pueden estar comprometidos con el aprovisionamiento de otros países o sujetos a cláusulas de destino.

(393) Por este motivo, utilizar estos datos de las carteras de aprovisionamiento de GNL a largo plazo para analizar la estructura de la oferta de este mercado proporciona una visión sesgada del mismo. Todo ello sin perjuicio que se tenga en cuenta la disponibilidad de estos contratos a la hora de analizar la presión competitiva que pueden plantear a largo plazo los distintos operadores en el aprovisionamiento de gas a España.

(394) Por otra parte, a la hora de valorar la posición de cada operador en la importación de gas en España, es necesario tener en cuenta que como consecuencia de la concentración, GAS NATURAL adquiere vínculos:

- Con ENI<sup>43</sup>, a través del control conjunto de Unión Fenosa Gas. Por otra parte, ENI aprovisiona de forma independiente gas mediante contratos a largo plazo con entrega en frontera a Iberdrola (1,2 bcm), Hidrocantábrico (0,5 bcm) y [...] ([...] bcm). Asimismo, ENI está presente en el accionariado del suministrador mayorista de gas en Nigeria con el que tiene contratos GAS NATURAL y otros operadores españoles.
- Con Cepsa, mediante el control conjunto de la central de ciclo combinado NGS. Asimismo, Unión Fenosa Gas y Cepsa se repartirán al 50% el suministro de gas a dicha central ([...] bcm/año). Por otra parte, GAS NATURAL dispondrá de una participación del 5% en el capital social de Cepsa. Adicionalmente, Total, la matriz de Cepsa, está presente en el accionariado de suministradores mayoristas de gas en Qatar y Noruega con los que tiene contratos GAS NATURAL.

(395) El vínculo de GAS NATURAL con ENI es especialmente significativo, en la medida en que está reforzado por el pacto de no competencia en el suministro de gas a clientes finales en España, recogido en el acuerdo de socios de Unión Fenosa Gas de 14 de marzo de 2003, que impide a ENI operar como comercializador de gas en España, y por los contratos de Unión Fenosa Gas Comercializadora (filial al 100% de Unión Fenosa Gas) con otras filiales de UNIÓN FENOSA (Unión Fenosa Generación, Unión Fenosa Comercial y NGS), para el suministro de gas a largo plazo a precios muy competitivos, de los que tras la concentración se beneficiará GAS NATURAL, especialmente los dos primeros.

(396) A esto se añaden los vínculos de GAS NATURAL con terceros competidores en el sector del gas preexistentes a la presente operación:

---

<sup>43</sup> ENI es el principal aprovisionador de gas en Europa. Así, según datos aportados por la notificante, ENI aprovisionó en Europa cerca de 90 bcm en 2007.

- GAS NATURAL e Iberdrola tienen firmado un contrato, por el que GAS NATURAL entrega en frontera a Iberdrola [...] bcm anuales, lo que representa el [...] % del gas que Iberdrola suministra a clientes finales en España. Asimismo, REPSOL (matriz de GAS NATURAL) e Iberdrola disponen del control conjunto de la regasificadora de Bilbao (BBG) y de la central de ciclo combinado de Bilbao (BBE).
- REPSOL (matriz de GAS NATURAL) y BP disponen del control conjunto de la regasificadora de Bilbao (BBG) y de la central de ciclo combinado de Bilbao (BBE), y son quienes se encargan de suministrarla de gas. Asimismo, BP está presente en el accionariado del suministrador mayorista de gas en Trinidad y Tobago con el que tiene contratos GAS NATURAL.
- GAS NATURAL y [...] tienen firmados diversos contratos, de varios años de duración, por los que se intercambian gas entre [...] (donde GAS NATURAL entrega el gas a [...]), y [...] (donde [...] entrega el gas a GAS NATURAL). Según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó físicamente a Shell gas por [...] GWh ([...] bcm aprox.), lo que represente cerca del [...] % del total de gas suministrado por [...] a clientes finales en España. Asimismo, [...].
- GAS NATURAL y [...] tienen firmados diversos contratos, de varios años de duración, por los que se intercambian gas mutuamente entre [...] y [...]. Según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó físicamente a [...] gas por [...] GWh ([...] bcm aprox.), lo que representa cerca del [...] % del total de gas suministrado por [...] a clientes finales en España. También suministra gas a centrales de ciclo combinado de [...], por un volumen de [...] GWh en 2007 y una capacidad contratada anual de [...] GWh.
- GDF-Suez es accionista de GAS NATURAL, con el 8,8% de su capital social. Asimismo, según la notificante, en 2007 GAS NATURAL entregó a GDF-Suez gas por [...] GWh ([...] bcm aprox.), lo que representa cerca del [...] % del total de gas suministrado por GDF-Suez a clientes finales en España. Asimismo, GAS NATURAL suministra gas a centrales de ciclo combinado de GDF-Suez (Electrabel), por un volumen de [...] GWh en 2007 y una capacidad contratada anual de [...] GWh. Asimismo, GDF-Suez está presente en el accionariado del suministrador mayorista de gas en Trinidad y Tobago con el que tiene contratos GAS NATURAL.
- GAS NATURAL suministra gas a las centrales de ciclo combinado de Endesa, por un volumen en 2007 de [...] GWh, con una capacidad contratada anual de [...] GWh.
- GAS NATURAL tiene contratos de aprovisionamiento a largo plazo por más de 8 bcm anuales desde Argelia con Sonatrach, que ha comenzado a operar en España como comercializadora en 2008.

### 8.1.3. Mercado mayorista secundario de gas

(397) En este mercado en España, el Informe de la CNE señala que el gas intercambiado a través de la plataforma MS-ATR (que recoge las transacciones que se producen dentro de España) alcanzó en 2007 un volumen de 443.909 GWh, un 8% más que la demanda total de gas en España, a través de 5.429 transacciones, y con unos 20 operadores activos.

(398) Según el *test* de mercado, la mayoría de las transacciones a través de la plataforma MS-ATR son intercambios puros de gas (en los que la cantidad entregada es igual a la recibida), y sólo aproximadamente el 5% del gas corresponde a compraventas netas. En los intercambios, la devolución del gas se suele producir en el mes siguiente, normalmente en el mismo punto donde fue entregado, aunque no necesariamente.

(399) Asimismo, el *test* de mercado ha confirmado que los intercambios de gas fuera de España para proporcionar flexibilidad al mercado español tienen un peso muy reducido.

(400) Según la CNE, las cuotas de mercado en esta plataforma MS-ATR de los distintos operadores en España en 2007 son las siguientes:

MERCADO SECUNDARIO DE GAS EN ESPAÑA 2007 (MS-ATR)				
	Gas intercambiado		Nº Transacciones	
	GWh	%	Nº	%
Unión Fenosa Gas Comercializadora	66.586	15%	814	15%
Gas Natural	57.708	13%	597	11%
<b>GN+UF</b>	<b>124.295</b>	<b>28%</b>	<b>1.412</b>	<b>26%</b>
Endesa	57.708	13%	869	16%
Iberdrola	57.708	13%	760	14%
Cepsa	48.830	11%	869	16%
Natargas	48.830	11%	380	7%
Shell	26.635	6%	434	8%
Otros	79.904	18%	706	13%
<b>Total</b>	<b>443.909</b>	<b>100%</b>	<b>5.429</b>	<b>100%</b>

Fuente: CNE

(401) En el periodo enero-agosto de 2008<sup>44</sup>, los volúmenes intercambiados ascendieron a 354.202 GWh (117% de la demanda de gas en ese periodo), disponiendo GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA (a través de Unión Fenosa Gas) de una cuota del

<sup>44</sup> Fuente: CNE. Informe mensual supervisión del mercado mayorista de gas en España. Agosto de 2008. Disponible en <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP-superv-Gas-Ago08.pdf>

15% cada uno, siendo los siguientes operadores Cepsa (14%), Iberdrola (13%), Endesa (12%) y Naturcorp/Hidrocantábrico (11%).

(402) En lo que respecta a GAS NATURAL, sus principales contrapartes en 2007 fueron [...]. En enero-agosto 2008, éstas fueron [...].

(403) En lo que respecta a Unión Fenosa Gas Comercializadora, sus principales contrapartes en el periodo 2007/principios 2008 fueron: [...].

(404) Tras la operación, la entidad resultante se consolidaría como primer operador en este mercado secundario en España, aunque conviene destacar el hecho de que la cuota de GAS NATURAL en este mercado está muy por debajo de su cuota de mercado en el suministro de gas a clientes finales (incluso si no se tiene en cuenta el gas que llega por gasoducto), lo que en principio implica que sus necesidades de flexibilidad son relativamente inferiores a las de sus competidores.

#### **8.1.4. Infraestructuras de importación y transporte**

(405) Las infraestructuras de importación y transporte de gas forman parte de la red básica de gas, y el acceso a las mismas, con independencia de su titularidad, está sometido a los principios de no discriminación, transparencia y objetividad, conforme a lo dispuesto en el artículo 70.1 de la Ley 34/1998.

(406) Asimismo, el artículo 64 de la citada Ley 34/1998 establece que el gestor técnico del sistema (Enagás) es responsable de la operación y gestión de la red básica de gas, con independencia de quién sea el titular de la misma.

(407) Por su parte, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establece unos principios generales de acceso de terceros a la red básica de gas (ATR). Entre estos principios, destacan:

- La asignación de las reservas de capacidad se hace por orden cronológico de solicitud. No obstante, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio puede modificar este criterio de asignación en las conexiones internacionales y en las infraestructuras congestionadas, a fin de obtener una gestión más eficaz de las mismas (artículo 5.6 del Real Decreto 949/2001<sup>45</sup>).
- El 25% de la capacidad está reservada a contratos a corto plazo (menos de 2 años). De éstos, un mismo operador no puede adjudicarse más del 50% de esta capacidad reservada a contratos a corto plazo.

<sup>45</sup> De hecho, el Ministerio de Industria ha establecido en 2008 mecanismos de subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento y la de interconexión internacional con Francia (ver Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad y Orden ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia).

- En el caso de que en un plazo de 6 meses un operador no utilice al menos el 80% de la capacidad contratada, la capacidad reservada para este operador se reduce en el porcentaje no utilizado.

(408) Como ya se ha indicado anteriormente, las solicitudes de acceso y los contratos de acceso se firman con el titular de la infraestructura, con la excepción de los almacenamientos subterráneos, donde ese papel lo juega siempre Enagás.

(409) Adicionalmente, Enagás debe verificar la viabilidad de todas las solicitudes de acceso al sistema de transporte de gas, teniendo en cuenta cuál es el punto de entrada del gas y los puntos de consumo previstos. En el caso de que dicha configuración no sea viable, Enagás puede introducir restricciones de congestión que pueden limitar la capacidad para suministrar gas a ciclos combinados o consumidores de más de 50 GWh/año fuera del área de influencia del punto de entrada a través del que el suministrador pretende introducir el gas en el sistema.

(410) En particular, existe congestión en los flujos sur-norte de la red de transporte, que puede que se agrave con la puesta en marcha en Medgaz, como señala Enagás. Así, en el caso del ciclo Puentes 5 (Galicia), Enagás ha obligado a GAS NATURAL a introducir el gas por Mugardos, y puede que pase lo mismo con el ciclo de Soto 4 (Asturias), que va a ser suministrado por Sonatrach.

(411) A la vista de todo lo anterior, a efectos del análisis de la presente operación, no sólo es necesario examinar la titularidad de las distintas infraestructuras, sino también el grado de utilización y la capacidad reservada de las mismas por los distintos operadores.

(412) En lo que respecta a las **conexiones internacionales por gasoducto**, en España existen las siguientes:

- Gasoducto del Magreb (Tarifa), propiedad de GAS NATURAL y Galp, con una capacidad de entrada de 362 GWh/día, de la que 303 GWh/día se destinan a España y el resto va a Portugal<sup>46</sup>. La capacidad de este gasoducto es casi totalmente utilizada por GAS NATURAL (y por GALP para el gas que va a Portugal), en la medida en que la parte del gasoducto fuera de España no está sometido a las normas ATR.
- Gasoducto de Badajoz, propiedad de Enagás, con una capacidad de entrada en España que oscila entre los 68 y 105 GWh/día, dependiendo de la capacidad del almacenamiento subterráneo de Carriço (Portugal). De la misma, sólo están contratados 22,7 GWh/día, [...] por GAS NATURAL.
- Gasoducto de Larrau<sup>47</sup>, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 87 GWh/día. La capacidad de este gasoducto es utilizada

<sup>46</sup> Fuente: Enagás. Informes de 2008 de "Cálculo de rangos admisibles para los valores de las variables básicas de control dentro de los rangos normales de operación del sistema". La capacidad de entrada de todas las infraestructuras de importación se ha obtenido a partir de estos informes.

<sup>47</sup> Según indica la CNE, parte de la capacidad de entrada y salida de España de este gasoducto entre abril de 2009 y marzo de 2013 se va a subastar.

prácticamente sólo por GAS NATURAL ([...] GWh/día), dadas las restricciones que existen para transportar gas desde el resto de Europa.

- Gasoducto de Irún, propiedad de Naturgás, que dada la congestión del lado francés, tiene una capacidad efectiva de entrada de 0 GWh/día en invierno y 10 GWh/día en verano. Este gasoducto se utiliza sobre todo para exportar gas a Francia desde la regasificadora de Bilbao.
- Gasoducto de Tuy, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 12 GWh/día, que sin embargo no es utilizada por nadie.

(413) Asimismo, está previsto que en 2009 entre en funcionamiento el gasoducto de Medgaz (Almería), propiedad de Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdrola (20%), Endesa (12%) y GDF (12%), con una capacidad de entrada de 8 bcm anuales, que previsiblemente será copada por sus accionistas de forma proporcional a su participación, en la medida en que la parte del gasoducto fuera de España no está sometido a las normas ATR.

(414) En lo que respecta a las **plantas de regasificación**, en España existen las siguientes:

- Planta de regasificación de Barcelona, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 470 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 56% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante contratos a largo plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA no dispone de capacidad contratada en esta planta.
- Planta de regasificación de Cartagena, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 384 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 39% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante contratos a largo plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, disponía de una capacidad contratada a largo plazo de unos [...] GWh/día, que caerá en 2009 a [...] GWh/día.
- Planta de regasificación de Sagunto, propiedad de Saggas<sup>48</sup>, con una capacidad efectiva de entrada de 228 GWh/día en la actualidad, que se incrementará a 284 GWh/día en junio de 2009. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 81% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, disponía de una capacidad contratada en 2008 de [...] GWh/día ([...] GWh/día en contratos a largo plazo), que en 2009 ascenderá a [...] GWh/día ([...] GWh/día en contratos a largo plazo).

<sup>48</sup> Cuyos accionistas son UNIÓN FENOSA (42,5%), Iberdrola (30%), Endesa (20%) y Oman Oil (7,5%).

- Planta de regasificación de Bilbao, propiedad de Bahía Bizkaia Gas<sup>49</sup>, con una capacidad efectiva de entrada de 228 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 63% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA no dispone de capacidad contratada en esta planta.
- Planta de regasificación de Mugarodos, propiedad de Reganosa<sup>50</sup>, con una capacidad efectiva de entrada de 117 GWh/día. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 36% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] mediante contratos a corto plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, dispone de una capacidad contratada en 2008 de [...]GWh/día, [...] en contratos a largo plazo.
- Planta de regasificación de Huelva, propiedad de Enagás, con una capacidad efectiva de entrada de 384 GWh/día en la actualidad. De la misma, en el primer semestre de 2008 se ha utilizado el 42% de media. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado [...] GWh/día, [...] ([...] GWh/día) mediante contratos a largo plazo. Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, dispone de una capacidad contratada en 2008 de [...]GWh/día ([...] en contratos a largo plazo), que caerá en 2009 a [...] GWh.

(415) De cara al futuro, el Plan de Infraestructuras del sector del gas 2008/2016 prevé la puesta en marcha de la planta de regasificación de El Musel (Asturias), que ha sido adjudicada a Enagás. Asimismo, se prevé la apertura de regasificadoras en Tenerife y Gran Canaria, y la ampliación de las regasificadoras de Bilbao, Huelva, Barcelona, Cartagena y Sagunto. No obstante, en todos estos casos, existe mucha incertidumbre sobre cuándo se van a culminar estos proyectos.

(416) Asimismo, conviene resaltar el hecho de que existe una correlación entre la titularidad de la regasificadora y el uso de la misma. Así, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, y Endesa tienden a concentrar la entrada de su gas en Sagunto y Mugarodos, Iberdrola en Sagunto y Bilbao, y Gas Natural en las tres regasificadoras de Enagás, que históricamente era filial suya.

(417) En lo que respecta a los **almacenamientos subterráneos**, existen dos almacenamientos, Serrablo (titularidad de Enagás) y Gaviota (titularidad de Repsol), aunque como se ha señalado anteriormente, ambos son gestionados operativamente de forma conjunta por Enagás. Su capacidad de inyección es de 99,7 GWh/día y la de extracción asciende a 148,2 GWh/día, y su capacidad de almacenamiento útil de gas es de 2,2 bcm.

<sup>49</sup> Cuyos accionistas son Repsol (25%), Iberdrola (25%), BP (25%) y Gobierno Vasco (25%).

<sup>50</sup> Cuyos accionistas son UNIÓN FENOSA (21%), Endesa (21%), Grupo Tojeiro (18%), Junta Galicia (10%), Caixa Galicia (10%), Sonatrach (10%), Banco Pastor (5%) y Caixa Nova (5%).



(418) La capacidad de los mismos se asigna anualmente, parte en función de la cuota de ventas en el año anterior (como gas de reserva estratégica y operativa del sistema), y otra parte mediante subasta. Ésta última sólo ha representado el 5% del gas almacenado para 2009, y según la CNE, se espera que no haya suficiente capacidad para subastar a partir de 2011. Según la notificante, en 2008 GAS NATURAL ha tenido asignado el [40-50]% de la capacidad, y de cara a 2009 dispondrá del [50-60]%. Por su parte, UNIÓN FENOSA (a través de Unión Fenosa Comercial y Unión Fenosa Gas Comercializadora) dispone en 2008/2009 del [0-10]% de la capacidad almacenada. Otros operadores con capacidades de almacenamiento significativas en 2008/2009 son Iberdrola ([10-20]%), Naturgas/Hidrocarbónico ([10-20]%) y Endesa ([0-10]%).

(419) La CNE indica que la planificación del sector del gas prevé que entren en funcionamiento los almacenamientos de Marismas (2007), Poseidón (2010) la ampliación de Gaviota (2011), Yecla (2014) y Castor (2014), aunque la CNE espera que los tres primeros entren en funcionamiento con varios años de retraso respecto a la fecha prevista. En general, estos almacenamientos son producto de la transformación de antiguos pozos de producción de gas.

(420) En lo que respecta a las **infraestructuras de transporte**, en junio de 2008 existían 13 estaciones de compresión, propiedad de Enagás, y más de 8.500 km de gasoductos, de los que aproximadamente el 90% son propiedad de Enagás (8.364 km), disponiendo GAS NATURAL de 578 km.

### 8.1.5. Redes de distribución de gas

(421) Como se ha señalado anteriormente, la distribución de gas es una actividad regulada, que desde el 1 de julio de 2008 ha sido separada del suministro regulado de gas a clientes finales.

(422) Las redes de distribución de gas están relativamente concentradas, siendo la cuota de GAS NATURAL especialmente elevada (84%), como muestra el cuadro a continuación, que recoge los costes reconocidos:

DISTRIBUCIÓN DE GAS EN ESPAÑA POR COSTE ACREDITADO						
	2006		2007		2008	
	euros	%	euros	%	euros	%
<b>Gas Natural</b>	<b>1.052.428.631</b>	<b>84,1%</b>	<b>1.060.822.180</b>	<b>84,1%</b>	<b>1.070.219.962</b>	<b>84,7%</b>
Naturgas	124.084.957	9,9%	118.402.891	9,4%	125.378.427	9,9%
Endesa	72.684.047	5,8%	80.807.336	6,4%	66.009.593	5,2%
<b>Unión Fenosa (Gas Directo)</b>	<b>1.088.098</b>	<b>0,1%</b>	<b>645.420</b>	<b>0,1%</b>	<b>1.038.230</b>	<b>0,1%</b>
Gas Mérida	938.908	0,1%	1.020.940	0,1%	987.279	0,1%
<b>Total</b>	<b>1.251.224.641</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.261.698.767</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.263.633.491</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Orden ITC 4099/2005, Orden ITC 3993/2006 y Orden ITC 3863/2007.

(423) UNIÓN FENOSA sólo esta presente como distribuidora de gas a través de la sociedad Gas Directo, S.A., participada por Unión Fenosa Gas al 60% y por Cepsa al 40%.

(424) Gas Directo sólo está presente como distribuidora de gas en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real y Sevilla. En todas ellas GAS NATURAL es el único distribuidor de gas alternativo.

(425) En total, Gas Directo contó en 2007 con [...] clientes de distribución de gas (menos del 1% sobre un total de 6.734.567 clientes), y distribuyó [...] GWh (menos del [0-10]% sobre un total de 407 TWh). Todos sus clientes fueron de baja presión, salvo dos clientes de alta presión en La Coruña.

(426) Los datos desagregados en las provincias donde está presente Unión Fenosa son:

DISTRIBUCIÓN GAS POR PROVINCIAS (2007)						
	GAS NATURAL		UNIÓN FENOSA		TOTAL	
	valor	%	valor	%	valor	%
<b>Madrid</b>						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	1.628.911	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	25.004	100%
<b>La Coruña</b>						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	97.011	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[70-80]%	[...]	[10-20]%	3.744	100%
<b>Ciudad Real</b>						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	43.140	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	5.143	100%
<b>Sevilla</b>						
Puntos suministro (nº)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	130.999	100%
Energía distribuida (GWh)	[...]	[90-100]%	[...]	[0-10]%	3.485	100%

Fuente: Notificación y ENI

(427) Por otra parte, de las provincias en las que UNIÓN FENOSA está presente en la distribución de electricidad, GAS NATURAL tiene el monopolio o cuasi-monopolio de las redes de distribución de gas, salvo en:

- Badajoz, que cuenta con cerca de 50.000 puntos de suministro, de los que el [90-100]% corresponden a Endesa y el [0-10]% a Naturgas (a través de Gas Mérida), y donde la presencia de GAS NATURAL es residual.
- Valladolid, con cerca de 125.000 puntos de suministro, donde GAS NATURAL cuenta con una cuota del [90-100]%, y Endesa el [0-10]% restante.
- Toledo, con cerca de 50.000 puntos de suministro, donde GAS NATURAL tiene el [90-100]% y Endesa el [0-10]%.
- Salamanca, con cerca de 40.000 puntos de suministro, donde GAS NATURAL cuenta con el [90-100]% y Endesa el [0-10]%.

- Segovia, con cerca de 10.000 puntos de suministro, donde GAS NATURAL tiene el [90-100]% y Endesa el [0-10]%.

### 8.1.6. Suministro minorista de gas

(428) Como se ha indicado anteriormente, el consumo minorista de gas natural ascendió en 2007 a 407 TWh, de los que el 35% se utilizaron en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.

(429) Según Enagás, en 2008 la demanda de gas creció un 10% respecto al año anterior, hasta los 450 TWh. Este crecimiento se debió al fuerte crecimiento del suministro de gas a ciclos combinados, que subió un 32% respecto al mismo periodo del año anterior, que compensó sobradamente la caída del 1,6% del resto de la demanda de gas, fundamentalmente debida a la caída de la actividad industrial.

(430) Del total del gas suministrado en 2007, el 89% correspondió a las ventas de comercializadoras a precio libre. En términos de clientes, esta proporción es más reducida, dado que en 2007, de un total de 6.734.567 clientes, el 59,9% era suministrado a tarifa.

(431) Según datos aportados por la notificante, que han sido en gran parte ratificados por el *test* de mercado, el suministro total de gas natural por operador fue:

SUMINISTRO TOTAL DE GAS EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>
Iberdrola	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
<b>TOTAL</b>	<b>380.784</b>	<b>100,0%</b>	<b>391.189</b>	<b>100,0%</b>	<b>407.294</b>	<b>100,0%</b>
SUMINISTRO TOTAL DE GAS EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[80-90]%</b>	[...]	<b>[70-80]%</b>	[...]	<b>[70-80]%</b>
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>6.034.920</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.415.807</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.734.567</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Notificación

- (432) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL plantea que conforme a datos de la CNE<sup>51</sup>, en el tercer trimestre de 2008 la cuota de GAS NATURAL en términos de energía suministrada ha caído al 41,3%, mientras que la de UNIÓN FENOSA se sitúa en el 13,1%. No obstante, en términos de clientes la cuota de GAS NATURAL permanece estable, en el 75,2%, mientras que la de UNIÓN FENOSA se sitúa en el 1,6%. Esto es un indicio de que la caída de cuota de mercado de GAS NATURAL en el total de suministro de gas corresponde fundamentalmente a la caída de la cuota en el suministro de gas a centrales de ciclo combinado, como consecuencia de las aperturas de nuevos ciclos combinados por parte de sus competidores en 2008. No obstante, de cara a 2009, previsiblemente esta tendencia se va a invertir, pues GAS NATURAL pondrá en funcionamiento ciclos con una potencia instalada de 1.300 MW<sup>52</sup>.
- (433) Según datos de la notificante, en el segmento de suministro de gas a precio libre la cuota de la entidad resultante en 2007 ascendería a [60-70]% (con una adición de [10-20] puntos) en energía suministrada, y al [60-70]% (con una adición de [0-10] puntos) en clientes.
- (434) En el segmento de precio regulado, la cuota resultante en 2007 sería del [80-90]% (con una adición del [0-10]%) en términos de energía, y del [80-90]% (con una adición de [0-10] puntos) en clientes, siendo los principales competidores Naturgas ([10-20]% en energía; [0-10]% en clientes) y Endesa ([0-10]% en energía; [0-10]% en clientes).
- (435) Con la puesta en marcha de la tarifa de último recurso en julio de 2008, se ha producido la desvinculación entre las distribuidoras y los consumidores finales en cuanto al suministro de gas. En este sentido, los consumidores que siguen acogidos a la tarifa de último recurso, han pasado a ser suministrados por las comercializadoras de último recurso, que el regulador ha circunscrito a: Gas Natural, Endesa, Iberdrola, Naturgas y UNIÓN FENOSA.
- (436) Según los datos recabados en el test de mercado, a 31 de octubre de 2008 existían [...] de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso (frente a los 4.035.830 consumidores acogidos al mercado regulado en 2007), de los que [80-90]% son suministrados por GAS NATURAL, [0-10]% por Endesa, [0-10]% por Iberdrola, [0-10]% por Naturgas y [0-10]% por Unión Fenosa.
- (437) A este respecto, conviene destacar el esfuerzo de captación de consumidores realizado por Iberdrola, que no tenía una presencia en el mercado regulado, aunque gran parte de los mismos era previamente suministrados por Iberdrola en el mercado libre, mientras que en el resto de casos los operadores se han limitado a mantener el suministro a sus clientes de distribución que no han firmado

<sup>51</sup> Informe trimestral de la CNE de supervisión del mercado minorista de gas natural en España. Tercer trimestre de 2008.

<sup>52</sup> Málaga (400 MW), Puerto de Barcelona (800 MW) y Arrúbal 4 (100 MW).

contratos en el mercado libre ni han hecho una elección expresa del suministrador de último recurso.

(438) De hecho, conforme a los datos de la CNE para el tercer trimestre de 2008, GAS NATURAL sólo habría perdido 33.000 clientes, UNIÓN FENOSA 5.000, mientras que la máxima ganancia corresponde a Endesa, con 38.000 nuevos clientes. En todo caso, estos movimientos representan una parte muy reducida del total de clientes.

#### 8.1.6.1. Suministro de gas a ciclos combinados

(439) Como se ha señalado anteriormente, los ciclos combinados absorben el 35% del gas suministrado en España en 2007. En este mercado, la mayoría de las empresas están verticalmente integradas, y suelen suministrar a sus propios ciclos combinados.

(440) Una de las razones son las cláusulas que dan la posibilidad de interrumpir el suministro a ciclos combinados bajo ciertas condiciones, normalmente relacionadas con problemas logísticos de aprovisionamiento (aunque pagando una indemnización). Asimismo, el suministrador tiene acceso anticipado y detallado a la planificación de la demanda de gas por cada ciclo suministrado.

(441) Otro factor muy relevante es el hecho de que la demanda de gas de los ciclos combinados es muy volátil, en la medida en que está condicionada por la evolución diaria de la estructura de la oferta y demanda de generación de electricidad.

(442) En particular, uno de los factores que introducen más volatilidad en el sistema es el hecho de que las energías renovables siempre producen electricidad, con independencia de que acudan o no al *pool* eléctrico. Sin embargo, la cantidad producida, especialmente en el caso de la energía eólica, que es la que más peso tiene, es muy volátil día a día porque depende de las condiciones atmosféricas.

(443) Lo anterior implica que la demanda de electricidad no cubierta por las energías renovables, que es la que las centrales de ciclo combinado pueden cubrir, varía mucho día a día y es poco predecible.

(444) En este sentido, a partir de los datos horarios para 2007 de demanda de electricidad y generación en régimen especial aportados por la notificante, cabe destacar que la volatilidad horaria de la demanda de electricidad es del 17,6% sobre la media, mientras que la volatilidad de la generación de electricidad en régimen especial es del 28,8%. Así, el máximo de generación en régimen especial se alcanzó el 19 de marzo de 2007 (11.000 MWh aproximadamente) y el mínimo el 23 de septiembre de 2007 (2.600 MWh aproximadamente). Por su parte, el máximo de la demanda de electricidad no cubierta por las energías renovables (descontando la generación de régimen especial) osciló entre los 38.000 MWh aproximadamente del 17 de diciembre de 2007 y los 10.000 MWh del 13 de mayo de 2007.

- (445) En todo caso, conviene tener presente que la volatilidad a la que debe hacer frente un suministrador de gas a ciclos combinados es menor cuando éstos son propios (autoconsumo), en la medida en que el operador tiene un margen para decidir si casa o no en el *pool* eléctrico, o si acude a la gestión de desvíos de REE para hacer frente a las variaciones en la producción eólica.
- (446) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, ENI pretende justificar que suministro de gas a ciclos combinados de UNIÓN FENOSA no es autoconsumo, sobre la base de que este suministro lo realiza Unión Fenosa Gas Comercializadora, controlada conjuntamente por UNIÓN FENOSA y ENI. Sin embargo, como la propia ENI reconoce, el contrato de suministro a ciclos combinados entre Unión Fenosa Gas Comercializadora y UNIÓN FENOSA se firmó antes de la entrada de ENI en esta empresa, en unas condiciones que posteriormente no han sido modificadas de una forma significativa. Por ello, resulta evidente que esta relación es equiparable a un autosuministro.
- (447) En todo caso, conviene tener en cuenta que existen en España excepciones al autosuministro de ciclos combinados. Así, GAS NATURAL<sup>53</sup>, que suministra en 2008 a centrales propias (con una potencia instalada de 4006 MW) y a centrales de Endesa ([...] MW<sup>54</sup>), GDF-Suez (791 MW<sup>55</sup>) y de Hidrocantábrico (con [...] MW<sup>56</sup>). Asimismo, REPSOL suministra a Bahía Bizkaia Electricidad -BBE- (de 785 MW<sup>57</sup>). Por otra parte, en 2008 suministraron gas a ciclos combinados de terceros<sup>58</sup> GDF-Suez (a AES, en Cartagena, con una capacidad de generación instalada de 1158 MW), Shell (a ECS, en Amorebieta, 786 MW) y Sonatrach (a Hidrocantábrico, en Soto 4, 400 MW)<sup>59</sup>.

<sup>53</sup> GAS NATURAL también suministra gas a [...], con una potencia instalada de [...] MW, que [...]. El suministro se inició en [...] y estará vigente hasta [...], con una cantidad anual contratada de [...] GWh, de los que se consumieron en 2007 [...] GWh.

<sup>54</sup> En el marco de un contrato que inició el suministro en [...], y que estará vigente hasta [...]. Según la notificante, el mismo cubre sólo a las centrales de Endesa de [...]. No obstante, GAS NATURAL suministra también a la central de Endesa de [...]. El contrato tiene una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en 2007 [...] GWh.

<sup>55</sup> En el marco de un contrato que cubre a la central de Electrabel (GDF-Suez) en Castelnou, que se inició en [...] y que está vigente hasta [...], con una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en 2007 [...] GWh.

<sup>56</sup> En el marco de un contrato que cubre a [...], que se inició en mayo de [...] y que está vigente hasta [...], con una capacidad anual contratada de [...] GWh, de la que se consumieron en 2007 [...] GWh.

<sup>57</sup> En el marco de un contrato, vigente hasta [...], con una capacidad anual contratada de [...] bcm (aproximadamente [...] GWh), por el que Repsol entrega en frontera a BBE el gas, para que esta compañía la introduzca en el sistema y la destine a su ciclo combinado. En 2007, la cantidad efectivamente consumida fue de [...] GWh.

<sup>58</sup> Endesa suministró temporalmente (sólo durante 2008) gas destinado al ciclo combinado de Tarragona, que acababa de ser adquirido por E.on, y que tiene una potencia instalada de 386 MW.

<sup>59</sup> En todo caso, conviene tener en cuenta que Sonatrach cuenta con una participación del 25% en este ciclo de Soto 4.

(448) Por su parte, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, suministró gas en 2008 a sus centrales de ciclo combinado (con una potencia generación instalada de 3.833 MW<sup>60</sup>), al igual que Iberdrola (5.547 MW) y E.On (1.173 MW).

(449) En total, en 2008 la entidad resultante suministra gas a centrales de ciclo combinado que representan [50-60]% de la capacidad de generación de centrales de ciclo combinado en España, siendo la adición de [10-20] puntos. Si sólo se tiene en cuenta el suministro de gas a centrales de ciclo combinado de terceros, la cuota de GAS NATURAL en 2008 asciende al [60-70]% de la potencia instalada.

(450) Ahora bien, tal y como señala la CNE en su informe, la cuota sin descontar el autoconsumo proporciona un mejor indicador de la capacidad futura de un suministrador, en el medio-largo plazo, de abastecer al mercado.

(451) A continuación se recoge la evolución de la estructura de este mercado en los últimos tres años, en términos de gas suministrado y potencia instalada:

SUMINISTRO DE GAS A CICLOS COMBINADOS EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL (incluye BBE)	[...]	[40-50]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
Unión Fenosa Gas Comercializadora (incluye NGS)	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[20-30]%
<b>GN + UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[60-70]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>
Iberdrola	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[10-20]%
Shell	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GDF-Suez	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	101.102	100,0%	132.309	100,0%	142.057	100,0%
SUMINISTRO DE GAS A CICLOS COMBINADOS EN ESPAÑA (Potencia instalada)						
	2005		2006		2007	
	MW	%	MW	%	MW	%
GAS NATURAL (incluye BBE)	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
Unión Fenosa Gas Comercializadora (incluye NGS)	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
<b>GN + UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[60-70]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[50-60]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[60-70]%</b>
Iberdrola	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[20-30]%
Shell	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GDF-Suez	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
TOTAL	9.742	100,0%	15.302	100,0%	19.294	100,0%

Fuente: Notificación

<sup>60</sup> Hay que tener presente que esto incluye el 100% del ciclo combinado de Nueva Generado del Sur (765 MW). En 2007, este ciclo recibió [...] GWh, de los que el [...] % fueron efectivamente suministrados por Cepsa. A partir de 2008, el suministro [...] UNIÓN FENOSA y Cepsa.

(452) A la luz de los anteriores datos, cabe destacar el hecho de que la cuota de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA medida en términos de potencia instalada de la central de ciclo combinado suministrada ([40-50]% y [10-20]% en 2007, respectivamente) suele infraestimar la cuota de estas empresas en volumen de gas efectivamente suministrado ([40-50]% y [20-30]% en 2007 respectivamente), lo que es un indicio de que las centrales de ciclo combinado suministradas por la entidad resultante suelen generar electricidad más frecuentemente que el resto, aunque se puede deber a la reciente puesta en marcha de algunos de los ciclos combinados suministrados por terceros competidores.

#### 8.1.6.2. Suministro a grandes clientes (alta presión)

(453) Este mercado representó el 50% del consumo de gas en España en 2007, y es el mercado de suministro de gas que cuenta con un mayor número de oferentes.

(454) La estructura de la oferta del mismo, según datos de la notificante, se recoge a continuación, tanto en términos de energía suministrada como de clientes:

SUMINISTRO DE GAS A GRANDES CLIENTES EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
Unión Fenosa Gas Comercializadora	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[50-60]%</b>	[...]	<b>[50-60]%</b>	[...]	<b>[50-60]%</b>
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Natargas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	214.492	100,0%	202.972	100,0%	208.691	100,0%
SUMINISTRO DE GAS A GRANDES CLIENTES EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
GAS NATURAL	[...]	[60-70]%	[...]	[60-70]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[70-80]%</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>	[...]	<b>[60-70]%</b>
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Natargas	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Cepsa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	5.066	100,0%	5.647	100,0%	5.644	100,0%

Fuente: Notificación



- (455) Respecto a los competidores de la entidad resultante, cabe destacar que Cepsa es un operador menos significativo de lo que su cuota en términos de energía sugiere, en la medida en que una parte de su suministro se realiza a sus propias refinerías.
- (456) El *test* de mercado ha confirmado la validez de estos datos, aunque con diferencias de algunos puntos porcentuales positivas o negativas en las cuotas de terceros competidores.
- (457) En lo que se refiere a las características de los contratos, el *test* de mercado ha indicado que por norma general no hay una estrategia específica sobre la base de ofertas duales de gas y electricidad, en parte porque el déficit de tarifa en el sector de la electricidad dificulta realizar ofertas competitivas de comercialización de electricidad a precio libre.
- (458) Los datos del peso de las ofertas duales difieren bastante de operador a operador. En el caso de GAS NATURAL es inferior al [...] % a octubre de 2008 en términos de clientes de gas y volumen de gas suministrado, mientras que en el caso de UNIÓN FENOSA es del [...] %, porque [...].
- (459) En lo que respecta a Endesa, las ofertas duales representaron a octubre de 2008 el [...] % en términos de clientes de gas y volumen de gas suministrado, en el de Iberdrola el [...] % (aunque formalmente firma dos contratos independientes para gas y electricidad), mientras que el resto de operadores no realizaron ofertas duales.
- (460) En todo caso, todos los operadores coinciden que las condiciones de suministro de gas a alta tensión no difieren significativamente por el hecho de firmar o no contratos duales. En particular, los contratos se suelen firmar a 1-3 años, y los precios dependen sobre todo de los volúmenes a suministrar y el caudal máximo diario. Estos precios pueden ser fijos (normalmente aplicando un descuento sobre la tarifa de último recurso para volúmenes más altos) o estar indexados a fórmulas referenciadas a los mercados petrolíferos.

#### 8.1.6.3. Suministro a clientes residenciales y PYMES (baja presión)

- (461) Este mercado representó el 15% del consumo de gas en España en 2007, y es el mercado de suministro de gas que cuenta con mayor número de demandantes.

(462) La estructura de la oferta del mismo se recoge a continuación, tanto en términos de energía suministrada como de clientes:

SUMINISTRO DE GAS A CLIENTES RESIDENCIALES Y PYMES EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[80-90]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Gas Mérida (Naturgas)	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>62.369</b>	<b>100,0%</b>	<b>57.496</b>	<b>100,0%</b>	<b>61.321</b>	<b>100,0%</b>
SUMINISTRO DE GAS A CLIENTES RESIDENCIALES Y PYMES EN ESPAÑA (Clientes)						
	2005		2006		2007	
	Clientes	%	Clientes	%	Clientes	%
GAS NATURAL	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[80-90]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[70-80]%</b>
Endesa	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
Naturgas	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Iberdrola	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Gas Mérida (Naturgas)	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>6.029.854</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.410.162</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.728.923</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Notificación

(463) El *test* de mercado ha confirmado la validez de estos datos, aunque con diferencias de algunos puntos porcentuales positivas o negativas en las cuotas de terceros competidores.

(464) Como se ha indicado anteriormente, con la aplicación de la tarifa de último recurso no se ha producido un trasvase significativo de clientes entre grupos energéticos, con la matización de Iberdrola, que ha captado 180.000 clientes de último recurso sin disponer de redes de distribución, aunque gran parte de ellos eran sus clientes previos en el mercado libre.

(465) En el caso de GAS NATURAL, se observa una elevada correlación entre sus redes de distribución y sus clientes en el mercado libre, pues más del [90-100]% de los clientes en número y energía suministrada en 2007 y 2008 están conectados a las redes de distribución de GAS NATURAL. En el caso de Naturgas, estas cifras son superiores al [90-100]%.

(466) En cambio, en 2008 Endesa suministra en el mercado libre a clientes conectados a sus redes de distribución (que tienen cerca de [...] puntos de distribución) que

representan el [10-20]% del gas y el [30-40]% de los clientes totales suministrados. En el caso de UNIÓN FENOSA (que opera a través de su filial al 100% Unión Fenosa Comercial), estas cifras son inferiores al [0-10]%, aunque el número de puntos de distribución de las redes de UNIÓN FENOSA (a través de Gas Directo) es inferior a [...].

(467) En este mercado las ofertas duales también tienen un peso diferenciado para los distintos operadores. Así, en el caso de GAS NATURAL éstas representan en 2008 menos del [...] % de los clientes y el gas suministrado, aunque en el de UNIÓN FENOSA ascienden a [...] % del gas y [...] % de los clientes de gas (aunque cayendo significativamente respecto a años anteriores).

(468) En lo que se refiere a Endesa, en 2008 el [...] % de los clientes y energía de gas se canalizan a través de ofertas duales, mientras que en el caso de Naturgas/Hidrocantábrico es del [...] %. En el caso de Iberdrola, el [...] % clientes gas y [...] % gas suministrado corresponden a clientes duales, aunque mediante contratos independientes para gas y electricidad.

(469) Por provincias, el peso de UNIÓN FENOSA es más elevado en 2008 en términos absolutos de clientes en Madrid, Barcelona y La Coruña.

(470) No obstante, en Madrid en 2008, la cuota de GAS NATURAL en clientes es del [80-90]%, mientras que Endesa tiene el [0-10]%, UNIÓN FENOSA el [0-10] % e Iberdrola el [0-10]%. En Barcelona las cuotas son GAS NATURAL [80-90]%, Endesa [10-20] % y UNIÓN FENOSA e Iberdrola [0-10]%. En La Coruña ascienden a GAS NATURAL [70-80]%, Endesa [10-20]%, UNIÓN FENOSA [0-10] % e Iberdrola [0-10] %.

## **8.2. Estructura de la oferta y la demanda del sector eléctrico**

(471) La demanda de electricidad en la España peninsular en el año 2008 ascendió a 263.961 GWh, un 1% superior al año anterior. Este crecimiento es inferior al registrado en los tres años anteriores, en los que la demanda creció a una tasa anual del 3,4%. El crecimiento en 2008 ha sido inferior al previsto, ya que se esperaba que la tendencia alcista de los años anteriores continuara en los próximos años, creciendo a tasas cercanas al 3% (escenario central) ó 3,5% (escenario superior)<sup>61</sup>.

(472) A continuación se va a realizar un análisis detallado de la estructura de la oferta y la demanda de cada uno de los mercados relevantes en el sector eléctrico, todos ellos verticalmente relacionados entre sí.

### **8.2.1. Mercado mayorista de producción de energía eléctrica**

(473) La oferta en este mercado se compone de: generadores (centrales de producción de energía eléctrica) del régimen ordinario (centrales de más de 50 MW de

<sup>61</sup> En concreto, se esperaban crecimientos de la demanda del 2,6% en 2009, 3,7% en 2010 y 2,8% en 2011, según el escenario central, y del 3% en 2009, 3,6% en 2010 y 3,5% en 2011, según el escenario superior (ver Informe de la CNE).

potencia) y del régimen especial (resto de centrales y renovables) y agentes externos. Por el lado de la demanda, actúan: comercializadores, distribuidores<sup>62</sup>, consumidores cualificados y agentes externos<sup>63</sup>.

(474) A continuación se muestran las cuotas de producción en los últimos tres años de los principales operadores en términos de energía eléctrica producida (los datos para 2008 son provisionales):

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)						
	2006	%	2007	%	2008 (1)	%
ENDESA (2)	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
IBERDROLA (3)	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%	[...]	[20-30]%
UNIÓN FENOSA (4)	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GAS NATURAL (5)	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN+UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
GdF	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
CEPSA (6)	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
NGS	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
BBE	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
EUFER	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN+UF+BBE+NGS+EUFER</b>	<b>[...]</b>	<b>[20-30]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[20-30]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[20-30]%</b>
Resto	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
<b>TOTAL</b>	<b>269.855</b>	<b>100,0%</b>	<b>278.746</b>	<b>100,0%</b>	<b>240.940</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Operadores consultados, OMEL, REE y elaboración propia.

(1) Las cuotas calculadas para 2008 son estimaciones propias a partir de la información proporcionada por los operadores, OMEL y REE. La producción de GAS NATURAL y de UNIÓN FENOSA en 2008 (hasta noviembre) se ha obtenido de la página web de OMEL. La energía total producida en 2008 (hasta noviembre) se ha obtenido de la página web de REE. La diferencia entre la energía total producida en 2008 (hasta noviembre) y la producción de los operadores se ha imputado a "Resto"

(2) No incluye EUFER

(3) No incluye BBE. Incluye el 50% de ACECA 1 y 2

(4) No incluye EUFER ni NGS. Incluye el 100% de SOGAMA y el 50% de ACECA 1 y 2

(5) Incluye REPSOL, no incluye BBE

(6) No incluye NGS

<sup>62</sup> Si bien se prevé que cesen en esta actividad cuando desaparezca el suministro a tarifa y sea sustituido por el suministro de último recurso realizado por los comercializadores.

<sup>63</sup> Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que los operadores no productores pueden adquirir energía en las subastas de energía primaria o mediante contratación bilateral y a plazo y posteriormente negociarla en mercados posteriores. Asimismo, todos los operadores pueden ajustar sus posiciones, comprando o vendiendo energía, en los procesos de ajuste del sistema.

- (475) Las cuotas de producción de energía eléctrica miden la participación realmente observada de las empresas en el mercado, pero tienen el inconveniente de extrapolar al futuro las condiciones existentes en el momento observado en lo referente a potencia instalada, condiciones climatológicas, indisponibilidades, etc., así como a los posibles comportamientos estratégicos de los agentes. Por ello, el análisis debe examinar también las cuotas de potencia instalada de los operadores, que reflejan sus posiciones estructurales actuales y su capacidad de actuación estratégica.
- (476) Las cuotas de potencia instalada, no obstante, no reflejan completamente el poder de mercado de las empresas eléctricas, dado que suman capacidades de producción de centrales que no son equivalentes. Como señala el Informe de la CNE, el poder de mercado está asociado a la capacidad que tenga un agente de retirar producción de forma rentable, lo que, a su vez, depende de la tecnología de producción de sus centrales, tanto en lo que respecta a los costes variables de producción de éstas como a sus características técnicas. Es decir, la capacidad de actuación de un agente no depende solamente de la potencia que tenga instalada, sino también de la composición (el “*mix*”) de su parque de generación.
- (477) Las tecnologías de producción se agrupan en: nuclear, hidráulica fluyente, hidráulica modulable (bombeo y embalse), carbón, gas convencional y fuel-gas, ciclos combinados, centrales del régimen especial (eólica, solar, biomasa, etc.) y otros (cogeneración, RSU, etc.). El parque generador por tecnologías en 2008 en España presenta la siguiente composición<sup>64</sup>:

---

<sup>64</sup> Se han corregido determinados valores respecto al Pliego de concreción de hechos (asignación del 100% de la C.T. de Anllares a UNIÓN FENOSA y ajuste de la potencia nuclear de Endesa, Iberdrola y UNIÓN FENOSA).

POTENCIA NETA INSTALADA EN 2008 POR TECNOLOGÍAS (MW)										
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	712	3.225	1.425	4.722	3.276	2.040	1.113	0	2.822	19.335
IBERDROLA (3)	447	7.469	850	1.196	2.988	5.568	1.434	86	4.974	25.012
UNIÓN FENOSA (4)	0	1.830	0	2.061	561	3.154	445	0	56	8.108
GAS NATURAL (5)	0	0	0	0	0	3.633	0	488	384	4.505
<b>GN+UF</b>	<b>0</b>	<b>1.830</b>	<b>0</b>	<b>2.061</b>	<b>561</b>	<b>6.787</b>	<b>445</b>	<b>489</b>	<b>440</b>	<b>12.613</b>
HIDROCANTÁBRICO	189	114	124	1.463	156	1.243	0	0	2.024	5.312
E.ON	102	207	361	1.347	0	1.222	0	0	0	3.238
BBE	0	0	0	0	0	785	0	0	0	785
NGS	0	0	0	0	0	781	0	0	0	781
EUFER	0	0	0	0	0	0	0	0	748	748
ACECA 1 y 2	0	0	0	0	0	0	603	0	0	603
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0</b>	<b>1.830</b>	<b>0</b>	<b>2.061</b>	<b>561</b>	<b>8.353</b>	<b>1.048</b>	<b>489</b>	<b>1.188</b>	<b>15.530</b>
Resto	2	0	0	0	475	2.824	218	575	15.914	20.008
<b>TOTAL</b>	<b>1.451</b>	<b>12.845</b>	<b>2.760</b>	<b>10.789</b>	<b>7.456</b>	<b>21.250</b>	<b>3.813</b>	<b>1.150</b>	<b>26.922</b>	<b>88.434</b>

Fuente: Registro de Operadores del Régimen Ordinario del MITYC, CNE, operadores consultados, notificación, páginas web de los operadores y elaboración propia.

(1) Cogeneración, Residuos Sólidos Urbanos, GICC y motores diésel

(2) No incluye EUFER

(3) No incluye BBE ni Aceca 1 y 2

(4) No incluye EUFER, NGS ni Aceca 1 y 2. Incluye el 100% de SOGAMA y el 100% de Anllares

(5) Incluye Repsol. No incluye BBE

(478)A continuación se indican las cuotas de potencia neta instalada de cada agente respecto al total de cada tecnología y respecto a la potencia total de cada agente:

POTENCIA NETA INSTALADA EN 2008 POR TECNOLOGÍAS (en % respecto al total de cada tecnología)										
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	49,0%	25,1%	51,6%	43,8%	43,9%	9,6%	29,2%	0,0%	10,5%	21,9%
IBERDROLA (3)	30,8%	58,1%	30,8%	11,1%	40,1%	26,2%	37,6%	7,5%	18,5%	28,3%
UNIÓN FENOSA (4)	0,0%	14,2%	0,0%	19,1%	7,5%	14,8%	11,7%	0,0%	0,2%	9,2%
GAS NATURAL (5)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	17,1%	0,0%	42,5%	1,4%	5,1%
<b>GN+UF</b>	<b>0,0%</b>	<b>14,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>19,1%</b>	<b>7,5%</b>	<b>31,9%</b>	<b>11,7%</b>	<b>42,5%</b>	<b>1,6%</b>	<b>14,3%</b>
HIDROCANTÁBRICO	13,0%	0,9%	4,5%	13,6%	2,1%	5,8%	0,0%	0,0%	7,5%	6,0%
E.ON	7,1%	1,6%	13,1%	12,5%	0,0%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
NGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
EUFER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	0,8%
ACECA 1 y 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,8%	0,0%	0,0%	0,7%
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0,0%</b>	<b>14,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>19,1%</b>	<b>7,5%</b>	<b>39,3%</b>	<b>27,5%</b>	<b>42,5%</b>	<b>4,4%</b>	<b>17,6%</b>
Resto	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	6,4%	13,3%	5,7%	50,0%	59,1%	22,6%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
POTENCIA NETA INSTALADA EN 2008 POR TECNOLOGÍAS (en % respecto a la potencia de cada agente)										
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	3,7%	16,7%	7,4%	24,4%	16,9%	10,5%	5,8%	0,0%	14,6%	100,0%
IBERDROLA (3)	1,8%	29,9%	3,4%	4,8%	11,9%	22,3%	5,7%	0,3%	19,9%	100,0%
UNIÓN FENOSA (4)	0,0%	22,6%	0,0%	25,4%	6,9%	38,9%	5,5%	0,0%	0,7%	100,0%
GAS NATURAL (5)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	80,6%	0,0%	10,8%	8,5%	100,0%
<b>GN+UF</b>	<b>0,0%</b>	<b>14,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>16,3%</b>	<b>4,4%</b>	<b>53,8%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,5%</b>	<b>100,0%</b>
HIDROCANTÁBRICO	3,6%	2,1%	2,3%	27,5%	2,9%	23,4%	0,0%	0,0%	38,1%	100,0%
E.ON	3,2%	6,4%	11,1%	41,6%	0,0%	37,7%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
NGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
EUFER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
ACECA 1 y 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	100,0%
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0,0%</b>	<b>11,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>13,3%</b>	<b>3,6%</b>	<b>53,8%</b>	<b>6,7%</b>	<b>3,1%</b>	<b>7,6%</b>	<b>100,0%</b>
Resto	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,4%	14,1%	1,1%	2,9%	79,5%	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1,6%</b>	<b>14,5%</b>	<b>3,1%</b>	<b>12,2%</b>	<b>8,4%</b>	<b>24,0%</b>	<b>4,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>30,4%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Registro de Operadores del Régimen Ordinario del MITYC, CNE, operadores consultados, notificación, páginas web de los operadores y elaboración propia.

(1) Cogeneración, Residuos Sólidos Urbanos, GICC y motores diésel

(2) No incluye EUFER

(3) No incluye BBE ni Aceca 1 y 2

(4) No incluye EUFER, NGS ni Aceca 1 y 2. Incluye el 100% de SOGAMA y el 100% de Anllares

(5) Incluye Repsol. No incluye BBE

- (479) Los datos de potencia neta pueden sobreestimar notablemente la capacidad real de los operadores, especialmente en lo referente a la capacidad de las energías de origen hidráulico y del régimen especial, como señala la CNE en su informe, puesto que las instalaciones no permiten siempre el uso de las capacidades máximas instaladas, por depender la energía producible de la hidráulicidad, la eolicidad, averías en el equipo generador, revisiones, pruebas, etc. Por ello, resulta relevante ajustar la potencia instalada neta en función de su disponibilidad teórica, obteniéndose la potencia neta disponible.
- (480) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, la notificante critica el uso de la potencia disponible como indicador de las cuotas de mercado, argumentando que sesga a la baja el dato de capacidad máxima y que se trata de una corrección subjetiva y no complementaria al resto de indicadores. En su lugar, argumenta, resulta más adecuado el análisis complementario de las cuotas de producción y potencia instalada.
- (481) Las cuotas de potencia disponible son un indicador complementario, que no excluyente, de las cuotas de potencia instalada o de producción. La potencia disponible es un indicador sintético de la potencia instalada y de la producción observada, que permite extrapolar al futuro la capacidad de actuación de los operadores en condiciones normales.
- (482) De hecho, como recuerda la notificante, en los análisis de pivotalidad se utiliza la potencia disponible, y no la instalada, con el objetivo de evaluar la capacidad estructural de actuación estratégica de los agentes en condiciones normales al relacionarla con la demanda. Las mismas razones que llevan a la utilización de la potencia disponible en el análisis de pivotalidad son válidas para la utilización de las cuotas de potencia disponible como indicador complementario de la capacidad de actuación estratégica de un agente.
- (483) Respecto a la alegación de la notificante relativa a que la corrección de la potencia instalada por indicadores de disponibilidad subjetiviza la información, no se excluye que puedan existir mejores estimaciones de la disponibilidad, pero, en beneficio de la notificante, se han aceptado los datos de disponibilidad proporcionados en la propia notificación. GAS NATURAL no ha criticado sus propios datos ni su metodología. En todo caso, conviene señalar que los datos de disponibilidad media utilizados en el presente informe son muy similares a los del documento *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio<sup>65</sup>.
- (484) Los coeficientes de indisponibilidad que utiliza la notificante para el análisis de pivotalidad provienen de los índices de indisponibilidad medios que publica REE

<sup>65</sup> En concreto, de acuerdo con los datos proporcionados por la notificante, el índice de disponibilidad medio del sistema peninsular español sería del 63% (55.834 MW de potencia neta disponible respecto a 88.434 MW de potencia neta instalada), mientras que, de acuerdo con el documento *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*, el índice de disponibilidad medio del sistema peninsular español para 2008 sería del 61% (51.570 MW de potencia disponible respecto a 84.496 MW de potencia instalada).



para las tecnologías nuclear, carbón, ciclo combinado y fuel-gas y de sus propias estimaciones para el resto de tecnologías. En concreto, para el bombeo y el régimen especial asume un coeficiente de disponibilidad del 95%, y para el resto de hidráulicas (embalse y fluyente) estima su coeficiente de disponibilidad como la producción de esta tecnología en la punta de demanda de 2007 respecto a su potencia neta.

(485) En el caso del régimen especial, la notificante no aporta estimaciones, por lo que, siguiendo su metodología para el caso de la hidráulica (fluyente y embalse), el coeficiente de disponibilidad del régimen especial se ha estimado a partir de la producción del régimen especial en 2007 respecto a su potencia en 2007, resultando un coeficiente de disponibilidad del 32,7%<sup>66</sup>.

(486) A continuación se recogen los datos concretos de los coeficientes de indisponibilidad y, calculados a la inversa, los coeficientes de disponibilidad para el año 2007:

COEFICIENTES DE INDISPONIBILIDAD POR TECNOLOGÍAS PARA EL AÑO 2007		
Tecnología	Coef. de indisponibilidad	Coef. de disponibilidad
Nuclear	16,1%	83,9%
Carbón	9,6%	90,4%
Ciclo combinado	7,6%	92,4%
Fuel-gas	26,0%	74,0%
Hidráulica (fluyente y embalse)	n.d.	33,94%
Bombeo	n.d.	95%
Régimen especial	n.d.	32,7%
Resto	n.d.	95%

Fuente: notificación y elaboración propia

(487) A continuación se recogen las estimaciones de potencia neta teóricamente disponible por tecnologías y agentes para 2008, aplicando los coeficientes de disponibilidad:

<sup>66</sup> La potencia del régimen especial a 31 de diciembre de 2007 era de 24.245 MW (Fuente: CNE, *Informe mensual de ventas de energía del régimen especial*). Según los datos aportados por la notificante, la producción horaria del régimen especial en la hora de punta de demanda fue 5.383 MWh, de donde resulta que el coeficiente de disponibilidad del régimen especial sería del 22,2%. Ahora bien, la producción horaria del régimen especial en la hora de punta de demanda en 2007 se situó por debajo del promedio de producción horaria (6.157 MWh), por lo que no se considera representativa. Por prudencia, se ha utilizado una medida estándar: la media (6.157 MWh) más la desviación típica de la serie (1.774 MWh), totalizando 7.930 MWh, de donde resulta un coeficiente de disponibilidad del 32,7%.

POTENCIA NETA INSTALADA EN 2008 AJUSTADA SEGÚN COEFICIENTES DE DISPONIBILIDAD <sup>67</sup>										
	MW									
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	242	1.095	1.354	4.269	2.748	1.885	824	0	923	13.338
IBERDROLA (3)	152	2.535	808	1.081	2.507	5.145	1.061	82	1.626	14.996
UNIÓN FENOSA (4)	0	621	0	1.864	470	2.914	329	0	18	6.217
GAS NATURAL (5)	0	0	0	0	0	3.357	0	464	126	3.947
<b>GN+UF</b>	<b>0</b>	<b>621</b>	<b>0</b>	<b>1.864</b>	<b>470</b>	<b>6.271</b>	<b>329</b>	<b>464</b>	<b>144</b>	<b>10.164</b>
HIDROCONTÁBRICO	64	39	118	1.323	130	1.148	0	0	662	3.484
E.ON	35	70	343	1.217	0	1.130	0	0	0	2.794
BBE	0	0	0	0	0	726	0	0	0	726
NGS	0	0	0	0	0	721	0	0	0	721
EUFER	0	0	0	0	0	0	0	0	245	245
ACECA 1 y 2	0	0	0	0	0	0	446	0	0	446
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0</b>	<b>621</b>	<b>0</b>	<b>1.864</b>	<b>470</b>	<b>7.718</b>	<b>776</b>	<b>464</b>	<b>388</b>	<b>12.302</b>
Resto	1	0	0	0	399	2.609	161	546	5.204	8.920
<b>TOTAL</b>	<b>492</b>	<b>4.360</b>	<b>2.622</b>	<b>9.753</b>	<b>6.255</b>	<b>19.635</b>	<b>2.821</b>	<b>1.092</b>	<b>8.803</b>	<b>55.834</b>
	% respecto al total de cada tecnología									
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	49,0%	25,1%	51,6%	43,8%	43,9%	9,6%	29,2%	0,0%	10,5%	23,9%
IBERDROLA (3)	30,8%	58,1%	30,8%	11,1%	40,1%	26,2%	37,6%	7,5%	18,5%	26,9%
UNIÓN FENOSA (4)	0,0%	14,2%	0,0%	19,1%	7,5%	14,8%	11,7%	0,0%	0,2%	11,1%
GAS NATURAL (5)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	17,1%	0,0%	42,5%	1,4%	7,1%
<b>GN+UF</b>	<b>0,0%</b>	<b>14,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>19,1%</b>	<b>7,5%</b>	<b>31,9%</b>	<b>11,7%</b>	<b>42,5%</b>	<b>1,6%</b>	<b>18,2%</b>
HIDROCONTÁBRICO	13,0%	0,9%	4,5%	13,6%	2,1%	5,8%	0,0%	0,0%	7,5%	6,2%
E.ON	7,1%	1,6%	13,1%	12,5%	0,0%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%	5,0%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
NGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
EUFER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	0,4%
ACECA 1 y 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,8%	0,0%	0,0%	0,8%
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0,0%</b>	<b>14,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>19,1%</b>	<b>7,5%</b>	<b>39,3%</b>	<b>27,5%</b>	<b>42,5%</b>	<b>4,4%</b>	<b>22,0%</b>
Resto	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	6,4%	13,3%	5,7%	50,0%	59,1%	16,0%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

(continúa)

<sup>67</sup> Estos datos se han corregido respecto a los del Pliego de concreción de hechos (ver nota al pie 64).

(continuación)

	% respecto al total de cada agente									
	Fluy.	Emb.	Bomb.	Carbón	Nuclear	Ciclos	Fuel-gas	Otros (1)	R.E.	TOTAL
ENDESA (2)	1,8%	8,2%	10,2%	32,0%	20,6%	14,1%	6,2%	0,0%	6,9%	100,0%
IBERDROLA (3)	1,0%	16,9%	5,4%	7,2%	16,7%	34,3%	7,1%	0,5%	10,8%	100,0%
UNIÓN FENOSA (4)	0,0%	10,0%	0,0%	30,0%	7,6%	46,9%	5,3%	0,0%	0,3%	100,0%
GAS NATURAL (5)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,1%	0,0%	11,8%	3,2%	100,0%
<b>GN+UF</b>	<b>0,0%</b>	<b>6,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>18,3%</b>	<b>4,6%</b>	<b>61,7%</b>	<b>3,2%</b>	<b>4,6%</b>	<b>1,4%</b>	<b>100,0%</b>
HIDROCANTÁBRICO	1,8%	1,1%	3,4%	38,0%	3,7%	33,0%	0,0%	0,0%	19,0%	100,0%
E.ON	1,2%	2,5%	12,3%	43,6%	0,0%	40,4%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
BBE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
NGS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
EUFER	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
ACECA 1 y 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	100,0%
<b>GN+UF+BBE+NGS +EUFER+ACECA</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>15,1%</b>	<b>3,8%</b>	<b>62,7%</b>	<b>6,3%</b>	<b>3,8%</b>	<b>3,2%</b>	<b>100,0%</b>
Resto	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,5%	29,3%	1,8%	6,1%	58,3%	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>0,9%</b>	<b>7,8%</b>	<b>4,7%</b>	<b>17,5%</b>	<b>11,2%</b>	<b>35,2%</b>	<b>5,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>15,8%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Registro de Operadores del Régimen Ordinario del MITYC, CNE, operadores consultados, notificación, páginas web de los operadores y elaboración propia.

(1) Cogeneración, Residuos Sólidos Urbanos, GICC y motores diésel

(2) No incluye EUFER

(3) No incluye BBE ni Aceca 1 y 2

(4) No incluye EUFER, NGS ni Aceca 1 y 2. Incluye el 100% de SOGAMA y el 100% de Anllares

(5) Incluye Repsol. No incluye BBE

(488) Como se puede observar, la cuota de potencia neta disponible de la entidad resultante de la operación de concentración es superior a su cuota de potencia neta instalada, lo que es lógico, a tenor de su menor proporción de tecnologías hidráulicas y del régimen especial respecto a otros agentes y de su mayor proporción de ciclos combinados, tecnología más fiable en términos de disponibilidad.

(489) A partir de estos datos, pueden determinarse las cuotas de potencia marginal e inframarginal de los operadores. Se entiende por tecnologías marginales aquéllas que marcan (normalmente) el precio del sistema, habida cuenta de las reglas de funcionamiento del mercado diario (mercado principal del *pool* y principal referente del mercado mayorista de producción): bombeo, carbón y ciclos combinados. Las tecnologías inframarginales son retribuidas (normalmente) a un precio superior a sus costes variables medios: resto de hidráulicas, nuclear, régimen especial y resto. Las tecnologías de gas convencional y fuel-gas son supramarginales, en el sentido de que sólo excepcionalmente entran en la casación.

(490) La distinción entre tecnologías marginales e inframarginales es relevante a efectos de los incentivos de los agentes en el *pool*: *ceteris paribus*, cuanto mayor

sea su cartera de tecnologías marginales e inframarginales, más beneficio obtendrá un agente por un incremento de precios en el *pool*, y cuanto mayor sea la proporción de inframarginales, mayor será el beneficio de tal incremento.

(491) Como se puede observar a continuación, a resultados de la operación, GAS NATURAL incrementará notablemente su cuota de tecnologías marginales e inframarginales<sup>68</sup>:

POTENCIA NETA DISPONIBLE MARGINAL E INFRAMARGINAL EN 2008 <sup>69</sup>				
	POTENCIA MARGINAL		POTENCIA INFRAMARGINAL	
	MW	%	MW	%
ENDESA (1)	7.507	23,5%	5.007	23,8%
IBERDROLA (2)	7.033	22,0%	6.902	32,9%
UNIÓN FENOSA (3)	4.778	14,9%	1.110	5,3%
GAS NATURAL (4)	3.357	10,5%	590	2,8%
<b>GN+UF</b>	<b>8.135</b>	<b>25,4%</b>	<b>1.700</b>	<b>8,1%</b>
HIDROCANTÁBRICO	2.589	8,1%	895	4,3%
E.ON	2.689	8,4%	105	0,5%
BBE	726	2,3%	0	0,0%
NGS	721	2,3%	0	0,0%
EUFER	0	0,0%	245	1,2%
ACECA 1 y 2	0	0,0%	0	0,0%
<b>GN+UF+BBE+NGS+EUFER</b>	<b>9.582</b>	<b>29,9%</b>	<b>1.944</b>	<b>9,3%</b>
Resto	2.609	8,2%	6.150	29,3%
<b>TOTAL</b>	<b>32.010</b>	<b>100,0%</b>	<b>21.003</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Registro de Operadores del Régimen Ordinario del MITYC, CNE, operadores consultados, notificación, páginas web de los operadores y elaboración propia.

(1) No incluye EUFER

(2) No incluye BBE

(3) No incluye EUFER ni NGS. Incluye el 100% de SOGAMA y el 100% de Anllares

(4) Incluye REPSOL. No incluye BBE

(492) Un aspecto esencial que diferencia a las tecnologías es su “retirabilidad”, esto es, la capacidad potencial que tiene su propietario de reducir su producción en el mercado de forma rentable, dados los costes variables y la tecnología de la central.

(493) Entre los agentes consultados en el test de mercado, existe disparidad de opiniones sobre si determinadas tecnologías son retirables o no. Iberdrola y UNIÓN FENOSA, en un extremo, consideran que todas las tecnologías son retirables. El resto de agentes consultados, salvo excepciones, considera que la

<sup>68</sup> En términos de potencia instalada, las cuotas de GN+UF serían del 25,4% (potencia marginal) y del 6,7% (potencia inframarginal), mientras que las cuotas de GN+UF+BBE+NGS+EUFER serían del 29,9% (potencia marginal) y del 8,2% (potencia inframarginal).

<sup>69</sup> Estos datos se han corregido respecto a los del Pliego de concreción de hechos (ver nota al pie 64).

tecnología nuclear, la hidráulica fluyente y las del régimen especial no son retirables, y existen discrepancias en cuanto a si las centrales de fuel-gas y gas convencional son retirables o no, a tenor de sus altos costes marginales. Endesa proporciona una explicación económica: técnicamente, todas las tecnologías podrían retirarse. Ahora bien, según explica, para las tecnologías con costes marginales más bajos (nuclear, hidráulica fluyente y régimen especial), el coste de oportunidad de la retirada no es económicamente rentable, mientras que las tecnologías con costes marginales más elevados (gas convencional y fuel-gas) no afectan al precio de la casación.

(494) Esta Dirección de Investigación considera, a los efectos de la presente operación de concentración, y en línea con lo indicado por la CNE, que las tecnologías nuclear, hidráulica fluyente y las renovables, en general, no son retirables, ya que resulta muy caro reducir estratégicamente su producción y puede conllevar un elevado riesgo técnico; por ello, se les denomina tecnologías de base, ya que normalmente están en funcionamiento cuando están disponibles. Las restantes tecnologías (carbón, hidráulica modulable, ciclos combinados, gas convencional y fuel-gas) pueden ser, en principio, retirables.

(495) Ahora bien, las centrales de gas convencional y de fuel-gas tienen los costes marginales más altos del sistema<sup>70</sup>, muy superiores a los de los ciclos combinados, tecnología que en la actualidad marca el precio marginal. Consecuentemente, su casación en el sistema se produce muy ocasionalmente, y normalmente estas centrales actúan como garantes de la cobertura de la demanda, casi siempre funcionando como consecuencia de su programación por restricciones técnicas<sup>71</sup>.

(496) En condiciones normales, por tanto, estas centrales no entran en la casación salvo que necesiten ajustar su programación por haber sido asignadas por restricciones técnicas, de forma que tales centrales no permiten ejercer poder de mercado en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica y resulta más adecuado, a los efectos del presente análisis, considerarlas como centrales no retirables.

(497) Atendiendo a los criterios expuestos, las cuotas de producción y potencia instalada de centrales retirables de los principales agentes en 2008 se muestran a continuación. Los datos a continuación no difieren sensiblemente de los indicados en el Informe de la CNE<sup>72</sup>.

---

<sup>70</sup> Como señala la notificante, los costes variables de estas tecnologías son muy superiores a los del resto de centrales del parque generador español.

<sup>71</sup> En 2007, el fuel-gas produjo sólo el 1,5% de la energía generada en España (Fuente: OMEL, Memoria 2007).

<sup>72</sup> Estos datos se han corregido respecto a los del Pliego de concreción de hechos (ver nota al pie 64).

POTENCIA NETA DISPONIBLE DE CENTRALES RETIRABLES EN 2008 <sup>73</sup>		
	MW	%
ENDESA (1)	8.602	23,0%
IBERDROLA (2)	9.650	25,8%
UNIÓN FENOSA (3)	5.399	14,4%
GAS NATURAL (4)	3.821	10,2%
<b>GN+UF</b>	<b>9.220</b>	<b>24,6%</b>
HIDROCANTÁBRICO	2.628	7,0%
E.ON	2.760	7,4%
BBE	726	1,9%
NGS	721	1,9%
EUFER	0	0,0%
ACECA 1 y 2	0	0,0%
<b>GN+UF+BBE+NGS+EUFER</b>	<b>10.667</b>	<b>28,5%</b>
Resto	3.156	8,4%
<b>TOTAL</b>	<b>37.462</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Registro de Operadores del Régimen Ordinario del MITYC, CNE, operadores consultados, notificación, páginas web de los operadores y elaboración propia.

(1) No incluye EUFER

(2) No incluye BBE

(3) No incluye EUFER ni NGS. Incluye el 100% de SOGAMA y el 100% de Anllares

(4) Incluye REPSOL. No incluye BBE

(498) La capacidad de actuación estratégica de cada agente no puede valorarse, sin embargo, solamente con los datos de producción y potencia, sino que se completa poniendo éstos en relación a la demanda del sistema. Cuanto mayor sea la demanda, *ceteris paribus*, más probable es que un generador tenga poder de mercado, incluso aunque su tamaño sea pequeño, puesto que más probable es que el sistema dependa de él para poder satisfacer la demanda. Así, un agente es necesario (“pivote”) cuando la demanda total del sistema es superior a la capacidad de producción (potencia) del resto de agentes, es decir, cuando la demanda no puede ser totalmente satisfecha sin la concurrencia de aquél; en tal situación, el operador pivote enfrenta una demanda residual positiva y puede comportarse de manera independiente de las presiones competitivas, esto es, monopolizar dicha demanda residual positiva.

(499) Los indicadores de pivotalidad pretenden reflejar la capacidad de los agentes del sistema de monopolizar una demanda residual positiva. En general, estos indicadores miden el número de veces en los que un agente es pivote y la

<sup>73</sup> En términos de potencia instalada, la cuota de GN+UF sería del 22,9%, mientras que la cuota de GN+UF+BBE+NGS+EUFER sería del 26,1%.

intensidad de esta pivotalidad a lo largo de un periodo de tiempo (normalmente, un año). Los más utilizados son el PSI<sup>74</sup> y el RSI<sup>75</sup>.

(500) Los índices de pivotalidad son válidos como indicadores de la capacidad de comportamiento independiente de un agente, en la medida en que relacionan la estructura de la potencia instalada y la demanda, pero no pueden conducir por sí solos a elaborar conclusiones definitivas sobre los efectos de una operación, sino que deben complementarse con el resto de factores relevantes.

(501) La notificante ha aportado estimaciones de los índices RSI para la nueva compañía en varios escenarios para los años 2007 a 2011, partiendo de los datos de demanda y potencia instalada en 2007. Sus conclusiones son:

- La nueva compañía no sería pivotal más que en un reducido número de horas/año en 2007 y en 2008 (inferior al 5% en ambos casos).
- Su pivotalidad desaparecerá en los próximos años, debido a que el crecimiento de la potencia instalada superará el crecimiento de la demanda.
- En todo caso, la pivotalidad de la entidad resultante no es relevante porque las horas en las que será pivotal coinciden con horas en que también serán pivotaes Endesa o Iberdrola, lo que reduce sus incentivos a ejercer poder de mercado.

(502) Según el Informe de la CNE, las estimaciones de la notificante infraestiman la pivotalidad de la nueva entidad. En concreto, la CNE considera que las centrales de gas convencional y fuel-gas deben tratarse como potencia de reserva, dados sus altos costes y su escasa participación en el mercado. Excluyendo la potencia de fuel-gas, la CNE estima que la nueva entidad sería pivotal (índice RSI inferior al 110%) en un 5,92% de las horas/año.

(503) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL discute la exclusión de las tecnologías de gas convencional y fuel-gas de la potencia disponible de los análisis, señalando que su índice de utilización en 2007 (7,7%) no está tan alejado del correspondiente a las centrales de ciclo combinado (40%).

<sup>74</sup> *Pivotal Supplier Index*, o índice de pivotalidad. El índice PSI mide si un agente es pivotal en una hora determinada, pero no indica el grado de pivotalidad de ese agente (es un indicador binario: 1 cuando el agente no es pivote, y 0 cuando es pivote).

<sup>75</sup> *Residual Supply Index*, o índice de oferta residual. El índice RSI mide la intensidad con que un agente es pivotal en una hora determinada. Para un generador *i*-ésimo, el índice RSI en la hora *h* se define como la diferencia entre la potencia total disponible del sistema menos la potencia disponible de ese operador en relación a la demanda total del sistema. El índice RSI toma un valor igual a cero en una determinada hora cuando toda la capacidad instalada pertenece a un único operador; un valor inferior al 100% cuando el operador *i*-ésimo es pivotal; y un valor igual o superior al 100% cuando el operador *i*-ésimo no es pivotal. Teniendo en cuenta que el RSI toma valores diferentes en cada hora, se suelen utilizar medidas para evaluar el grado de pivotalidad de los agentes a lo largo del año. La más conocida, como señala la notificante, es el *test de Sheffrin*, que postula que un operador goza de poder de mercado cuando su índice RSI es igual o inferior al 110% durante más del 5% de las horas del año. La razón de que el porcentaje escogido sea el 110%, y no el 100%, es, como señala el informe de la CNE, que normalmente se necesita un margen de cobertura de la demanda.

En todo caso, la notificante indica que si se excluyen estas tecnologías, el umbral para valorar la capacidad de utilización estratégica de la capacidad no debe fijarse en el 110%, sino en el 100%<sup>76</sup>.

(504) Esta Dirección de Investigación considera, como ya se ha señalado, que sólo las tecnologías retirables otorgan a los agentes capacidad de actuar estratégicamente. Las tecnologías retirables, a estos efectos, son, principalmente, hidráulica modulable (embalse y bombeo), carbón y ciclo combinado. Respecto a las tecnologías supramarginales, cabe señalar que una retirada estratégica de su oferta no tendría efectos sobre la cantidad ni sobre el precio ni sobre el grado de explotación de las centrales en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica. En la medida en que los precios de las centrales de gas convencional y fuel-gas son superiores al precio marginal, estas tecnologías pueden suponer un techo al precio marginal, pero, por debajo de ese techo, los agentes tienen libertad de actuación y pueden fijar precios notablemente superiores a sus costes de explotación<sup>77</sup>.

(505) Respecto al argumento de GAS NATURAL relativo a los índices de utilización del fuel-gas, además de que resulta evidente que no es comparable el índice de utilización del fuel-gas (7,7%) con el de los ciclos combinados (40%), debe señalarse que este valor del índice de utilización del fuel-gas se debe principalmente a que REE ha considerado en los cálculos la central de Elcogás (GICC) como tecnología de fuel-gas<sup>78</sup>.

(506) Respecto a la rebaja del estándar del test RSI del 110% al 100% por excluir las centrales de fuel-gas de la potencia retirable, no se considera adecuado porque, normalmente, se necesita un margen de cobertura de la demanda, de forma que se acoplan más grupos de los que resultan de la casación para poder disponer del margen de reserva en tiempo real.

(507) El margen de cobertura se obtiene en los procesos de ajuste del sistema (restricciones técnicas, regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos). Aunque el gas convencional y el fuel-gas también participan en la resolución de restricciones técnicas, su orden de mérito es siempre posterior al resto de tecnologías gestionables, de modo que el margen de reserva, a los efectos de la estimación de la capacidad de actuación estratégica, debe considerarse constituido exclusivamente por las centrales retirables. Aunque las tecnologías de gas convencional y fuel-gas participan en los procesos de ajuste

<sup>76</sup> Normalmente, el umbral que se utiliza para evaluar el RSI es el test de *Sheffrin*, que postula que un operador goza de poder de mercado cuando su índice RSI es igual o inferior al 110% durante más del 5% de las horas del año. La razón de que el porcentaje escogido sea el 110%, y no el 100%, es que normalmente se necesita un margen de cobertura de la demanda.

<sup>77</sup> Ver Resolución del Consejo de la CNC de 25 de abril de 2008 (Expediente 625/07 Gas Natural).

<sup>78</sup> REE, *El sistema eléctrico español 2007*, pág. 40. La producción de esta central representó la mitad de la producción de fuel-gas en 2007 incluida en los índices, de modo que si se excluye esta central, el índice de utilización del fuel-gas se reduce a la mitad.



del sistema, su participación se realiza a un coste superior al que supondría utilizar tecnologías de menor coste.

- (508) Por otra parte, el hecho de que las horas en que la entidad resultante será pivotal coincidan con horas en las que otros agentes también son pivotaes es inherente a los índices de pivotalidad<sup>79</sup> y no resta validez a las conclusiones sobre la capacidad de actuación estratégica de la entidad para la que se calculen tales índices: los índices de pivotalidad no estiman los incentivos a ejercer una capacidad estratégica, sino si existe tal capacidad o no.
- (509) En cualquier caso, la pivotalidad concurrente (varios agentes son pivotaes al mismo tiempo) tampoco modifica los incentivos de los agentes a actuar estratégicamente, como pretende la notificante. Si dos agentes son pivotaes a la vez, para maximizar sus beneficios, cada uno de ellos se enfrenta al dilema de elevar o no sus precios, en función de si el rival los eleva o no. Cuando el rival no eleva sus precios, la mejor estrategia es elevar los propios para provocar el aumento deseado del precio marginal. Cuando el rival sí eleva sus precios, el resultado de elevar lo propios es mejor o igual que el de no elevarlos<sup>80</sup>. Por tanto, para cada uno de los agentes la mejor estrategia es elevar sus precios, independientemente de lo que haga el resto de agentes pivotaes.
- (510) Finalmente, esta Dirección de Investigación considera que las estimaciones de pivotalidad de la notificante subestiman su capacidad real, dado que no atribuyen a la nueva entidad toda la capacidad instalada retirable sobre la que podrá ejercer control: la correspondiente a REPSOL, BBE y NGS.
- (511) Además de su uso como indicadores de capacidad individual, esta Dirección de Investigación considera que los índices RSI pueden utilizarse complementariamente para el análisis de efectos coordinados como indicadores de la capacidad teórica máxima de la acción coordinada. Aunque GAS NATURAL no está de acuerdo con esta utilización de los índices RSI, dado que no existen precedentes al respecto, las mismas razones que aconsejan su uso como indicadores de la capacidad individual son válidas para evaluar la capacidad conjunta teórica de varios agentes. Esto no prejuzga en ningún caso el resultado del análisis de efectos coordinados.
- (512) En el marco de este análisis, GAS NATURAL señala en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos que para evaluar los efectos de la operación sobre la capacidad de actuación coordinada, debería compararse el índice de pivotalidad

---

<sup>79</sup> Los índices RSI calculan la demanda que debe ser suministrada por una determinada cantidad de capacidad retirable. Por tanto, si dos agentes tienen la misma capacidad retirable, es obvio que ambos serán pivotaes en las mismas horas.

<sup>80</sup> Por simplicidad, se ha asumido que el precio de maximización de beneficios es el mismo para ambos agentes, lo que se justifica por el hecho de que la demanda de electricidad es muy inelástica. En cualquier caso, si el precio objetivo del agente A fuera mayor que el del agente B, la estrategia de A sería dominante sobre la de B (A sería marginal, y B inframarginal). A no se vería afectado por la estrategia de B, mientras que B se vería beneficiado por la estrategia de A, al ser inframarginal.

colectivo de Endesa, Iberdrola y la nueva entidad con el correspondiente a Endesa, Iberdrola y UNIÓN FENOSA.

- (513) Sin embargo, la comparación propuesta por la notificante sería válida para analizar cómo variaría la capacidad de actuación estratégica colectiva de tres entidades que, ya de partida, tuvieran incentivos y capacidad para la acción coordinada cuando una de ellas se reforzara. Esta Dirección de Investigación no considera necesario entrar a valorar si existen, con carácter previo a la operación, incentivos a la coordinación entre Endesa, Iberdrola y UNIÓN FENOSA, sino tan sólo valorar si se produce un aumento de la pivotalidad colectiva de Endesa, Iberdrola y la nueva entidad respecto a la pivotalidad colectiva de Endesa e Iberdrola, ambos indicadores post-operación.
- (514) A la vista de todo lo anterior, se han elaborado los índices RSI para los años 2007 y 2008 a partir de los datos aportados por la notificante. Se ha seguido la misma metodología que la de la notificante, a excepción de los siguientes ajustes: (i) atribución a la entidad resultante el 100% de la potencia de Repsol, de BBE y de NGS, (ii) exclusión de la potencia disponible del gas convencional y del fuel-gas.
- (515) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL indica que hay errores en los cálculos de los índices RSI para 2008. A este respecto, como se ha señalado, se han corregido los datos de potencia indicados en el Pliego (asignación del 100% de Anllares a Unión Fenosa y corrección de la potencia nuclear de Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa).
- (516) Asimismo, GAS NATURAL alega que los supuestos para 2008 son incorrectos, en la medida en que se estima un 1% de crecimiento de la demanda y de la producción del régimen especial, mientras que cuota de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda se ha incrementado desde el 21% en 2007 hasta el 24% en 2008.
- (517) Debe recordarse que este supuesto es el que utiliza GAS NATURAL en los análisis de pivotalidad presentados ante esta Dirección de Investigación. En todo caso, se han reformulado los análisis incluyendo el escenario de crecimiento de la producción del régimen especial un 15,43% superior al de la demanda<sup>81</sup>.
- (518) A continuación se muestra el resumen de las estimaciones de esta Dirección de Investigación de los índices RSI para 2007 y 2008:

---

<sup>81</sup> Si la demanda creció un 1% en 2008 y la participación del régimen especial en la cobertura de la demanda subió del 21% al 24% en 2008, resulta que la producción del régimen especial habría crecido un 15,43%.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS RSI <sup>82,83</sup>			
2007			
	GN+UF	END+IB	END+IB+GN+UF
% horas RSI ≤ 110%	8,6%	57,4%	99,1%
% horas RSI ≤ 100%	2,1%	47,7%	98,5%
2008 (crecimiento del régimen especial: +1%)			
	GN+UF	END+IB	END+IB+GN+UF
% horas RSI ≤ 110%	5,5%	47,3%	97,0%
% horas RSI ≤ 100%	1,2%	36,1%	95,1%
2008 (crecimiento del régimen especial: +15,43%)			
	GN+UF	END+IB	END+IB+GN+UF
% horas RSI ≤ 110%	3,6%	41,2%	94,4%
% horas RSI ≤ 100%	0,7%	29,9%	91,3%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la notificante

(519) Los índices RSI muestran que la nueva entidad adquiere una ligera capacidad de comportamiento independiente en 2008. Ahora bien, GAS NATURAL señala que dado que las expectativas de crecimiento de la demanda en los próximos años son inferiores a las expectativas de crecimiento de la capacidad instalada, es previsible que la pivotalidad de la nueva entidad mantenga una tendencia decreciente a partir de 2009.

(520) Hasta 2011, se prevé que la potencia total instalada aumente hasta unos 97.000 MW, resultado de la entrada en operación de nuevos ciclos combinados (entre 3.000 y 6.000 MW de nueva capacidad), centrales de bombeo (en torno a 1.000 MW adicionales) y de instalaciones del régimen especial (unos 10.000 MW adicionales) y de la baja de centrales de carbón (en torno a 1.500 MW de reducción) y centrales de fuel-gas (1.200 MW de reducción)<sup>84</sup>. GAS NATURAL será el agente con mayor incremento de capacidad instalada en ciclos combinados, con más de 2.000 MW de nueva potencia en esta tecnología.

(521) Ahora bien, no obstante este crecimiento de la potencia instalada, la planificación preveía un empeoramiento de los índices de cobertura (que relacionan capacidad instalada disponible con picos de demanda prevista)<sup>85</sup>, que pasarían del 1,12 en 2008 al 1,10 en 2011<sup>86</sup>. Debe notarse que las previsiones de crecimiento de la demanda en la planificación pueden ser superiores a lo que realmente se

<sup>82</sup> *Residual Supply Index*, o índice de oferta residual

<sup>83</sup> Estos datos se han corregido respecto a los del Pliego de concreción de hechos (ver nota al pie 64).

<sup>84</sup> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*.

<sup>85</sup> El índice de cobertura se calcula como el cociente entre la potencia disponible del equipo generador y la punta de potencia prevista, en invierno y en verano de cada año respectivamente. Tradicionalmente se considera una cifra de 1,10 como cifra deseable del índice de cobertura para gestionar adecuadamente la cobertura de la demanda del sistema en situación de punta extrema.

<sup>86</sup> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*.

observe, por lo que los índices de cobertura pueden no ser suficientemente representativos de la evolución. Por otra parte, la rebaja de las previsiones de crecimiento de la demanda también podría operar sobre la potencia instalada, retrasando las decisiones de los agentes en este sentido.

(522) En todo caso, en la medida en que el crecimiento de la capacidad instalada se producirá principalmente en tecnologías del régimen especial, esto puede incrementar la necesidad de cobertura mediante tecnologías modulables, en particular, los ciclos combinados.

(523) En efecto, la eolicidad es más imprevisible en el horizonte diario, lo que obliga a que el sistema cuente con una reserva de capacidad lista para ser utilizada en tiempo real en caso de una caída de la eolicidad. Esto resulta de particular relevancia para los servicios de ajuste del sistema, como son las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos, porque puede obligar al operador del sistema a asignar una mayor cantidad de energía o reserva de potencia en estos servicios, al objeto de disponer de centrales con capacidad para responder en tiempo real a desviaciones de la eólica respecto al programa previsto. De hecho, la planificación energética reconoce que:

“[...] Los altos contingentes previstos de generación renovable de tipo intermitente, fundamentalmente focalizados en una muy alta penetración eólica, estimada en un objetivo de 29.000 MW de potencia eólica instalada en 2016, requieren un aumento significativo de las necesidades de reserva de operación para poder afrontar con garantía posibles cambios bruscos y no previstos del recurso eólico [...]”<sup>87</sup>

(524) Por otra parte, las estimaciones de los índices RSI muestran que, tras la operación de concentración, conjuntamente Endesa, Iberdrola y la nueva entidad tendrían, conjuntamente, una capacidad de controlar los precios del *pool* en casi el 100% de las horas, casi el doble de la capacidad conjunta de Endesa e Iberdrola sin la nueva entidad.

(525) GAS NATURAL no se muestra de acuerdo con que no se haya tenido en cuenta el mayor grado de contratación a plazo y de desarrollo del mercado liberalizado, que habría alcanzado el 50% a finales de 2008, señalando que esto habría provocado una reducción de las barreras a la entrada y un aumento de la competencia en el mercado diario por el desvío de la producción hacia la contratación a plazo.

(526) A este respecto, cabe señalar que, en línea con el informe de la CNE, el análisis de los efectos de la operación sobre el mercado mayorista de producción de energía eléctrica se ha centrado en la modificación de la estructura competitiva del mercado *spot*, sobre la base de que es el mercado más líquido y al que están referenciados el resto de mercados. El *test* de mercado confirmó la existencia de

<sup>87</sup> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*, pág. 59.

un fuerte arbitraje entre los mercados a plazo y el mercado *spot*, confirmado también por la propia notificante.

(527) En todo caso, sí debe resaltarse de la contratación a plazo el efecto que sobre la capacidad de ejercer poder de mercado suponen las subastas primarias de energía a que están obligadas tanto Endesa como Iberdrola, en tanto que son las únicas obligadas a subastar parte de su capacidad de generación. Por tanto, las cuotas de potencia neta instalada y disponible de Endesa e Iberdrola serían, en la práctica, inferiores a las que se han considerado en el análisis. En este sentido, no se puede descartar que el regulador extienda las obligaciones de subastas primarias de energía a la entidad resultante tras la concentración.

(528) Finalmente, conviene resaltar que la nueva entidad tendrá vínculos importantes con otros operadores presentes en el mercado:

- Con CEPSA, a través del control conjunto entre esta sociedad y UNIÓN FENOSA sobre Nueva Generadora del Sur, S.A., que opera los ciclos combinados Campo de Gibraltar 10 y 20.
- Con Endesa, a través del control conjunto entre ENEL<sup>88</sup> y UNIÓN FENOSA sobre ENEL UNIÓN FENOSA RENOVABLES (EUFER), titular del negocio de UNIÓN FENOSA de energías renovables (eólica, solar, cogeneración y residuos), y a través de la participación minoritaria de Endesa en la central térmica de Anllares.
- Con Iberdrola, a través del control conjunto entre esta sociedad y UNIÓN FENOSA de la comunidad de bienes que controla los grupos 1 y 2 de la central de ACECA.
- UNIÓN FENOSA tiene participaciones en las centrales nucleares de Almaraz y Trillo (con Endesa e Iberdrola).
- Además, REPSOL (matriz de GAS NATURAL) participa en el accionariado de la central de ciclo combinado BBE con un 25% de su capital, junto con Iberdrola (25%), Gobierno Vasco (25%) y BP (25%).

### **8.2.2. Mercados de resolución de restricciones técnicas**

(529) Las restricciones técnicas se producen por limitaciones de la red de transporte que hacen técnicamente inviable la programación asignada en los mercados anteriores y en el mercado diario.

(530) Dadas las características de las restricciones técnicas, los oferentes en cada mercado zonal de resolución de restricciones son los propietarios de centrales ubicadas en la zona, y el único demandante es el operador del sistema. Las ofertas técnicamente válidas para resolver una determinada restricción se asignan según un criterio de menor coste económico, mediante una subasta que se liquida al precio ofertado por cada unidad asignada.

---

<sup>88</sup> Que, a su vez, controla a ENDESA, conjuntamente con ACCIONA.

- (531) En restricciones técnicas, la demanda es completamente inelástica al precio, pues el operador del sistema debe asignar la energía que sea necesaria para resolver cada una de las restricciones identificadas.
- (532) En los últimos años, la incidencia de las restricciones técnicas en el precio final de la energía ha sido significativa. Exceptuando el año 2006, en el que la actuación de Iberdrola pudo contribuir a un aumento de los procesos de operación del sistema, la incidencia de las restricciones técnicas en el precio final ha ido en aumento, como se observa a continuación:

EVOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN ESPAÑA				
	2005	2006	2007	2008
Energía por restricciones (GWh) (1)	3.093	15.349	8.162	6.765
Demanda peninsular (GWh)	246.183	253.445	261.395	263.961
Energía por restricciones / demanda (%)	1,3%	6,1%	3,1%	2,6%
Precio medio restricciones (€/MWh)	104,39	72,81	73,98	128,67
Coste unitario soportado por la demanda (€/MWh)	0,55	2,97	1,42	1,66

Fuente: Elaboración propia a partir de REE (Informes anuales y [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es))

(1) Restricciones técnicas en el PBF Fase I a subir

- (533) En sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL critica que no se haga alusión a que las restricciones técnicas se han visto reducidas a la mitad desde el año 2006.
- (534) Como ya se ha señalado, el año 2006 fue un año excepcional, en el que los procesos de operación (incluyendo las restricciones técnicas) se incrementaron muy sensiblemente en toda España por el bajo nivel de energía casada en el mercado diario. Salvando dicho año, las restricciones en 2007 y 2008 no muestran una tendencia decreciente respecto a las de 2005, y el coste de las restricciones ha ido en aumento. En particular, las restricciones técnicas en el PBF supusieron el 2,4% del precio final en 2008, frente al 2,5% en 2007, pese al menor crecimiento de la demanda en 2008 frente al crecimiento de la capacidad instalada, de donde no se deduce ninguna tendencia decreciente de la incidencia de las restricciones técnicas<sup>89</sup>.
- (535) A continuación se analizan los mercados de restricciones técnicas afectados por la operación. Dada la especial incidencia de las restricciones técnicas en Cataluña en 2008, donde está presente GAS NATURAL, se analiza también la estructura competitiva en esta zona.

#### 8.2.2.1. Zona Campo de Gibraltar (zona Sur):

- (536) La zona Campo de Gibraltar o zona Sur se corresponde con el área geográfica de la provincia de Cádiz. En ella, operan en la actualidad 5 agentes, con una

<sup>89</sup> REE, *El sistema eléctrico español 2007 y Servicios de ajuste de la operación del sistema Avance 2008*.

potencia instalada neta total de 3.710 MW correspondientes a 8 centrales<sup>90</sup> (7 ciclos combinados y 1 central de carbón), a los que se sumarán los 800 MW del nuevo ciclo combinado de E.On de Algeciras, previsto para mediados de 2010 y con capacidad para operar en restricciones.

(537) La zona Campo de Gibraltar es una zona en la que tradicionalmente se producen restricciones técnicas con frecuencia<sup>91</sup>. Si bien la notificante afirma que las restricciones se han reducido significativamente en los últimos años, lo cierto es que las restricciones en esta zona se redujeron en el año 2005, pero han sido significativamente superiores en los tres años siguientes. Así, del conjunto de zonas examinadas en este Pliego de concreción de hechos, la zona Campo de Gibraltar es la segunda por volumen de restricciones (GWh) en el periodo 2005-2008, pese al acusado descenso de las restricciones en 2005.

(538) Las cuotas de producción en el mercado de resolución de restricciones técnicas de la zona Campo de Gibraltar en los últimos cuatro años de los principales operadores fueron las siguientes<sup>92</sup>:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CAMPO DE GIBRALTAR (Restricciones técnicas en Fase 1 a subir)								
	2005		2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[30-40]%	[...]	[0-10]%
IBERDROLA	[...]	[0-10]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[20-30]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
<b>GN+UF</b>	[...]	<b>[20-30]%</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>	[...]	<b>[0-10]%</b>	[...]	<b>[30-40]%</b>
E.ON	[...]	[60-70]%	[...]	[10-20]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia. La producción de la central Los Barrios se ha imputado a E.On en todos los años

(539) Respecto a la potencia instalada, en el siguiente cuadro se recoge la situación actual por agentes:

<sup>90</sup> Arcos 1, 2 y 3 de Iberdrola (ciclo combinado), Campo de Gibraltar 10 y 20 de Nueva Generadora del Sur (ciclo combinado), San Roque 1 de Gas Natural (ciclo combinado), San Roque 2 de Endesa (ciclo combinado) y Los Barrios de E.On (carbón).

<sup>91</sup> Ver Resoluciones del Consejo de la CNC de 25/04/2008 (Expte. 625/07 GAS NATURAL) y de 28/07/08 (RESOLUCIÓN SOBRE PROPUESTAS DE ARCHIVO 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA Y 2773/07 IBERDROLA).

<sup>92</sup> Se han consignado las cuotas de producción proporcionadas por REE, dado que contienen diferencias significativas respecto a las aportadas por la notificante que se incluían en el Informe de primera fase de esta Dirección de Investigación.

POTENCIA NETA INSTALADA EN LA ZONA CAMPO DE GIBRALTAR EN 2008 (MW)		
	MW	%
ENDESA	402	11%
IBERDROLA	1.585	43%
UNIÓN FENOSA (1)	781	21%
GAS NATURAL	390	11%
<b>GN+UF</b>	<b>1.171</b>	<b>32%</b>
E.ON	552	15%
<b>TOTAL</b>	<b>3.710</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

(1) Incluye NGS

(540) La notificante señala que la amplitud y la incidencia de las restricciones técnicas puede disminuir en los próximos años, a tenor de la entrada del ciclo combinado de E.On y de la construcción de una nueva línea de alta tensión (Arcos de la Frontera Sur – La Roda de Andalucía – Cabra, de 400 kV), prevista para 2010, cuya puesta en funcionamiento debería ampliar la extensión geográfica de la zona Sur. Asimismo, en su contestación al test de mercado, los agentes que se han pronunciado al respecto han indicado que la entrada en funcionamiento de esta línea reducirá significativamente las restricciones zonales y ampliará la extensión geográfica de la zona. UNIÓN FENOSA, además, recoge un conjunto de proyectos de inversión en nuevas redes que deberían reforzar estos efectos.

(541) No obstante, REE señala, en su contestación al requerimiento de esta Dirección de Investigación, que *“cabe destacar que ni las nuevas instalaciones previstas en la red de transporte ni las evoluciones previsibles de la demanda parecen conllevar alteraciones en las delimitaciones en [las] zonas eléctricas establecidas [incluyendo la zona Campo de Gibraltar], por lo que dichas zonas se deberían mantener sin grandes modificaciones significativas, con independencia de los proyectos de inversión en instalaciones de la red de transporte y de las previsibles evoluciones de la demanda en los años 2009, 2010 y 2011.”* (subrayado añadido).

(542) Asimismo, REE prevé que *“el número de centrales necesarias para satisfacer la demanda en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas en el año 2009 y 2010 sea muy similar al de la situación actual, resultando difícil, a su vez, el poder realizar en estos momentos, una estimación suficientemente fiable de cual será la evolución de la demanda en el año 2011.”* (subrayado añadido).

(543) Por lo tanto, esta Dirección de Investigación considera que la composición y la dinámica competitiva de la zona Campo de Gibraltar no se alterarán significativamente respecto a la actual, al menos, en los próximos dos años. La entrada del ciclo combinado de E.On en 2010 reducirá la cuota de la entidad resultante para la resolución de restricciones técnicas.



### 8.2.2.2. Zona Huelva:

(544) En la Zona Huelva, sólo están presentes Endesa y UNIÓN FENOSA, no previéndose variaciones en la capacidad instalada hasta 2009, según el Informe de la CNE. Endesa dispone de 894 MW de potencia neta instalada en una central de bombeo, una hidráulica, dos centrales de fuel-gas y un ciclo combinado. UNIÓN FENOSA dispone de tres ciclos combinados que totalizan una potencia neta de 1.167 MW.

(545) La zona Huelva es una zona en la que tradicionalmente se producen restricciones técnicas con frecuencia<sup>93</sup>, si bien las restricciones se han reducido notablemente en 2008.

(546) Las cuotas de producción en los cuatro últimos años fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA HUELVA (Restricciones técnicas en Fase 1 a subir)								
	2005		2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[80-90]%	[...]	[80-90]%	[...]	[40-50]%	[...]	[50-60]%
<b>TOTAL</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia.

(547) A continuación se muestran las cuotas por potencia instalada:

POTENCIA NETA INSTALADA EN LA ZONA HUELVA EN 2008 (MW)		
	MW	%
ENDESA	894	43%
UNIÓN FENOSA	1.167	57%
<b>TOTAL</b>	<b>2.061</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

(548) Con respecto a la configuración de la zona Huelva en los próximos años, REE no prevé alteraciones respecto a la situación actual.

### 8.2.2.3. Zona Centro:

(549) En la Zona Centro, están presentes Iberdrola y UNIÓN FENOSA, a través de la central de ACECA (grupos 1, 2, 3 y 4) y de dos grupos de bombeo. Los grupos 1 y

<sup>93</sup> Ver Resolución del Consejo de la CNC de 28/07/08 (RESOLUCIÓN SOBRE PROPUESTAS DE ARCHIVO 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA Y 2773/07 IBERDROLA).

2 de ACECA son dos unidades de fuel-gas, propiedad al 50% de estas dos empresas en régimen de comunidad de bienes. Los grupos 3 y 4 son dos ciclos combinados, propiedad de Iberdrola y de UNIÓN FENOSA, respectivamente. Además, en la zona hay dos grupos hidráulicos de bombeo, uno de cada una de estas dos empresas.

(550) Asimismo, en la zona hay cuatro grupos nucleares (Almaraz 1 y 2, Trillo 1 y José Cabrera), con 3.045 MW de potencia neta, y varias centrales hidráulicas de Iberdrola y UNIÓN FENOSA y una hidráulica de Endesa, que suman 2.826 MW de potencia neta. Aunque no son tecnologías gestionables, la programación de estas centrales en el PBF puede condicionar la aparición de restricciones técnicas y su volumen.

(551) La zona Huelva es una zona en la que tradicionalmente se producen restricciones técnicas con frecuencia<sup>94</sup>, que en los últimos años han ido en aumento.

(552) A continuación se muestran las cuotas de producción por restricciones en los cuatro últimos años:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CENTRO (Restricciones técnicas en Fase 1 a subir)								
	2005		2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
IBERDROLA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[40-50]%	[...]	[50-60]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[80-90]%	[...]	[80-90]%	[...]	[50-60]%	[...]	[40-50]%
<b>TOTAL</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia. La producción de las centrales ACECA 1 y ACECA 2 se ha imputado a Unión Fenosa.

(553) A continuación se muestran las cuotas por potencia instalada de las centrales gestionables (fuel-gas, bombeo y ciclos combinados):

POTENCIA NETA INSTALADA PARA LA RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES EN LA ZONA CENTRO EN 2008		
	MW	%
IBERDROLA	353	19%
<b>UNIÓN FENOSA</b>	<b>1.554</b>	<b>81%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.907</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La potencia de las centrales ACECA 1 y ACECA 2 se ha imputado a Unión Fenosa.

<sup>94</sup> Ver Resoluciones del Consejo de la CNC de 7/07/2004 (Expte. 552/04, EMPRESAS ELÉCTRICAS) y de 28/07/08 (RESOLUCIÓN SOBRE PROPUESTAS DE ARCHIVO 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA Y 2773/07 IBERDROLA).

(554) Con respecto a la configuración de la zona Centro en los próximos años, REE no prevé alteraciones respecto a la situación actual.

#### 8.2.2.4. Zona Levante Norte:

(555) En la Zona Levante Norte, están presentes Iberdrola y UNIÓN FENOSA, no previéndose nueva capacidad hasta 2009, según el Informe de la CNE. Iberdrola dispone de una central de bombeo y dos ciclos combinados, con una potencia neta total de 2.255 MW. UNIÓN FENOSA dispone de tres ciclos combinados, con una potencia neta total de 1.232 MW.

(556) Asimismo, en la zona hay un grupo nuclear (Cofrentes), propiedad de Iberdrola, y dos grupos hidráulicos, también de Iberdrola. Aunque no son tecnologías gestionables, la programación de estas centrales en el PBF puede condicionar la aparición de restricciones técnicas y su volumen.

(557) La zona Levante Norte es una zona en la que tradicionalmente se producen restricciones técnicas con frecuencia<sup>95</sup>, si bien se han reducido notablemente en 2008.

(558) Las cuotas de producción en los últimos cuatro años fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA LEVANTE NORTE (Restricciones técnicas en Fase 1 a subir)								
	2005		2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
IBERDROLA	[...]	100%	[...]	100%	[...]	[80-90]%	[...]	[60-70]%
UNIÓN FENOSA	[...]	0%	[...]	0%	[...]	[10-20]%	[...]	[30-40]%
<b>TOTAL</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia.

(559) A continuación se muestran las cuotas por potencia instalada:

POTENCIA NETA INSTALADA EN LA ZONA LEVANTE NORTE EN 2008 (MW)		
	MW	%
IBERDROLA	2.255	65%
UNIÓN FENOSA	1.232	35%
<b>TOTAL</b>	<b>3.488</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

<sup>95</sup> Ver Resoluciones del Consejo de la CNC de 8/03/07 (Expte. 601/05, Iberdrola Castellón), de 14/02/2008 (Expte. 624/07, Iberdrola), y de 28/07/08 (RESOLUCIÓN SOBRE PROPUESTAS DE ARCHIVO 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA Y 2773/07 IBERDROLA).

(560) Con respecto a la configuración de la zona Levante Norte en los próximos años, REE no prevé alteraciones respecto a la situación actual.

#### 8.2.2.5. Zona Galicia Norte:

(561) En la Zona Galicia Norte, están presentes Endesa y UNIÓN FENOSA. Endesa dispone de 2.238 MW de potencia neta, de los cuales 1.403 son de tres centrales de carbón y 803 corresponden a un ciclo combinado. UNIÓN FENOSA dispone de 1.370 MW de potencia neta, de los cuales 542 MW son de una central de carbón, 445 MW corresponden a dos centrales de fuel y 382 MW son de una central de ciclo combinado que ha entrado en funcionamiento en 2008.

(562) Las cuotas de producción en los últimos cuatro años fueron las siguientes:

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA GALICIA NORTE (Restricciones técnicas en Fase 1 a subir)								
	2005		2006		2007		2008	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%	[...]	[20-30]%	[...]	[70-80]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[90-100]%	[...]	[80-90]%	[...]	[70-80]%	[...]	[20-30]%
<b>TOTAL</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>	[...]	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia.

(563) A continuación se muestran las cuotas por potencia instalada:

POTENCIA NETA INSTALADA EN LA ZONA GALICIA NORTE EN 2008 (MW)		
	MW	%
ENDESA	2.238	62%
UNIÓN FENOSA	1.370	38%
<b>TOTAL</b>	<b>3.608</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

(564) Con respecto a la configuración de la zona Galicia Norte en los próximos años, REE no prevé alteraciones respecto a la situación actual.

#### 8.2.2.6 Zona Cataluña

(565) Por último, debe señalarse que Cataluña, que, tradicionalmente, no ha sido zona problemática, ha sido la segunda zona donde más restricciones se han producido en 2008 (el 26% del total nacional), superando su cuota de potencia instalada en centrales aptas para la resolución de restricciones (13% del total nacional).

(566) En Cataluña, están presentes Endesa, GAS NATURAL, Iberdrola y E.On. Endesa dispone de una central de ciclo combinado de 412 MW de potencia neta, una central de carbón de 146 MW, 7 grupos de gas convencional y fuel-gas por un

total de 1.839 MW, y varios grupos hidráulicos reversibles (bombeo y embalse) que totalizan 2.490 MW de potencia neta. GAS NATURAL dispone de 3 ciclos combinados por un total de 1.219 MW. Iberdrola y E.On disponen de un ciclo combinado cada uno, de 417 MW y 386 MW, respectivamente.

(567) Además, en la zona hay tres grupos nucleares (Ascó I y II y Vandellós), propiedad de Endesa e Iberdrola, cuya potencia neta total es de unos 3.000 MW, y varias hidráulicas fluyentes, todas propiedad de Endesa, con una potencia instalada neta de casi 400 MW. Aunque no son tecnologías gestionables, la programación de estas centrales en el PBF puede condicionar la aparición de restricciones técnicas y su volumen.

(568) A continuación se muestran las cuotas de producción en 2008 y de potencia neta instalada de las centrales aptas para resolver restricciones:

ENERGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CATALUÑA (Fase 1 a subir) Y POTENCIA INSTALADA EN 2008				
	Producción		Potencia	
	GWh	%	MW	%
ENDESA	[...]	[20-30]%	4.887	71%
<b>GAS NATURAL</b>	<b>[...]</b>	<b>[20-30]%</b>	<b>1.219</b>	<b>18%</b>
IBERDROLA	[...]	[10-20]%	417	6%
E.ON	[...]	[20-30]%	386	6%
<b>TOTAL</b>	<b>[...]</b>	<b>100%</b>	<b>6.909</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE y elaboración propia a partir de los datos del Registro de Productores del Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

### 8.2.3. Redes de distribución de electricidad

(569) La distribución de electricidad es una actividad regulada, que está previsto que sea separada del suministro regulado de electricidad a clientes finales. No obstante, el suministro de último recurso no se ha implementado todavía, por lo que el suministro a tarifa realizado por las distribuidoras sigue en vigor, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

(570) Las redes de distribución de electricidad están relativamente concentradas, siendo los principales distribuidores Endesa, Iberdrola y UNIÓN FENOSA. A continuación se muestran los costes reconocidos de la actividad de distribución, por grupo empresarial, a nivel nacional, en los últimos 3 años:

COSTE ACREDITADO EN DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD						
	2005		2006		2007	
	euros	%	Euros	%	euros	%
ENDESA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
<b>UNIÓN FENOSA</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
VIESGO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Total	[...]	100%	[...]	100%	[...]	100%

Fuente: Notificación.

(571) Según la notificante, GAS NATURAL sólo está presente como distribuidora de electricidad a través de dos pequeñas distribuidoras de la provincia de Salamanca, Distribuidora Eléctrica de Navasfrías, S.L. y Electra de Abusejo, S.L., que también tiene actividad en la provincia de Barcelona<sup>96</sup>, con una cuota inferior en todo caso al 1%, tanto nacional como provincial.

(572) Por su parte, UNIÓN FENOSA está presente como distribuidora de electricidad en Andalucía (Córdoba y Jaén), Castilla-La Mancha (las cinco provincias), Castilla y León (León, Segovia, Soria, Valladolid y Zamora), Extremadura (Badajoz), Galicia (las cuatro provincias) y Madrid, si bien su presencia en Córdoba, Badajoz, Soria y Zamora es muy reducida.

(573) Para las provincias en las que UNIÓN FENOSA o GAS NATURAL están presentes, las cuotas de mercado en términos de puntos de distribución son las siguientes, para el año 2007:

<sup>96</sup> Según la notificante, [...]

PUNTOS DE DISTRIBUCIÓN PROVINCIAS (2007)								
	END	IBE	UF	GN	GN+UF	HC	E.ON	TOTAL
Albacete	0%	[90-100]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
Badajoz	[70-80]%	[20-30]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
Ciudad Real	0%	[0-10]%	[90-100]%	0%	[90-100]%	0%	0%	100%
Córdoba	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
La Coruña	[0-10]%	0%	[90-100]%	0%	[90-100]%	0%	0%	100%
Cuenca	0%	[80-90]%	[10-20]%	0%	[10-20]%	0%	0%	100%
Guadalajara	0%	[40-50]%	[50-60]%	0%	[50-60]%	0%	0%	100%
Jaén	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
León	0%	[50-60]%	[40-50]%	0%	[40-50]%	0%	0%	100%
Lugo	0%	0%	[40-50]%	0%	[40-50]%	0%	[50-60]%	100%
Madrid	0%	[60-70]%	[30-40]%	0%	[30-40]%	0%	0%	100%
Orense	[0-10]%	[0-10]%	[90-100]%	0%	[90-100]%	0%	0%	100%
Pontevedra	0%	0%	100%	0%	100%	0%	0%	100%
Salamanca	0%	[90-100]%	0%	[0-10]%	[0-10]%	0%	0%	100%
Segovia	0%	[0-10]%	[90-100]%	0%	[90-100]%	0%	0%	100%
Soria	[20-30]%	[60-70]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
Toledo	0%	[50-60]%	[40-50]%	0%	[40-50]%	0%	0%	100%
Valladolid	0%	[90-100]%	[0-10]%	0%	[0-10]%	0%	0%	100%
Zamora	0%	[80-90]%	[10-20]%	0%	[10-20]%	0%	0%	100%

Fuente: Operadores y elaboración propia

#### 8.2.4. Suministro minorista de electricidad

(574) El consumo minorista de electricidad en España ascendió en 2007 a 261.273 GWh, de los que el 29% se vendió a precio libre y el 71% a tarifa. En términos de clientes, el 7% correspondió al segmento de precio libre y el 93% al regulado.

(575) En los últimos años, se ha registrado un descenso del segmento a precio libre respecto al regulado, habiéndose reducido la energía suministrada en el segmento a precio libre del 38% en 2005 al 29% en 2007.

(576) Las cuotas de suministro total de electricidad por operador en los últimos tres años se recogen a continuación:

SUMINISTRO TOTAL DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA (Energía)						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>246.183</b>	<b>100,00%</b>	<b>253.445</b>	<b>100,00%</b>	<b>261.273</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNE, REE y elaboración propia

(577) Estos datos reflejan la práctica ausencia de GAS NATURAL en el segmento a tarifa, así como un descenso de su actividad en el segmento a precio libre en los últimos tres años.

#### 8.2.4.1. Suministro de electricidad a grandes clientes (alta tensión):

(578) El suministro de electricidad en alta tensión supone el 36% del total de energía suministrada (93.013 GWh en alta tensión), pero menos del 1% en términos de clientes en 2007. Es el mercado de suministro de electricidad que cuenta con mayor número de oferentes.

(579) A continuación se recogen las cuotas de suministro total de electricidad por operador en los últimos tres años:

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA A GRANDES CLIENTES						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[20-30]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>	[...]	<b>[10-20]%</b>
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[10-20]%
E.ON	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>87.641</b>	<b>100,00%</b>	<b>90.226</b>	<b>100,00%</b>	<b>93.013</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNE, REE y elaboración propia



(580) Los agentes consultados en el *test* de mercado han indicado que por norma general no hay una estrategia específica sobre la base de ofertas duales de gas y electricidad, en parte porque el déficit de tarifa en el sector de la electricidad dificulta realizar ofertas competitivas de comercialización de electricidad a precio libre.

(581) Los datos del peso de las ofertas duales difieren bastante de operador a operador. El peso de estas ofertas en el total de grandes clientes es muy relevante en el caso de GAS NATURAL, para quien las ofertas duales suponen el [...] % en términos de la energía suministrada y el [...] % de sus clientes de este mercado (lo que refleja que se dirigen en mayor proporción a grandes clientes). En el caso de Endesa, los contratos duales representaron el [...] % de su energía suministrada y [...] % de grandes clientes, mientras que para el resto de agentes los contratos duales son muy poco representativos o inexistentes.

#### 8.2.4.2. Suministro de electricidad a clientes domésticos y PYMES (baja tensión):

(582) Este mercado representó el 64% del consumo de gas en España en 2007 y más del 99% del suministro en términos de clientes.

(583) A continuación se recogen las cuotas de suministro total de electricidad por operador en los últimos tres años:

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA A CLIENTES DOMÉSTICOS Y PYMES						
	2005		2006		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ENDESA	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%	[...]	[40-50]%
IBERDROLA	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%	[...]	[30-40]%
UNIÓN FENOSA	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%	[...]	[10-20]%
GAS NATURAL	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>GN + UF</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>	<b>[...]</b>	<b>[10-20]%</b>
HIDROCANTÁBRICO	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
E.ON	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
Otros	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%	[...]	[0-10]%
<b>TOTAL</b>	<b>158.542</b>	<b>100,00%</b>	<b>163.219</b>	<b>100,00%</b>	<b>168.260</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNE, REE y elaboración propia

(584) Sin perjuicio de que el ámbito geográfico de este mercado sea nacional, los agentes consultados en el *test* de mercado han destacado la importancia de la dinámica competitiva a nivel local y regional.

(585) Los datos aportados por operadores relativos a su implantación en cada una de las provincias en las que operan muestran una alta correspondencia a nivel zonal entre las cuotas de mercado en suministro a clientes domésticos y PYMES y las cuotas de redes de distribución.

(586) Los agentes que son también distribuidores realizan la mayor parte de su suministro a clientes domésticos y PYMES en sus propias redes de distribución. Así, según los datos aportados por los operadores, Endesa distribuye en sus redes el [80-90]% de la energía que suministra a precio libre a los clientes domésticos y PYMES; Iberdrola, el [90-100]%; UNIÓN FENOSA, el [60-70]%; Hidrocantábrico, el [70-80]%; y E.On, el [80-90]%.

(587) Esto, unido a que el suministro en el segmento a precio libre es muy reducido en comparación con el regulado, provoca que las cuotas de mercado en suministro a clientes domésticos y PYMES sean muy similares a las cuotas de mercado en redes de distribución. A continuación se muestran las cuotas de mercado de suministro en las provincias en las que distribuyen GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2007:

CUOTAS DE MERCADO EN SUMINISTRO DE BAJA TENSIÓN POR PROVINCIAS (2007)								
	END	IBE	UF	GN	GN+UF	HC	E.ON	TOTAL
Albacete	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Badajoz	[70-80]%	[10-20]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Ciudad Real	[0-10]%	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	<b>[90-100]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Córdoba	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
La Coruña	[0-10]%	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	<b>[90-100]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Cuenca	[0-10]%	[80-90]%	[10-20]%	[0-10]%	<b>[10-20]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Guadalajara	[0-10]%	[30-40]%	[30-40]%	[0-10]%	<b>[30-40]</b> %	[20-30]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Jaén	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
León	[0-10]%	[50-60]%	[40-50]%	[0-10]%	<b>[40-50]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Lugo	[0-10]%	[0-10]%	[20-30]%	[0-10]%	<b>[20-30]</b> %	[30-40]%	[30-40]%	<b>100%</b>
Madrid	[0-10]%	[50-60]%	[30-40]%	[0-10]%	<b>[30-40]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Orense	[0-10]%	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	<b>[90-100]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Pontevedra	[0-10]%	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	<b>[90-100]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Salamanca	[0-10]%	[90-100]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Segovia	[0-10]%	[0-10]%	[60-70]%	[0-10]%	<b>[60-70]</b> %	[30-40]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Soria	[10-20]%	[60-70]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[10-20]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Toledo	[0-10]%	[50-60]%	[30-40]%	[0-10]%	<b>[30-40]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Valladolid	[0-10]%	[60-70]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[20-30]%	[0-10]%	<b>100%</b>
Zamora	[0-10]%	[80-90]%	[0-10]%	[0-10]%	<b>[0-10]</b> %	[0-10]%	[0-10]%	<b>100%</b>

Fuente: Operadores y elaboración propia

(588) Finalmente, cabe destacar la implantación dispar de las ofertas duales de suministro conjunto de gas y electricidad. Así, para Endesa, Iberdrola y E.On, las ofertas duales suponían menos del 10% de su cartera de clientes en baja tensión. En el otro extremo, GAS NATURAL tenía contratadas ofertas duales con el [90-100]% de sus clientes de este mercado, e Hidrocantábrico con el [70-80]% de sus clientes (si bien representaban tan sólo el [0-10]% de la energía eléctrica suministrada).

### 8.3. Barreras a la entrada

(589) Los antecedentes nacionales y comunitarios coinciden en considerar que los sectores del gas y electricidad tienen barreras a la entrada significativas. Muchas de estas barreras derivan del grado de integración vertical que disponen los principales operadores de estos sectores en España.

#### 8.3.1. Sector del gas

(590) En el sector del gas, la CNE ha señalado en su informe que las barreras a la entrada más significativas son: la falta de flexibilidad del sistema de aprovisionamiento (dependencia del GNL, que se aprovisiona en dientes de sierra, y ausencia de suficiente capacidad de almacenamiento), las restricciones en la red de transporte de gas en España (especialmente tras la entrada en funcionamiento de Medgaz), la falta de fuentes de aprovisionamiento de gas alternativas, la escala mínima eficiente en el suministro de gas (especialmente de cara al suministro a grandes clientes y a clientes residenciales y PYMES) y las derivadas de la integración vertical entre aprovisionamiento, infraestructuras de importación y transporte, distribución y suministro de gas.

(591) Por su parte, la notificante alega que en la actualidad las barreras a la entrada en el sector del gas son más reducidas que en 2005, cuando se analizó la operación de concentración GAS NATURAL / ENDESA, gracias al mayor desarrollo de los aprovisionamientos de GNL y de los mercados secundarios, la capacidad de entrada excedentaria existente en el sistema, las reformas normativas que han eliminado la tarifa regulada para grandes clientes y han circunscrito la actividad de los distribuidores a la pura distribución de gas.

(592) En relación con las barreras a la entrada detectadas en el sector del gas, esta Dirección de Investigación estima que hay que centrar el análisis en:

##### 8.3.1.1. La disponibilidad de fuentes de aprovisionamiento de gas

(593) A este respecto, es innegable que el desarrollo del GNL y la elevada capacidad excedentaria de regasificación en España ha supuesto una reducción de las barreras a la entrada en el sector del gas en España. Asimismo, la apertura del gasoducto Medgaz supondrá una fuente de aprovisionamiento alternativa importante en España. Así, Medgaz va a suponer la entrada de 8 bcm (22% del consumo de 2007).

(594) No obstante, la falta de capacidad de almacenamiento en España (que no se espera que se amplíe antes del 2011), los costes en tiempo (pues puede requerir negociaciones de 2 o más años) y dinero para obtener o ampliar contratos de aprovisionamiento de GNL, la rigidez de los mismos, dada su escasa flexibilidad y las cláusulas take-or-pay, los plazos de antelación que exige la adquisición de barcos metaneros propios o arrendados a largo plazo, la obligación de negociar, de forma directa o indirecta, con competidores en el mercado español (GAS NATURAL, Shell, BP, Total, GDF-Suez, ENI, Sonatrach, etc.), los elevados volúmenes de compra, muchas veces con destinos y clientes comprometidos y el hecho de que el mercado *spot* internacional sólo se utilice como fuente de

abastecimiento de manera puntual indican que persisten barreras significativas en la actividad de aprovisionamiento.

(595) De hecho, la idea de que los contratos *spot* en los mercados internacionales no son una alternativa de aprovisionamiento viable más allá del corto plazo ha sido ratificada por el *test* de mercado, en la medida en que suelen ser más caros, poco líquidos, poco profundos, más difíciles de gestionar operativamente y con una capacidad de reacción inferior a la que proporciona el mercado secundario en España que se canaliza a través de la plataforma MS-ATR.

### 8.3.1.2. La disponibilidad de fuentes de flexibilidad en el aprovisionamiento de gas en España

(596) La mayoría de las respuestas al *test* de mercado ha ratificado la importancia de disponer de fuente de flexibilidad en el aprovisionamiento de gas, el papel esencial que tiene el mercado mayorista secundario de gas como fuente de flexibilidad, y el peso de UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, en el mismo.

(597) En particular, entre otras cuestiones, la flexibilidad en el aprovisionamiento es esencial para que los pequeños y medianos operadores puedan hacer frente a la falta de economías de escala en el aprovisionamiento de gas al mercado español, que como se verá a continuación, es por sí misma una importante barrera a la entrada significativa.

(598) Así, los costes fijos en tiempo y dinero que supone programar un aprovisionamiento de gas regular a España sólo son asumibles si se dispone de la suficiente certitud de que se va a poder dar salida al gas.

(599) Adicionalmente, la flexibilidad es especialmente importante para compensar la falta de capacidad de almacenamiento subterráneo en España y evitar incurrir en las penalizaciones por almacenamiento excesivo en regasificadoras.

(600) Otro de los motivos por el que es necesario recurrir a la flexibilidad son las crecientes congestiones a las que se enfrenta el sistema de transporte de gas en España, fundamentalmente en los flujos sur-norte tras la entrada en funcionamiento de Medgaz, como señala Enagás. De hecho, como se ha indicado anteriormente, si se implementan algunas de las propuestas regulatorias de Enagás, y éstas llevan a una segmentación zonal de los mercados de suministro a ciclos combinados y grandes clientes alrededor de los puntos de entrada, los pequeños operadores se verían obligados a recurrir a la flexibilidad para poder operar en toda España en estos mercados de suministro.

(601) La flexibilidad también es necesaria para hacer frente a la volatilidad diaria de la demanda de gas, especialmente en el suministro de gas a ciclos combinados, cuyo consumo diario está muy condicionado, entre otros factores, por la alta volatilidad de las energías renovables y, en particular, de la eólica.

(602) En todo caso, conviene tener presente que las necesidades de flexibilidad son menores cuando se dispone de la vía de autoconsumo en ciclos combinados, en

la medida en que el operador del ciclo tiene cierta autonomía a la hora de decidir si casa o no sus ciclos en el *pool* eléctrico.

- (603) Además, deben tenerse en cuenta otras posibles fuentes de flexibilidad como son los gasoductos de importación, las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, las existencias de gas en la red de transporte, las cláusulas de interrumpibilidad de algunos consumidores, el suministro de gas a centrales de ciclo combinado del propio grupo, la flexibilidad de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo, y el aprovisionamiento internacional de gas *spot*, si bien el margen de maniobra de estas fuentes alternativas es menor y no están disponibles de forma significativa para los operadores pequeños
- (604) Por ello, las vías de flexibilidad que tienen más capacidad de reacción en términos de inmediatez, cantidades significativas afectadas y minimización de costes son los intercambios del mercado secundario y la gestión del autosuministro a ciclos combinados.

#### 8.3.1.3. Escala mínima eficiente

- (605) Otra barrera a la entrada significativa en los mercados de suministro de gas en España es la necesidad de obtener las escalas mínimas eficientes que permitan traer gas a España de forma competitiva, no sólo de cara a minimizar el impacto de los costes fijos de operación, sino también para minimizar los efectos que la volatilidad de la demanda puede tener sobre el operador.
- (606) Esta barrera a la entrada permite explicar por qué operadores integrados verticalmente con la actividad de aprovisionamiento (como Sonatrach, GDF-Suez, BP, Shell, etc.) tienen un reducido peso en los mercados de suministro a clientes finales y apenas han crecido en los últimos años. De hecho, ninguno de ellos tiene presencia en el mercado de suministro a clientes residenciales y PYMES, mercado en el que existen barreras a la entrada adicionales, como se verá a continuación.
- (607) La disposición de una escala mínima eficiente en términos de cantidades mínimas suministradas sigue siendo muy significativa de cara a operar en los mercados de suministro de gas a grandes y pequeños clientes. En este sentido, en estos mercados sólo se puede operar de forma competitiva y estable en el tiempo si se dispone de contratos de aprovisionamiento a largo plazo y volúmenes de suministro comprometidos en el medio/largo plazo, que aseguren que se puede dar salida al gas en España a un precio razonable.
- (608) En cambio, la escala mínima eficiente se alcanza rápidamente de cara al suministro de gas a centrales de ciclo combinado, en la medida en que todos los operadores de ciclos combinados están tendiendo al autosuministro, o disponen de varias alternativas de suministro efectivas, gracias a los elevados volúmenes de gas que demandan.
- (609) Adicionalmente, tampoco se puede olvidar que el aprovisionamiento de GNL, que es el que utilizan la mayoría de los nuevos entrantes por existir capacidad excedentaria de entrada disponible en España, se hace en cantidades discretas

(no continuas), ligadas al tamaño de los barcos. Esto implica que los nuevos entrantes no pueden crecer de forma gradual en los mercados de suministro, sino que se ven obligados a crecer a saltos.

(610) Lo anterior dificulta su capacidad de crecimiento de los operadores pequeños en los mercados de suministro a grandes y pequeños clientes, pues al tomar la decisión de captar nuevos clientes, estos operadores deben hacer frente al riesgo de no disponer de suficientes nuevos clientes como para cubrir los nuevos aprovisionamientos de gas en España, lo que implicaría que no le podrían dar una salida competitiva a dicho gas. Este riesgo es mucho más reducido en el caso de los operadores que cuentan con una amplia base de clientes en España o que cuentan con ciclos combinados propios que les permitan dar salida al gas.

(611) En todo caso, el suministro a ciclos combinados, especialmente si es en forma de autoconsumo, da una ventaja competitiva significativa de cara a la entrada en otros mercados de suministro, pues permite disfrutar de mayores economías de escala y es una fuente de flexibilidad.

(612) Asimismo, sirve para crear una vinculación con el mercado español que proporciona incentivos para acudir a otros mercados de suministro. En particular, los mercados de suministro a ciclos combinados y a grandes clientes están significativamente ligados, en la medida en que la actuación simultánea en ambos, especialmente si se es propietario de los ciclos, permite minimizar la volatilidad de la demanda y dar salida en el mercado al gas aprovisionado.

(613) Todo lo anterior explica porque en España persisten operadores con un reducido peso en el suministro de gas (GDF-Suez, Shell, Cepsa, etc.), que apenas han crecido en los últimos años. En todos los casos, su presencia está asociada al suministro de ciclos combinados (en el caso de Cepsa, también al suministro de sus propias refinerías), pero la falta de economías de escala y la obligación de crecer a saltos limita sus incentivos a competir de forma agresiva en el mercado de suministro a grandes clientes.

#### *8.3.1.4. La integración vertical con redes de distribución*

(614) En precedentes anteriores, se ha considerado que la integración vertical entre redes de distribución y suministro de gas es una barrera a la entrada muy significativa, especialmente en el ámbito del suministro a clientes residenciales y PYMES. En particular, el distribuidor, como antiguo monopolista incumbente, tiene un acceso privilegiado al perfil de consumo de sus clientes y una imagen de marca consolidada entre los mismos.

(615) Sin embargo, como indica la CNE, las novedades normativas están ayudando a reducir las barreras a la entrada derivadas de la integración vertical, especialmente entre distribución y suministro, una vez que las distribuidoras de gas han perdido la función de suministradores a tarifa regulada, y gracias a la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, que va a buscar reducir los costes de cambio y captación de clientes por parte de las comercializadoras.

- (616) En todo caso, el hecho de que en el mercado de suministro a clientes residenciales y PYMES el número de suministradores no haya crecido a pesar de estas reformas legales (algunas todavía no implementadas efectivamente, como la Oficina de Cambios de Suministrador) es un indicio de que persisten barreras a la entrada muy importantes.
- (617) Asimismo, el cambio a la tarifa de último recurso ha alterado mínimamente las cuotas de mercado, y los operadores apenas han realizado un esfuerzo comercial por captar clientes de último recurso, salvo en el caso de Iberdrola, aunque gran parte de los [...] clientes de último recurso de esta empresa eran clientes previos del mercado libre.
- (618) Además, no se puede olvidar que el grado de fidelización de los pequeños consumidores<sup>97</sup> con su suministrador histórico (que coincide con su distribuidor) es elevado, especialmente en el caso de GAS NATURAL, que suministra más del [90-100]% del gas a clientes conectados a sus redes de distribución, lo que también es un indicio de que existen elevados costes psicológicos para el cambio voluntario de suministrador por el cliente.
- (619) Adicionalmente, operar en este mercado implica importantes costes fijos de gestión de clientes, que deben ser rentabilizados fundamentalmente a través de economías de escala.
- (620) Otro aspecto a tener en cuenta es que la tarifa de último recurso ha sido limitada a cinco suministradores, entre ellos GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA. En este sentido, el ser comercializador de último recurso da acceso privilegiado a los clientes que se siguen suministrando a través de este mecanismo, en la medida en que estos clientes deben ser informados periódicamente de qué otros comercializadores de último recurso están disponibles.

### **8.3.2 Sector eléctrico**

- (621) En el sector de la electricidad, la CNE señala en su informe que las barreras a la entrada más significativas son: la existencia de retrasos administrativos para la instalación de nueva capacidad, la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, la existencia de activos estratégicos para la generación (acceso a emplazamientos, a recursos hídricos y a combustibles, restricciones de transporte y derechos contractuales heredados), el excesivo grado de concentración empresarial y las derivadas de la integración vertical entre generación, distribución y suministro de electricidad.
- (622) Por su parte, la notificante alega que en la actualidad las barreras a la entrada en el sector de la electricidad son más reducidas que en 2005, cuando se analizó la operación de concentración GAS NATURAL/ENDESA.

<sup>97</sup> Según datos de la CNE en el Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural (II trimestre 2008), en el primer trimestre de 2008, el 80,2% de los clientes del mercado liberalizado habían sido captados por comercializadores del mismo grupo que les proporciona los servicios de distribución (incumbente histórico). En el caso de GAS NATURAL, esta cifra se sitúa en el 78% de los clientes de distribución.

- (623) Entre los factores que, en opinión de la notificante, han contribuido a una reducción de las barreras, están: la mejora prevista de la interconexión con Francia y Portugal, la mejora de la gestión de las interconexiones, el desarrollo de los mercados a plazo (OMIP y OTC) y de las emisiones primarias de energía, que han reducido el riesgo para los nuevos entrantes y han mitigado las ventajas de la integración vertical, la desaparición de los costes de transición a la competencia y la desaparición de la tarifa regulada.
- (624) Asimismo, la notificante destaca los efectos procompetitivos del reconocimiento *ex ante* del déficit de tarifa, la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador y las modificaciones normativas a favor de la separación de actividades reguladas y no reguladas.
- (625) En relación con las barreras a la entrada detectadas en el sector de la electricidad, esta Dirección de Investigación estima que hay que centrar el análisis en:

#### 8.3.2.1. Aislamiento exterior

- (626) 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.
- (627) El sistema eléctrico español está conectado con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. El saldo es claramente importador con Francia, mientras que con Portugal, Andorra y Marruecos el saldo es claramente exportador.
- (628) En 2008, el saldo importador con Francia ha ascendido a 2.862 GWh, lo que supone en torno al 1,1% de la demanda nacional, mientras que el saldo exportador ha ascendido a 9.586 GWh con Portugal (3,6%), 280 GWh con Andorra (0,1%) y 4.217 GWh con Marruecos (1,6%). El saldo neto de los intercambios (11.221 GWh de exportación) supuso en torno al 4,3% de la demanda nacional<sup>98</sup>.
- (629) Actualmente, según la notificante, existen proyectos en curso por los que se doblaría la capacidad de intercambio con Francia y Portugal para 2011. Sin embargo, los agentes consultados en el *test* de mercado señalan que tales proyectos pueden estar sujetos a retrasos administrativos, de diseño y construcción importantes.

#### 8.3.2.2. Activos estratégicos, costes de instalación y diversificación del parque de generación.

- (630) La existencia de activos estratégicos impide que los nuevos entrantes puedan competir en las mismas condiciones que los operadores incumbentes, como señalaba el TDC con ocasión del Informe C94/05 GAS NATURAL/ENDESA. Entre los principales activos estratégicos, destacan los emplazamientos de las centrales, el acceso a recursos hidroeléctricos, el acceso a combustibles, las restricciones de transporte y los derechos contractuales heredados.

<sup>98</sup> Fuente: REE. *Avance del Informe 2008*.



- (631) Por su parte, los costes de instalación de nueva capacidad conllevan una proporción particularmente elevada de costes fijos, en buena medida hundidos, que constituyen una barrera de entrada al mercado. Sin embargo, la notificante matiza que las subastas de energía paliar este problema.
- (632) A este respecto, como ya se ha señalado, las subastas de energía primaria pueden hacer menos costosa la entrada en el mercado, pero su efecto es necesariamente limitado por su carácter temporal y por su escasa entidad en comparación con la producción en el sistema eléctrico español.
- (633) Por otra parte, gran parte de la barrera de entrada asociada a la instalación de nueva capacidad de generación viene condicionada por el hecho de que resulte más arriesgada para un nuevo entrante que para los operadores incumbentes, en la medida en que éstos cuentan con un parque generador más diversificado que les permite diluir el riesgo del alza del precio del combustible o las restricciones de acceso al mismo de la nueva planta.

#### 8.3.2.3. Sistema de funcionamiento del mercado mayorista.

- (634) En su Informe C94/05 GAS NATURAL/ENDESA, el TDC señalaba que el carácter marginalista del mercado de generación, el elevado grado de concentración de la oferta, el alto porcentaje de la energía intercambiada entre agentes del mismo grupo y el corto plazo en el que se negocian los intercambios constituía una barrera de entrada importante a los nuevos operadores.
- (635) Esta barrera se ha visto suavizada por el desarrollo de los mercados a plazo (EPEs, CESUR, OMIP y OTC) y de la contratación bilateral.
- (636) No obstante, persiste un alto grado de concentración empresarial tanto por el lado de la oferta como de la demanda que permite a los operadores instalados desarrollar estrategias de control de precios que pueden perjudicar a los nuevos entrantes.

#### 8.3.2.4. Integración vertical generación-suministro

- (637) La integración vertical de los principales operadores entre generación y suministro constituye una barrera importante para los nuevos operadores, en la medida en que aquéllos se pueden ver relativamente indiferentes a obtener sus márgenes comerciales por el lado de la oferta o por el de la demanda, mientras que los nuevos entrantes sin integración vertical se ven enteramente expuestos al riesgo de fluctuaciones de precios.
- (638) GAS NATURAL señala, en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, que la creación del *pool* eliminó la integración vertical como barrera a la entrada para la operación en el mercado de generación, prueba de lo cual es la existencia de un gran número de operadores en este mercado.
- (639) Sin embargo, esta consideración no obvia que los agentes verticalmente integrados en generación y suministro no soportan el riesgo de variaciones de precios que sí soportan los restantes agentes.

(640) El desarrollo de la contratación a plazo, que GAS NATURAL invoca como causa de desaparición de este tipo de barreras, puede actuar como cobertura del riesgo de las fluctuaciones de precios, pero, en todo caso, el nuevo entrante se ve obligado a contratar una cobertura de la que el operador ya instalado dispone de manera natural.

#### *8.3.2.5. Integración vertical distribución-suministro y otras barreras en el suministro*

(641) Respecto a las barreras asociadas a la integración vertical entre distribución y comercialización, se estima que se reducirán sensiblemente por la desaparición del suministro a tarifa desempeñado por las distribuidoras a partir de 2009 y por la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador, que va a buscar reducir los costes de cambio y captación de clientes por parte de las comercializadoras.

(642) En todo caso, la Oficina de Cambios de Suministrador todavía no está plenamente operativa y existen determinados elementos que pueden dificultar la entrada y la expansión de los operadores a los mercados de suministro minorista:

- El elevado grado de fidelización de los consumidores (especialmente los pequeños) a su suministrador histórico, que coincide con su distribuidor.
- El grado de reconocimiento de marca de los operadores tradicionales.
- El tamaño y la capilaridad de la red comercial de los operadores principales.
- El escaso beneficio que para los consumidores más pequeños supone el cambio de suministrador, en relación a los costes de cambio (comparación y búsqueda de ofertas, incertidumbre, coste monetario de los nuevos contratos).

#### *8.3.2.6. Déficit de tarifa.*

(643) Finalmente, los operadores consultados en el *test* de mercado han puesto de manifiesto que la existencia de una tarifa no aditiva no permite a los suministradores competir en el mercado libre, puesto que su nivel actual está por debajo del coste de suministro de la energía (coste de adquisición más peajes) más el margen de comercialización.

(644) No obstante, la desaparición del suministro a tarifa realizado por los distribuidores hará desaparecer esta barrera, previsiblemente, si bien este cambio todavía no se ha implementado.

## **9. EFICIENCIAS**

(645) La notificante alega que la operación de concentración notificada da lugar a diversas eficiencias por el lado de los costes y de la demanda.

(646) Así, según la notificante, por el lado de los costes se ahorrarían en un periodo de dos años costes corporativos ([...] millones de euros anuales), operativos (marketing, plataformas informáticas, etc.; por un valor de [...] millones anuales) y

costes de aprovisionamiento de gas (no cuantificados), como consecuencia del mayor poder negociador frente a productores de gas.

(647) Por el lado de la demanda, la notificante estima que la entidad resultante podrá competir de forma más efectiva con Endesa e Iberdrola en el sector eléctrico, y podrá hacer ofertas duales de gas y electricidad más ajustadas a las necesidades de los clientes. En ninguno de estos casos se cuantifica el efecto de estas eficiencias.

(648) Por su parte, la CNE ha realizado observaciones en relación con estas eficiencias, descartando que el mayor poder de la demanda de la entidad resultante en el aprovisionamiento de gas vaya a ser significativo (dado su pequeño tamaño relativo dentro de la Cuenca Atlántica, del [0-10]%), y señalando que no hay ninguna garantía que éstas vayan a trasladarse a los consumidores, pues las eficiencias se refieren a costes fijos y pueden no existir presiones competitivas suficientes sobre la entidad resultante en algunos mercados de la cadena de gas. Además, con carácter general, la CNE señala en su informe que las eficiencias y ahorros de costes que la notificante prevé obtener de la operación no parecen de fácil traslado a los consumidores finales dados los marcos regulatorios y de competencia actuales.

## **10. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN SIN COMPROMISOS**

(649) La operación de concentración notificada consiste en la adquisición por GAS NATURAL del control exclusivo de UNIÓN FENOSA.

(650) Los mercados relevantes de dicha operación se sitúan en el sector del gas y de la electricidad, y abarcan toda la cadena de valor de ambos sectores.

(651) En el Pliego de concreción de hechos, esta Dirección de Investigación identificó una serie de posibles riesgos de obstaculización de la competencia efectiva como resultado de la operación. Una vez recibidas y valoradas las alegaciones al mismo, a continuación se recogen de forma pormenorizada los problemas para la competencia efectiva detectados por esta Dirección de Investigación. No obstante, con carácter previo, se va a tener en cuenta la posición inicial de GAS NATURAL en los mercados considerados.

(652) En el **sector del gas**, en los últimos años, se ha producido un incremento muy relevante de la capacidad de regasificación de gas en España, que permite introducir en el sistema español GNL de cualquier parte del mundo. Asimismo, se han introducido medidas regulatorias dirigidas a facilitar la competencia en los mercados de suministro, desligando las redes de distribución del suministro de gas a clientes finales y reduciendo paulatinamente el ámbito de cobertura de la tarifa regulada.

(653) A pesar de ello y del significativo crecimiento de la demanda de gas, las cuotas de GAS NATURAL en los distintos mercados de gas sólo se han reducido paulatinamente, esta caída no ha supuesto una reducción de las cantidades de

gas que GAS NATURAL suministra en España, y el peso de los terceros competidores en el sistema español sigue siendo relativamente reducido, especialmente en el caso de los grandes proveedores de gas a nivel mundial (Shell, BP, GDF-Suez, Sonatrach, etc.), los cuales si bien disponen de elevadas cantidades de gas aprovisionado en el mundo, apenas han crecido en el mercado español, entre otras razones, por carecer de suficientes economías de escala en los mercados aguas abajo de suministro a clientes finales en España.

(654) En efecto, GAS NATURAL dispone en la actualidad de un poder de mercado significativo en el sector del gas, que se deriva fundamentalmente de:

- Su elevado peso en el aprovisionamiento de gas hacia España, que va más allá del gas que esta entidad introduce formalmente en España, como consecuencia de sus vínculos societarios con Repsol y los contratos de suministro de gas en frontera con [...]. Asimismo, a diferencia de otros competidores con carteras de contratos de aprovisionamiento de gas de GNL a largo plazo, GAS NATURAL destina efectivamente una proporción significativa de los mismos a España.
- Sus elevadas cuotas en los distintos mercados de suministro a clientes finales (ciclos combinados, clientes industriales y clientes domésticos).
- Su significativa integración vertical entre aprovisionamiento de gas a España, suministro de gas a clientes finales, redes de distribución de gas y generación de electricidad, que le otorgan economías de escala, sinergias positivas, flexibilidad y acceso privilegiado a los clientes. Todo ello le ha permitido minimizar costes y los efectos de la volatilidad de la demanda de gas sin necesidad de depender de sus competidores.
- Sus vínculos estructurales y comerciales con sus principales competidores, que en muchos casos demuestran la dependencia de éstos respecto a GAS NATURAL y pueden servir como una potencial vía de represalia, lo que puede limitar los incentivos de estas entidades a competir agresivamente con la entidad resultante en los mercados de gas.

(655) En lo que respecta al **sector eléctrico**, GAS NATURAL es el agente cuya entrada en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica ha sido más exitosa y sostenible en los últimos años, en gran parte gracias a su disponibilidad de gas natural como combustible para los ciclos combinados y al hecho de tener un esquema de incentivos diferente al de los incumbentes. Asimismo, esto le ha permitido competir en los mercados de suministro de electricidad, si bien en los últimos años el déficit de tarifa, que dificulta la capacidad de los comercializadores a precio libre para competir con la tarifa regulada a la hora de captar clientes, ha erosionado la capacidad competitiva de GAS NATURAL.

### **10.1. Reforzamiento del poder de mercado de la entidad resultante en los mercados de gas**

(656) En el **mercado de exploración y producción de gas**, la cuota conjunta a nivel del EEE es inferior al 1%, si bien la entidad resultante pasa a disponer del 100%

de la producción de gas en España. El principal efecto del reforzamiento de GAS NATURAL en este mercado deriva de su integración vertical y su capacidad de flexibilidad a la hora de gestionar los volúmenes de gas que aprovisiona a España, si bien se trata de un refuerzo marginal dada la escasa cuantía del gas producido en España (muy inferior al 1% del gas consumido).

- (657) Por lo tanto, esta Dirección de Investigación no estima que la concentración pueda tener efectos significativos sobre la competencia efectiva en el mercado de exploración y producción de gas.
- (658) En el **mercado de aprovisionamiento de gas a España**, GAS NATURAL ve reforzada su posición como primer proveedor de gas de España, pues en 2007 GAS NATURAL introdujo formalmente el [50-60]% (60-70% si se tienen en cuenta las cantidades que GAS NATURAL entrega en frontera a terceros operadores y del gas que Repsol trae a España para el ciclo combinado de BBE) y UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, el [10-20]% del gas consumido en el sistema español.
- (659) La desaparición de UNIÓN FENOSA como competidor independiente resulta especialmente relevante puesto que se trata de un competidor significativo dadas sus características. En particular, UNIÓN FENOSA se beneficia de una integración vertical significativa, de su alianza con ENI y de su independencia total de GAS NATURAL a la hora de aprovisionarse de gas.
- (660) Por ello, el análisis de los efectos de la concentración no debe centrarse tanto en el cálculo de las cuotas de los distintos operadores en este mercado, sino en el estudio de cómo la estructura de la oferta de este mercado de aprovisionamiento condiciona la competencia en los mercados de suministro. Para ello, es necesario estudiar la escala mínima eficiente de los distintos operadores a la hora de traer efectivamente gas a España, y la capacidad de los mismos para poder incrementar el aprovisionamiento en los próximos años.
- (661) A este respecto, resulta evidente que GAS NATURAL, el principal operador de gas en España, refuerza su posición en este mercado al incrementar su base de clientes.
- (662) No obstante, el reforzamiento de GAS NATURAL a costa de un competidor significativo se produce en un momento cercano al escenario de mayor competencia que se espera con la entrada en funcionamiento de Medgaz en 2009 y que incrementará en 8 bcm el gas que puede entrar en España de forma directa, a través de sus accionistas: Sonatrach, Cepsa, Iberdrola, Endesa y GDF-Suez.
- (663) Dicho gasoducto tendrá un claro efecto procompetitivo, si bien debe tenerse en cuenta que no necesariamente todo el gas se destinará a España (de hecho parte del gas correspondiente a Sonatrach estará destinado a suministrar a ciclos de EDP/Hidrocantábrico en Portugal) y que GAS NATURAL dispone adicionalmente de capacidad de aprovisionamiento a largo plazo que podría dirigirse a España en un futuro.

- (664) Asimismo, para valorar los efectos de la operación de concentración en este mercado, es preciso tener en cuenta que existe una tendencia a la autonomía respecto a GAS NATURAL de los distintos operadores de gas que suministran a consumidores en España.
- (665) Esto ha sido posible gracias a la disponibilidad de capacidad de acceso de gas a España, especialmente de GNL a través de plantas de regasificación, y al incremento de la oferta de GNL a nivel mundial. En este sentido, aunque las barreras a la entrada para adquirir contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo persisten, éstas no derivan tanto del hecho de que GAS NATURAL haya copado toda la oferta disponible de GNL que puede ser destinado a España, sino de la importancia que tiene la integración vertical con el suministro y la disponibilidad de una escala mínima eficiente, que además, como se ha visto anteriormente, crecen a saltos.
- (666) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación estima que de la operación de concentración se derivan riesgos de obstaculización de la competencia efectiva en el mercado de aprovisionamiento de gas a España.
- (667) En el **mercado mayorista secundario de gas**, que funciona como herramienta de flexibilidad en el aprovisionamiento de GNL, GAS NATURAL pasa a ser el principal oferente de flexibilidad a través de los intercambios de gas en España, con una cuota del 30% (adición de 15 puntos) del gas intercambiado a través de la plataforma MS-ATR en el periodo enero-agosto de 2008.
- (668) UNIÓN FENOSA, que opera a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, juega actualmente un papel significativo como oferente de flexibilidad, por su presencia significativa en las regasificadoras de Sagunto, Mugaros y Cartagena y por contar con un número importante de ciclos combinados propios, que le incentivan a ofrecer y demandar flexibilidad maximizando sus beneficios. De hecho, UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, tiene una presencia en los intercambios de gas en el mercado secundario proporcionalmente mayor a su peso en los mercados de suministro a clientes finales, y tiene incentivos a seguir proporcionando dicha flexibilidad a sus competidores para poder seguir creciendo.
- (669) El papel que juega UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, en el mercado de flexibilidad en España difícilmente será sustituido por otros operadores, que además seguirán teniendo vínculos de aprovisionamiento con GAS NATURAL (Endesa, Iberdrola, Hidrocarburo), lo que dificultará su capacidad de ofrecer más flexibilidad de forma autónoma.
- (670) En particular, la entidad resultante tendrá menores necesidades e incentivos a ofertar flexibilidad, gracias a su mayor capacidad de almacenamiento, sus mayores economías de escala en el conjunto de regasificadoras del sistema español, y a la internalización de los intercambios que venía realizando hasta la fecha con UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, que representaban en 2007 un [20-30]% de los intercambios de GAS NATURAL.

- (671) Por otra parte, hay que tener en cuenta las principales contrapartes de Unión Fenosa Gas Comercializadora en este mercado secundario son Endesa, Iberdrola, y Cepsa, cuyas necesidades de flexibilidad pueden verse reducidas como consecuencia de la puesta en marcha de Medgaz, que utilizarán como nueva fuente de aprovisionamiento de flujo continuo.
- (672) Asimismo, algunos operadores como Endesa han apuntado en el marco del *test* de mercado que, con independencia de la concentración, el principal problema del mercado secundario de gas en España deriva de la falta de capacidad de almacenamiento subterráneo en el sistema gasístico español, que impide disponer de suficiente flexibilidad en el aprovisionamiento de gas en España, y de las penalizaciones regulatorias por almacenamiento excesivo en las regasificadoras. Todo ello ha llevado al desarrollo de los intercambios de gas entre los operadores que introducen gas por una misma regasificadora, a fin de disponer de esta flexibilidad sin incurrir en esas penalizaciones. El hecho de que el nivel de almacenamiento excesivo se determine regasificadora por regasificadora dificulta a los pequeños operadores obtener las suficientes economías de escala que permitan minimizar sus necesidades de flexibilidad y, por lo tanto, incrementa su dependencia respecto a los intercambios de gas.
- (673) Lo anterior evidencia el margen de mejora del funcionamiento del mercado secundario de gas en España, que dependería, en particular, de la adopción de medidas regulatorias encaminadas a facilitar los intercambios de gas, con carácter independiente a la presente operación de concentración.
- (674) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación estima que la operación de concentración puede agravar los problemas preexistentes de falta de flexibilidad en el sistema gasístico español.
- (675) Por lo que respecta al **mercado de infraestructuras de importación y transporte**, y sin perjuicio de lo señalado para la capacidad reservada, el refuerzo de la entidad resultante en lo que respecta a la titularidad de infraestructuras de importación y transporte y almacenamiento es de carácter marginal. En el primer caso, GAS NATURAL ya estaba presente en las regasificadoras en las que participa UNIÓN FENOSA, a través de Unión Fenosa Gas, y en el segundo, el acceso está regulado y es operado por Enagás, limitándose la capacidad de actuación de GAS NATURAL.
- (676) Por el contrario, el refuerzo de la entidad resultante en el mercado de infraestructuras y transporte sí resulta relevante a la hora de analizar el valor estratégico del vínculo entre GAS NATURAL y Enagás. Conviene resaltar que históricamente Enagás era una filial al 100% de GAS NATURAL, cuya presencia se ha reducido como consecuencia de las medidas regulatorias que han ido limitando la presencia de operadores gasísticos en el gestor técnico del sistema. En la actualidad, GAS NATURAL mantiene una participación del 5% en el capital social de Enagás, estando sus derechos políticos limitados legalmente al 1%, y dispone de un miembro de su consejo de administración (sobre un total de 16). Aunque la operación de concentración no refuerza la presencia de GAS

NATURAL en Enagás, esta participación podría cuestionar el proceso de creciente independencia del operador del sistema dada la presencia reforzada de GAS NATURAL en infraestructuras y almacenamientos que se deriva de la operación.

- (677) En los **mercados de redes de distribución de gas**, GAS NATURAL, principal operador con cuasi-monopolios en muchas provincias, pasa a convertirse en el único operador de redes de distribución en las provincias de Madrid, La Coruña, Ciudad Real y Sevilla como resultado de la operación, si bien con adiciones reducidas. Esto puede reducir la competencia efectiva en la actividad de tendido de nuevas redes de distribución de gas, especialmente en dichas provincias, dada la preferencia legal por la concesión de nuevas redes al operador de distribución de gas más cercano.
- (678) Adicionalmente, la elevada presencia de la entidad resultante en los mercados de distribución de gas tiene un efecto significativo sobre la competencia en los mercados de suministro de gas, especialmente a clientes residenciales y PYMES, donde además el mallado de la red resulta escaso en España, como han puesto de manifiesto algunos operadores en sus contestaciones al *test* de mercado.
- (679) Por último, en relación al **suministro de gas a clientes finales**, la entidad resultante refuerza su posición como primer suministrador en España, con una cuota del [60-70]% en volumen de gas suministrado en 2007 (adición de [10-20] puntos) y del [70-80]% en número de clientes en 2007 (adición de [0-10] puntos), compensando parte de la cuota de mercado perdida en los últimos años.
- (680) En lo que respecta al **mercado de suministro minorista de gas a centrales de ciclo combinado**, la entidad resultante será el principal operador de este mercado como oferente (cuota de [70-80]% de energía suministrada en 2007) y demandante (dispone del [30-40]% de la potencia instalada de ciclos en 2008), lo que fortalecerá su posición competitiva en el resto de mercados de suministro y reducirá sus necesidades de flexibilidad.
- (681) Por otra parte, como señala Endesa en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, la integración vertical entre suministro de gas a centrales de ciclo combinado y generación de electricidad se verá especialmente reforzada como consecuencia de la concentración notificada.
- (682) Sin embargo, la operación no tiene un efecto directo en el mercado, puesto que UNIÓN FENOSA se autosumministra y no suministra a ciclos combinados de terceros, por lo que no se incrementará la dependencia de terceros operadores respecto a la entidad resultante.
- (683) Asimismo, la tendencia al autosuministro de los operadores revela un significativo poder de negociación de la demanda, que se verá reforzado por la mayor disponibilidad de aprovisionamientos de gas a largo plazo. En particular, Endesa, Iberdrola, Cepsa y GdF-Suez incrementarán su grado de autoabastecimiento por la entrada en funcionamiento de Medgaz.



- (684) Además, los contratos de GAS NATURAL de suministro de gas a centrales de ciclo combinado de terceros tienen unas condiciones de precios y de entrega de gas muy tasadas, que no pueden ser modificadas unilateralmente. Esto implica que no es previsible que GAS NATURAL pueda utilizar estos vínculos de suministro de gas a centrales de ciclo combinado de terceros para aumentar de forma sostenida los costes de su competidor y así debilitar unilateralmente la capacidad competitiva de éste en el mercado de generación de electricidad.
- (685) Por otra parte, se prevé una mayor oferta en el mercado derivada de la entrada de nuevos operadores, como Sonatrach, que se verá reforzada por el exceso de oferta de gas existente en el mercado.
- (686) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación estima que existen elementos en el mercado que permiten atenuar el reforzamiento de la entidad resultante en este mercado.
- (687) En cuanto al **mercado de suministro de gas a grandes clientes**, GAS NATURAL pasa a suministrar el [50-60]% de la energía de este mercado (con una adición de [0-10] puntos) y al [60-70]% de los clientes (con una adición de [0-10] puntos).
- (688) La desaparición de un operador verticalmente integrado y de una cierta entidad como UNIÓN FENOSA, que opera a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, supone la pérdida de una presión competitiva significativa, lo que puede ser especialmente relevante para ciertos segmentos de clientes.
- (689) GAS NATURAL argumenta en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos que existe un número significativo de competidores, si bien con cuotas significativamente más reducidas que la de la entidad resultante, y que la tendencia de GAS NATURAL es a caer en este mercado, tanto en términos de energía suministrada como de cuota de mercado. Asimismo, GAS NATURAL recuerda que un [...] % de sus ventas en este mercado son cautivas, en la medida en que se dirigen a las refinerías de Repsol.
- (690) En este caso, la operación supone la desaparición de UNIÓN FENOSA, que opera a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, como competidor independiente en un mercado más dinámico y con una mayor tendencia a la competencia efectiva, que además se verá facilitada por la puesta en funcionamiento de Medgaz, y al que además pueden acceder con más facilidad los operadores ya presentes en el suministro de gas a ciclos combinados.
- (691) Por otra parte, no se puede aceptar el argumento de las alegaciones de Endesa al Pliego de concreción de hechos de que GAS NATURAL es un operador pivotal con plena independencia para fijar los precios del gas en este mercado. En particular, a diferencia del *pool* eléctrico, el mercado de suministro de gas a grandes clientes no es un mercado organizado ni transparente, y en el no se aplica el mismo precio marginal a todos los clientes. Por eso, resulta totalmente erróneo hablar de pivotalidad en este mercado.

- (692) Tampoco es cierto que GAS NATURAL pueda incrementar sin problemas los precios de este mercado retirando capacidad ofertada, pues corre el riesgo de que la capacidad demandada sea cubierta por otros operadores, y puede tener incentivos a no desviar gas de forma sostenida a los mercados *spot* internacionales, dada la volatilidad y la falta de liquidez de estos mercados.
- (693) Por estos motivos, tampoco es previsible una actuación estratégica en el suministro de gas a grandes clientes y en generación de electricidad que vaya a producir el incremento de precios en ambos mercados que Endesa defiende en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos.
- (694) En particular, el gas suministrado a ciclos combinados es relativamente sustitutivo del gas suministrado a grandes clientes, de modo que una eventual retirada de gas en los ciclos combinados, dirigida a subir el precio del *pool* eléctrico, aumentaría la oferta disponible de gas para grandes clientes, lo que en principio impulsará los precios a la baja en este mercado, y no al alza, como defiende Endesa. Adicionalmente, dada la poca liquidez y la volatilidad de los mercados *spot* internacionales, los mismos no son una vía fiable para retirar de forma sostenida gas del sistema español.
- (695) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación estima que existen elementos en el mercado que permiten atenuar el reforzamiento de la entidad resultante en este mercado.
- (696) En lo que se refiere al **mercado de suministro de gas a pequeños clientes**, la entidad resultante pasa a suministrar en 2007 el [70-80]% de la energía de este mercado (con una adición de [0-10] puntos) y al [70-80]% de los clientes (con una adición de [0-10] puntos). El mayor peso de UNIÓN FENOSA, que opera a través de su filial al 100% Unión Fenosa Comercial, en términos de energía que en clientes indica una estrategia comercial enfocada a los clientes con mayor demanda (PYMES), por lo que el refuerzo de la entidad resultante será especialmente significativo en este mercado.
- (697) El efecto horizontal en este mercado es aún más relevante porque compensa en parte la pérdida de cuota de mercado de GAS NATURAL en los últimos años en un mercado con un escaso número de oferentes (cinco, que pasarían a cuatro) y que presenta elevadas barreras a la entrada.
- (698) De hecho, se trata de un mercado en el que la transición a la tarifa de último recurso no ha sido aprovechada para captar nuevos clientes, con la excepción de Iberdrola, aunque gran parte de los clientes que ha captado eran antiguos clientes suyos del mercado libre. Asimismo, la reducida movilidad de clientes que evidencian los datos de la CNE del tercer trimestre de 2008, validan de nuevo esta afirmación. Adicionalmente, dado que aún no ha entrado en funcionamiento la Oficina de Cambio de Suministrador, se desconoce la efectividad de ésta y cuándo empezará, en su caso, a desplegar su efecto procompetitivo.
- (699) Por otra parte, UNIÓN FENOSA, que cuenta con una presencia significativa en el suministro de electricidad, ha sido declarado por el regulador como

comercializador de último recurso. Por tanto, tras la operación de concentración, el número de comercializadores de último recurso deseado por el regulador, cinco, se reduce a cuatro. Asimismo, desaparece un operador con un potencial de crecimiento significativo en estos mercados, dadas su presencia en la distribución y suministro de electricidad y su integración vertical en el sector del gas.

(700) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación estima que la operación deteriora la competencia efectiva en este mercado.

## **10.2. Reforzamiento de la entidad resultante en los mercados de electricidad**

(701) En el **mercado mayorista de producción de energía eléctrica**, la integración de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA creará un nuevo grupo con capacidad para controlar cerca del 18% de la potencia instalada, y el 22% de la potencia disponible, aproximándose más esta última unidad de medida a la capacidad de operar de la nueva entidad en condiciones normales. Dicho incremento de potencia situará al nuevo grupo al nivel de los operadores dominantes Endesa e Iberdrola, incrementando, por tanto, el grado de concentración en el mercado.

(702) Adicionalmente, la entidad resultante tendrá capacidad para ejercer control sobre más del 28% de la potencia disponible retirable, es decir, aquélla que puede ser utilizada de manera estratégica para alterar los precios en el *pool*. El incremento de tamaño del nuevo grupo y el refuerzo de su potencia retirable le convierten en un agente necesario en las puntas de demanda, adquiriendo en dichos momentos la capacidad de retirar estratégicamente parte de su oferta para elevar los precios del mercado.

(703) El importante crecimiento previsto de la potencia instalada del régimen especial hará al mismo tiempo necesario contar con el resto de tecnologías como cobertura, en particular, ante una evolución adversa de la energía producible eólica ante condiciones climatológicas desfavorables, lo que reforzaría la importancia estratégica de contar con una cuota relevante de tecnologías retirables. En este sentido, la cuota de la entidad resultante en ciclos combinados sin desinversiones alcanzará el 40% en 2008.

(704) Sin embargo, a pesar del refuerzo de la entidad resultante en el mercado de generación, hay una serie de elementos que mitigan los riesgos de efectos unilaterales derivados de la posición que adquiere la nueva entidad.

(705) En primer lugar, no se puede olvidar que, desde el punto de vista de los efectos unilaterales, la nueva entidad mantendrá la tercera posición en el mercado que tenía UNIÓN FENOSA, por detrás de Iberdrola y Endesa.

(706) En segundo lugar, el incremento previsto de potencia instalada para los próximos años junto con el menor crecimiento esperado de la demanda industrial, tenderían, en principio, a reducir la capacidad de la entidad resultante para actuar estratégicamente sobre el *pool* en las puntas de demanda.

(707) En tercer lugar, y a pesar de que los índices RSI muestran que la nueva entidad adquirirá una ligera capacidad de comportamiento independiente, los incentivos

para hacer uso de esta capacidad serían reducidos en la medida en que tendría que retirar un porcentaje elevado de su capacidad total para forzar unilateralmente un incremento de precios.

(708) Por último, las estimaciones realizadas por esta Dirección incluyen activos de generación controlados conjuntamente con terceros sobre los cuales la capacidad de la entidad resultante de imponer sus decisiones unilateralmente resulta limitada.

(709) A la vista de lo anterior, esta Dirección de Investigación considera que no existe un riesgo significativo de que la operación produzca un efecto unilateral en este mercado.

(710) No obstante, la operación de concentración notificada incrementa el riesgo de coordinación entre la nueva entidad, Endesa e Iberdrola en los mercados mayoristas de electricidad (mercado mayorista de producción y mercados de restricciones), ya que se refuerza no sólo la capacidad, sino también los incentivos a la coordinación.

(711) En primer lugar, el incremento de la simetría de las carteras de generación, junto con el mayor grado de concentración del mercado, alinea los incentivos de Endesa, Iberdrola y la nueva entidad, facilitando que desarrollen acciones coordinadas. Así, la capacidad de producción de la nueva entidad (22% de la potencia disponible) se aproxima mucho a las de Iberdrola (26,9%) y Endesa (23,9%), y su cuota de potencia total marginal e inframarginal (casi el 22% de la potencia disponible marginal e inframarginal) se aproxima mucho a la de sus competidores (26,3% de Iberdrola, 23,6% de Endesa).

(712) El nuevo grupo incrementa significativamente respecto a UNIÓN FENOSA y GAS NATURAL por separado su cartera de tecnologías marginales e inframarginales, que se benefician en términos absolutos de cualquier incremento de precios en el *pool* que no venga provocado por un incremento de costes. Asimismo, al acercarse a sus rivales directos en cuanto a cuotas de tecnología marginal e inframarginal, los efectos de una elevación de precios en el *pool* no producirán beneficios tan asimétricos con sus rivales como sucede en la actualidad.

(713) Ahora bien, tal y como señala GAS NATURAL, el acercamiento no es total, habida cuenta de que subsisten diferencias importantes en cuanto a la cartera potencia inframarginal de los tres agentes. Asimismo, cambios en las condiciones meteorológicas y en los precios de las materias primas podrían afectar a los incentivos comunes a la acción coordinada.

(714) En segundo lugar, la simetría de tamaños y de capacidades estratégicas otorga a los tres agentes la capacidad de penalizarse mutuamente por no seguir las estrategias coordinadas, ya que la capacidad individual de comportamiento independiente de estas tres entidades es muy inferior a su capacidad colectiva, y podría desatarse una guerra de precios en el *pool* perjudicial para todas en los momentos en los que ninguna de ellas tiene capacidad de comportamiento independiente.

- (715) En tercer lugar, la nueva entidad coincide bien con ENDESA, con IBERDROLA o con ambas a la vez en la mayoría de los mercados zonales de resolución de restricciones técnicas que son tradicionalmente deficitarios, lo que podría crear un vínculo para la acción coordinada y una capacidad de represalia mutua.
- (716) En este sentido, la operación refuerza el poder de la entidad resultante en el mercado de resolución de restricciones técnicas de la zona Campo de Gibraltar y supone la adquisición de la posición de UNIÓN FENOSA en los mercados de resolución de restricciones técnicas de las zonas Huelva, Levante Norte, Centro y Galicia Norte, donde es frecuente que se produzcan restricciones técnicas cuando los grupos no resultan asignados en el mercado diario o en los procesos anteriores al mercado *spot* (contratación bilateral o a plazo).
- (717) En los momentos de mayor demanda, que coinciden con aquellos en los que la nueva entidad podría tener la capacidad de actuación estratégica descrita, ésta podría retirar centrales ubicadas en las zonas tradicionalmente deficitarias de energía, mediante la elevación de sus ofertas, y verse doblemente beneficiada: incrementaría la retribución de todas sus unidades de oferta casadas en el *pool* al tiempo que podría obtener, para las no casadas, una retribución superior, equivalente al precio de oferta para la resolución de las restricciones. En este sentido, conviene destacar que la entidad adquirente está también presente en otras zonas relevantes de restricciones donde coincide con Endesa e Iberdrola, como ha sido el caso de la zona de Cataluña en 2008.
- (718) Por lo tanto, la coincidencia en zonas de restricciones podría aumentar la probabilidad de que se produzcan efectos coordinados.
- (719) Por otra parte, GAS NATURAL suministra gas destinado a ciclos combinados de Endesa e Iberdrola, por lo que, teóricamente, la entidad resultante podría empeorar las condiciones de suministro o forzar el incremento de los precios de suministro como medida de retorsión.
- (720) Asimismo, el suministro de gas otorga a la nueva entidad cierta capacidad para adelantarse a las estrategias comerciales de sus competidores, habida cuenta de que puede conocer la programación de sus ciclos, desincentivando también comportamientos agresivos de éstos en el *pool* o en los mercados zonales de restricciones al perder la capacidad de sorpresa.
- (721) No obstante, los mecanismos de retorsión derivados de la presencia de GAS NATURAL en suministro de gas a centrales de ciclo combinado se podrían ver mitigados por la mayor tendencia al autosuministro de las centrales de ciclo combinado y la puesta en marcha del gasoducto de Medgaz, que dará nuevas fuentes de aprovisionamiento de gas a España.
- (722) Finalmente, los efectos anteriores vienen reforzados por el hecho de que la operación creará vínculos estructurales entre las tres entidades (Endesa, Iberdrola y la entidad resultante) que facilitarán la acción coordinada, como consecuencia de que la nueva entidad sumará a los vínculos de GAS NATURAL con Endesa e Iberdrola los heredados de UNIÓN FENOSA. Sin embargo, estos

vínculos estructurales se refieren en la mayoría de los casos a capacidad de generación de base que no afecta a la capacidad de coordinación de los tres operadores (nucleares y renovables) o bien son de carácter preexistente a la operación (es el caso de BBE) o de escasa importancia (es el caso de la participación minoritaria de Endesa en la central térmica de Anllares, que no permite a Endesa condicionar la política comercial de esta central).

(723) A la vista de todo lo anterior, esta Dirección de Investigación considera que la operación incrementa la probabilidad de que se produzcan efectos coordinados en los mercados mayoristas de producción de energía eléctrica.

(724) En el **mercado de distribución**, la entidad resultante adquiere las redes de UNIÓN FENOSA, presente en 19 provincias españolas, siendo la adición marginal (inferior al 1%) en la provincia de Salamanca.

(725) En los mercados de **suministro a clientes finales**, la entidad resultante se refuerza marginalmente como tercer operador, con una cuota en 2008 cercana al [10-20]% (energía) y al [10-20]% (clientes).

(726) Así, el principal efecto de la operación en estos mercados es la pérdida de GAS NATURAL como competidor independiente ya que, a diferencia de otros comercializadores de electricidad sin red de distribución propia, GAS NATURAL tiene un grado de implantación comercial fuerte en todas las provincias españolas, merced a su presencia en los mercados conexos del gas natural.

(727) No obstante, la pérdida de GAS NATURAL como competidor en estos mercados queda en parte mitigada por el hecho de que la nueva entidad seguirá teniendo incentivos al crecimiento en suministro minorista, al seguir teniendo una cuota mayor en generación que en suministro minorista.

### 10.3. Efectos del solapamiento de redes de gas y electricidad

(728) Como resultando de la operación, se refuerza la presencia simultánea de la entidad resultante en las redes de gas y electricidad.

(729) Concretamente, en las provincias en las que UNIÓN FENOSA es distribuidor y suministrador de electricidad a clientes residenciales y PYMES, GAS NATURAL controla más del 90% de los puntos de distribución de gas natural, (salvo en Badajoz, donde tiene una presencia marginal), lo que convierte a UNIÓN FENOSA en un competidor potencial particularmente relevante, habida cuenta de que ya cuenta con una red comercial establecida en dichas zonas.

(730) Como consecuencia del solapamiento de redes de gas y electricidad, se elimina a un competidor especialmente significativo en el suministro de gas a clientes residenciales y PYMES en las provincias donde UNIÓN FENOSA distribuye electricidad, salvo en Badajoz. Esto se produce no sólo por la imagen marca de los operadores, sino por el acceso directo que tiene UNIÓN FENOSA, a través de la distribución y suministro a tarifa de electricidad, a los clientes de GAS NATURAL de gas. Todo ello en un contexto en el que los costes de cambio de suministrador en este mercado son muy significativos, como revela la correlación

existente entre las redes de distribución de gas de GAS NATURAL y sus cuotas de mercado y como ha demostrado la experiencia de la implementación de la tarifa de último recurso, que ha posibilitado un trasvase muy reducido de clientes entre operadores.

- (731) A diferencia de lo que señala GAS NATURAL en sus alegaciones al Pliego de concreción de hechos, aunque el mercado de suministro de gas a pequeños clientes sea nacional, la operación puede suponer una mayor pérdida de presión competitiva en aquellas provincias donde se produce el solapamiento.
- (732) Asimismo, el que exista una tarifa de último recurso no significa que el mercado sea competitivo o tienda a la competencia efectiva, dado que sólo fija un techo a los precios, que no necesariamente corresponde con el nivel competitivo de los mismos.
- (733) En definitiva, esta Dirección de Investigación considera que la operación de concentración produce un riesgo para el mantenimiento de la competencia efectiva en los mercados de suministro minorista de gas y electricidad a clientes domésticos y PYMES.

#### **10.4. Creación y reforzamiento de vínculos con competidores**

- (734) Además de los efectos horizontales y verticales señalados en los distintos mercados de gas, GAS NATURAL adquirirá o reforzará los vínculos estructurales o contractuales con casi todos los operadores que importan gas en España, siendo especialmente relevantes los nuevos vínculos creados con ENI, uno de los principales operadores mayoristas de gas a nivel europeo, y con Cepsa, el operador de gas en España que junto con UNIÓN FENOSA menos vínculos estructurales o comerciales tenía respecto a GAS NATURAL.
- (735) En lo que respecta a ENI, con carácter previo a la operación, esta sociedad operaba en España conjuntamente con UNIÓN FENOSA a través de Unión Fenosa Gas. Consistentemente con ello, el acuerdo de socios de Unión Fenosa Gas de 14 de marzo de 2003 incluía un pacto de no competencia de ambos socios con la empresa en participación en los mercados de suministro de gas.
- (736) Como consecuencia de la concentración, GAS NATURAL elimina a UNIÓN FENOSA, y por tanto a Unión Fenosa Gas, como competidor independiente, y al mismo tiempo, gracias al pacto de no competencia, *de facto* neutraliza a ENI como competidor en los mercados de suministro en España.
- (737) En lo que respecta a los vínculos con Cepsa, derivados de la participación de UNIÓN FENOSA del 5% en su capital social, su presencia en el Consejo de Administración de Cepsa, y del control conjunto que ejercen en el ciclo combinado NGS y en la distribuidora Gas Directo, éstos pueden, por una parte, facilitar la alineación de intereses entre GAS NATURAL y Cepsa en el sector del gas, y, por otra, generar una situación de dependencia de Cepsa respecto a GAS NATURAL.
- (738) Estos vínculos con Cepsa, y el hecho de que NGS se encuentre en los terrenos de la refinería de Cepsa en Campo de Gibraltar y le surta de vapor de agua para

su funcionamiento, pueden tener efectos sobre los mercados petrolíferos, dada la posición que tiene REPSOL, matriz de GAS NATURAL, en los mismos.

(739) En todo caso, hay que tener presente la suspensión de derechos políticos prevista en el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia<sup>99</sup>, pues en la medida en que Repsol y Cepsa han sido declarados por la CNE operadores dominantes en los sectores del petróleo y los carburantes en España, esta norma conllevará la limitación de los derechos políticos de la participación de UNIÓN FENOSA en Cepsa al 3% y la eliminación de su representante en el Consejo de Administración de Cepsa.

(740) Asimismo, también conviene recordar que la presencia de Cepsa en los mercados de suministro es más limitada de lo que muestra su cuota de mercado en términos de energía, en la medida en que una parte importante de la misma se destina al autoconsumo de Cepsa en sus refinerías.

### 10.5. Otras cuestiones

(741) La operación implicará que la nueva entidad supere el 5% de participación en OMEL y el 20% de participación en la Oficina de Cambios de Suministrador, como consecuencia de la adición de las participaciones de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA.

(742) No obstante, conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, ningún operador puede superar, directa o indirectamente, una participación del 5% en OMEL y del 20% en la Oficina de Cambios de Suministrador.

(743) En todo caso, la notificante ha señalado que su intención es enajenar parte de sus participaciones en estas entidades para cumplir con los límites legales.

### 10.6. Valoración de eficiencias

(744) El artículo 10.1 de la Ley 15/2007 establece que a la hora de adoptar una decisión respecto a una operación de concentración, se tendrán en cuenta *“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.”*

(745) La notificante ha alegado y cuantificado que la operación de concentración dará lugar a determinadas eficiencias por el lado de los costes y de la demanda. Sin embargo, en línea con lo señalado por la CNE, esta Dirección de Investigación considera que, en aplicación de los criterios expuestos por el Tribunal de Defensa

---

<sup>99</sup> El artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000 limita los derechos políticos de las participaciones en dos o más operadores principales en un mismo sector, al fijar de un techo de 3% de derechos de voto en las participaciones en el segundo operador principal. Este límite se aplicaría a la participación de UNIÓN FENOSA en Cepsa tras la operación de concentración notificada.



de la Competencia en su Informe C-94/05 GAS NATURAL/ENDESA, las eficiencias alegadas no son significativas pues:

- Las eficiencias de costes cuantificadas son escasas en relación con los ingresos totales de GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en los sectores de gas y electricidad (menos del 1%) y se refieren a ahorros de costes fijos que se obtienen por una sola vez.
- Las eficiencias de costes derivadas del mayor poder de negociación de la entidad resultante como demandante en el mercado de producción de gas, que no han sido cuantificadas por la notificante, no deberían ser significativas, en la medida en que el aumento de tamaño es reducido en comparación con el tamaño del mercado.
- Las eficiencias de demanda no parecen derivar de la operación de concentración, pues tanto GAS NATURAL como UNIÓN FENOSA tienen la capacidad y han hecho en el pasado ofertas duales de gas y electricidad.
- Dada la estructura competitiva y regulatoria de los mercados afectados, existen serias dudas de que las posibles eficiencias pudieran trasladarse a los consumidores finales.

(746) En conclusión, en el marco del presente expediente, no es posible considerar que las eficiencias alegadas por la notificante vayan a ser lo suficientemente significativas como para compensar los posibles efectos negativos que puedan derivarse de la operación de concentración notificada.

### **10.7. Conclusión**

(747) Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, y en concreto la estructura de mercado resultante y las barreras a la entrada existentes, esta Dirección de Investigación estima que la operación de concentración notificada, sin la aplicación de compromisos o condiciones, genera riesgos para el mantenimiento de la competencia efectiva en alguno de los mercados considerados, especialmente en los de aprovisionamiento de gas a España, mayoristas de electricidad y suministro minorista de gas y electricidad.

## **11. VERSIÓN FINAL DE COMPROMISOS PRESENTADOS**

(748) A la luz de los resultados del *test* de mercado, con fecha 10 de febrero de 2009 GAS NATURAL ha presentado una nueva propuesta de compromisos modificada, en la que se compromete a:

- Desinvertir redes de distribución de gas natural con 600.000 puntos de distribución.
- Desinvertir una cartera de 600.000 clientes (residenciales y PYMES) de gas natural ligada a las redes de distribución desinvertidas.

- Desinvertir centrales de ciclo combinado por un total de 2.000 MW de potencia de generación de electricidad en funcionamiento.
- Desinvertir su participación del 5% en el capital social de Enagás y salir de su Consejo de Administración en el plazo de un mes.
- [...] de ENI con Unión Fenosa Gas en España.
- Mantener [...] entre GAS NATURAL y Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A., [...].
- Salir del Consejo de Administración de Cepsa en el plazo de un mes y no acceder a la información comercial sensible de esta empresa mientras REPSOL ostente el control conjunto sobre GAS NATURAL.

## **12. VALORACIÓN DE LOS COMPROMISOS**

### **12.1. Consideraciones generales sobre el control de concentraciones**

(749) Con carácter previo al análisis de la suficiencia o no de los compromisos presentados por GAS NATURAL con fecha 10 de febrero de 2009 para resolver los obstáculos para la competencia efectiva planteados por la operación de concentración notificada, es necesario hacer determinadas consideraciones generales sobre los objetivos del control de concentraciones.

(750) De acuerdo con el artículo 10 de la LDC, 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.

(751) Para ello, los posibles obstáculos para la competencia derivados de la concentración se recogen en un Pliego de concreción de hechos elaborado por la Dirección de Investigación, que es notificado a los interesados en virtud del artículo 58.2 de la LDC. Una vez recibidas las alegaciones y realizado el análisis sobre los posibles efectos de la operación en los mercados, la Dirección de Investigación está en condiciones de valorar el riesgo que los posibles problemas de competencia derivados de la operación.

(752) Ahora bien, de conformidad con el artículo 59 de la LDC, cuando de una concentración puedan derivarse obstáculos para el mantenimiento de la competencia efectiva, las partes notificantes, por propia iniciativa o a instancia de la Comisión Nacional de la Competencia, pueden proponer compromisos para resolverlos.

(753) La LDC atribuye a la Dirección de Investigación la competencia para valorar estos remedios y al Consejo la competencia para resolver sobre los mismos, preservando la posibilidad de que la CNC establezca condiciones si se considera que los compromisos presentados no son adecuados para resolver los problemas de competencia detectados.

- (754) Este modelo permite conjugar la salvaguarda de las condiciones de competencia en el mercado con el máximo respeto a los principios de proporcionalidad y mínima intervención por parte de la autoridad a la hora de condicionar las operaciones de concentración.
- (755) En relación con la proporcionalidad, es importante recordar que el control de concentraciones tiene por objeto evitar los efectos restrictivos que puedan derivarse de la operación concreta. Así, los posibles remedios no deberían ir más allá, dado que su objetivo no es redefinir la estructura de las empresas o de los mercados con el fin de resolver problemas de competencia preexistentes o ajenos a la operación.
- (756) Con carácter general resulta preferible que la CNC opte por los compromisos ofrecidos, siempre que sean adecuados, frente a la posibilidad legal de imponer condiciones, porque al haber sido ofrecidos de manera voluntaria, se facilita la ejecución y vigilancia de los mismos.
- (757) Por último, el control de concentraciones no puede sustraerse a la consideración de las circunstancias y características de los mercados en que se produce la operación correspondiente<sup>100</sup>. El contexto económico y regulatorio en el que se produce la concentración debe ser descrito y analizado a lo largo del procedimiento y no puede ser obviado a la hora de adoptar la resolución final.

## **12.2. Consideraciones previas sobre los compromisos presentados**

- (758) La presente operación se caracteriza por una multiplicidad de mercados afectados, que a su vez están vertical y horizontalmente relacionados. A la vista de los potenciales riesgos para la competencia efectiva identificados en el Pliego de concreción de hechos, GAS NATURAL ha presentado una serie de compromisos para resolverlos.
- (759) A la hora de hacer un análisis de la adecuación de los compromisos presentados por GAS NATURAL, es necesario tener presente que los compromisos forman un conjunto que debe ser evaluado unitariamente, teniendo en cuenta para cada compromiso individual los efectos simultáneos que puede tener en los mercados analizados para mitigar uno o más de los potenciales riesgos para la competencia efectiva detectados.
- (760) Así, con carácter previo al análisis y valoración pormenorizada de cada uno de los compromisos presentados y sus efectos en los diferentes mercados de gas y electricidad, conviene hacer algunas precisiones sobre el conjunto de compromisos ofrecidos por GAS NATURAL.
- (761) En primer lugar, dado que como consecuencia de la operación desaparece UNIÓN FENOSA como competidor verticalmente integrado, los remedios deben ir encaminados a favorecer la creación o consolidación de otros operadores con

<sup>100</sup> Ver Sentencias del Tribunal Supremo de 7 de noviembre de 2005 dictadas en los asuntos 32, 33, 37, 64 y 65/2003, mediante las que se desestimaron los correspondientes recursos contra los Acuerdos de Consejo de Ministros de 29 de noviembre de 2002 correspondientes a la concentración Sogecable-Vía Digital.

capacidad de introducir gas de manera independiente de GAS NATURAL en el sistema español y de comercializarlo en los distintos mercados minoristas en competencia con la entidad resultante y el resto de operadores. Se trata por tanto de identificar desinversiones que favorezcan la entrada de operadores capaces de competir con los operadores existentes o el reforzamiento de los ya presentes, de manera que se contrarreste la desaparición de un competidor efectivo como era UNIÓN FENOSA y se contribuya a que el adquirente soslaye las barreras de entrada al mercado que, en ausencia de desinversiones, dificultarían su entrada.

(762) Tal y como se ha señalado reiteradamente en el Pliego de concreción de hechos, es posible contratar gas con múltiples fuentes de aprovisionamiento e introducirlo en el sistema español. Sin embargo, para ello, los operadores deben contar con cierta escala en términos de clientes que incentive la negociación de aprovisionamientos de gas estables y a largo plazo.

(763) La imposición de condiciones que obliguen a la entidad resultante a subastar o ceder parte de su gas no favorece este objetivo, en la medida en que resulta difícil asegurar que las compras del gas subastado vayan a tener un efecto directo en la competencia en los mercados minoristas en España, que son los que se ven afectados por la concentración, y tampoco se cumpliría el objetivo de fomentar la aparición de proveedores independientes de la entidad resultante.

(764) Por ello, esta Dirección de Investigación entiende que es preferible optar por la cesión de activos y clientes que permitan al comprador contar con una escala suficiente que le facilite la negociación de aprovisionamientos de gas estables a España a largo plazo con terceros. Con ello, se favorecerá la competencia en el aprovisionamiento y la flexibilidad del sistema.

(765) Este enfoque resulta, además, coherente con la idea de que los remedios estructurales son preferibles para resolver los problemas de competencia. Como indica la Comunicación de la Comisión relativa a las soluciones admisibles con arreglo al Reglamento (CE) nº 139/2004 del Consejo y al Reglamento (CE) nº 802/2004 de la Comisión (2008/C 267/01):

*(15) Según la jurisprudencia del Tribunal, el objetivo básico de los compromisos es garantizar unas estructuras de mercado competitivas. Por consiguiente, los compromisos que son de naturaleza estructural, tales como el de vender una actividad empresarial, son, por regla general, preferibles desde el punto de vista del objetivo del Reglamento de concentraciones, ya que dichos compromisos previenen, de manera sostenible, los problemas de competencia que serían provocados por la concentración notificada, y, por otra parte, no requieren medidas de supervisión a medio o largo plazo.*

(766) Sin perjuicio de ello, los compromisos de comportamiento pueden ser también válidos para solucionar los problemas de competencia. Ahora bien, su aplicación debe ser complementaria a los compromisos de tipo estructural y restringida a casos excepcionales en los que las circunstancias no permitan que los remedios de tipo estructural sean una alternativa viable. Así lo establece también la citada Comunicación de la Comisión Europea:

*(17) Los compromisos relativos al comportamiento futuro de la entidad procedente de la concentración pueden ser aceptables sólo excepcionalmente en circunstancias muy concretas.*

(767) Por lo que respecta a la idoneidad de los activos y clientes desinvertidos, esta Dirección de Investigación considera, en primer lugar, que el tipo de centrales de generación propuestas (ciclos combinados en funcionamiento) resulta apropiado por su elevado consumo de gas y porque dada la tendencia al autoabastecimiento de gas, favorecería que el comprador busque alternativas de aprovisionamiento.

(768) Por lo que respecta al tipo de clientes propuesto (clientes domésticos y PYMES), resulta apropiado porque aunque su consumo de gas es menor, se trata de un mercado con mayores barreras de entrada por los altos índices de fidelización y donde desaparece un competidor relevante. No se considera imprescindible incluir clientes industriales porque se trata de un mercado más competitivo, con más variedad de oferentes, como ha puesto de manifiesto el análisis del Pliego de concreción de hechos y las respuestas al *test* de mercado. Además, hay una gran tendencia a que los operadores que suministran gas a ciclos y a clientes domésticos estén presentes en ese mercado.

(769) Adicionalmente, las ventas de ciclos y la cesión de clientes domésticos y PYMES puede facilitar indirectamente la entrada o el reforzamiento de competidores en el mercado de clientes industriales, dada la interrelación existente y la capacidad de contar con un aprovisionamiento estable de gas una vez alcanzada la escala mínima eficiente.

(770) Por lo que respecta a los compromisos relativos a los requisitos que debe cumplir el/los comprador/es de los activos objeto de desinversión, se prevé expresamente que no deberán generar riesgos de obstaculización de la competencia efectiva. Este compromiso, unido a la obligación de someter a aprobación previa de la CNC cada comprador pretende evitar que se den situaciones indeseables para la competencia, como pudiera ser, por ejemplo, la sustitución de un operador con poder de mercado por otro. En particular, este compromiso prevé que la adquisición de los puntos de distribución de gas desinvertidos no de lugar a solapamientos de redes de distribución de gas y electricidad del adquirente.

(771) Por lo que respecta al compromiso de suministro de gas a los ciclos y clientes desinvertidos, resulta adecuado en la medida en que, tal y como se ha afirmado en el Pliego de concreción de hechos, la negociación de contratos de gas conlleva un tiempo de en torno a 2 o 3 años. Por ello, se debe prever el que la propia entidad resultante aprovisione de gas a los compradores durante un periodo de tiempo suficiente para que, sobre la base de clientes adquirida, puedan negociar contratos de suministro con terceros. Dado que el objetivo es que el comprador busque fuentes alternativas de aprovisionamiento, este suministro debe ser pactado por ambas partes libremente, asegurándose un plazo no excesivamente largo sino el necesario para eliminar su carácter de barrera de entrada, de tal forma que se dé al comprador la posibilidad de que rescindir unilateralmente el contrato con GAS NATURAL sin penalización y con un plazo de preaviso. Si el

comprador encontrara un proveedor alternativo antes del término de la relación contractual no hay, desde el punto de vista de la competencia, motivo alguno para seguir vinculado contractualmente a GAS NATURAL.

(772) Pero a la vez que el compromiso garantiza la viabilidad del negocio adquirido, evita que ese gas se desvíe a otros destinos o que la entidad resultante lo pueda emplear para reforzar su posición en otros mercados de suministro minorista.

(773) Por último, en lo que respecta a los vínculos con competidores, los compromisos deben ir encaminados a eliminar aquellas interferencias que supongan realmente un obstáculo para la competencia, sin ser necesario eliminar cualquier participación conjunta, pues ello no implica necesariamente un alineamiento de intereses, especialmente si existen otros terceros.

(774) Los compromisos presentados por GAS NATURAL resultan consistentes con esta idea al eliminar los verdaderos riesgos de obstaculización de la competencia que han sido detectados por esta Dirección de Investigación. En primer lugar, a través de la desinversión de la participación en Enagás y la salida de su accionariado, se eliminan los riesgos de interferencias en la gestión y planificación de un mercado tan relevante como es el de las infraestructuras. En segundo lugar, se eliminan los riesgos de interferencia en la gestión de Unión Fenosa Gas Comercializadora permitiendo que ésta actúe como competidor autónomo de la entidad resultante en el mercado mayorista secundario de gas y en los mercados de suministro de gas. Por último, la salida del Consejo de Administración de Cepsa resulta crucial para eliminar cualquier riesgo de injerencia de Repsol sobre su principal competidor.

(775) Resulta importante destacar que el análisis de la efectividad de cada uno de los compromisos en el sector del gas y de electricidad debe tener siempre presente el conjunto de los compromisos y las interrelaciones existentes entre los distintos mercados considerados.

(776) Por último, no debe obviarse el contexto económico de fuerte desaceleración en el que se produce la presente operación y que llevará a un escenario de menor demanda y, por tanto, de oferta excedentaria, en particular en el aprovisionamiento de gas.

### 12.3. Valoración de los compromisos

(777) A la vista de los riesgos para la competencia efectiva identificados anteriormente, procede analizar la idoneidad en términos de suficiencia y proporcionalidad de los compromisos presentados tanto individualmente como conjuntamente con el fin de valorar si los mismos eliminan los posibles obstáculos a la competencia derivados de la operación en los distintos mercados.

(778) Por lo que respecta al mercado de **aprovisionamiento** de gas a España, el compromiso propuesto por el notificante de abastecer transitoriamente durante un periodo mínimo de tiempo a los compradores de los activos adquiridos en las condiciones que pacten, favorece la aparición o el reforzamiento de uno o más operadores con incentivo y capacidad de introducir gas en el sistema español y

con potencial de crecimiento, compensado, en parte, los riesgos por la desaparición de Unión Fenosa Gas como competidor independiente.

(779) A diferencia de lo que señala ENI en sus alegaciones, no existe el riesgo de que el precio que se quiera imponer por este gas sea excesivo. En efecto, dado que la cesión del activo se negocia junto con el contrato de aprovisionamiento, GAS NATURAL tiene un incentivo a hacerlo en condiciones de mercado porque, de lo contrario, se arriesga a incumplir la condición de venta. Asimismo, la posibilidad de rescisión anticipada y sin penalización contribuye a desincentivar un comportamiento de este tipo. En todo caso, en la medida en que el proceso de desinversión será supervisado por la propia CNC, se podrán prevenir este tipo de riesgos.

(780) Por otra parte, la potencialidad de este compromiso es que, tras el periodo transitorio, el comprador o compradores estarán en condiciones de introducir gas en el sistema de fuentes de suministro alternativas a GAS NATURAL ya que contarán con una cierta escala (derivada de la adquisición de los activos desinvertidos) y de una cierta adaptación y experiencia del mercado, favorecida por ese periodo transitorio de abastecimiento de gas garantizado. Además, al limitarse la duración de este suministro a dos años y permitirse la rescisión anticipada, se fomenta la desvinculación del nuevo adquirente respecto a GAS NATURAL, lo que permitiría fomentar el mantenimiento de la presión competitiva sobre GAS NATURAL en el sector del gas.

(781) Concretamente, los activos llevan aparejados 2.6 bcm de gas. A este respecto, debe señalarse que no se trata, como pretenden algunas alegaciones, de que GAS NATURAL ceda tanto gas como el que aporta Unión Fenosa Gas, pues tal remedio no sería proporcional ni necesariamente efectivo, especialmente si no se cuenta con los activos necesarios para dar salida a ese volumen de gas. Por otra parte, debe señalarse que se trata de un volumen de gas que, una vez transcurrido el período transitorio de 2 años, o incluso antes, resulta factible de obtener de terceros operadores como Sonatrach que recientemente ha entrado en el mercado español. Dada la capacidad excedentaria de este operador y su potencial de crecimiento al igual que el de otros operadores por la entrada en funcionamiento de Medgaz, se mantiene una presión competitiva importante sobre la entidad resultante. Asimismo, tanto Unión Fenosa Gas Comercializadora como ENI se configuran como potenciales competidores de GAS NATURAL en este sentido dados los compromisos de separación funcional en el primero y ruptura del pacto de no competencia con el segundo que ha presentado GAS NATURAL y que se analizarán más adelante.

(782) En relación con esta última cuestión, debe tenerse en cuenta que la presencia de UNIÓN FENOSA en gas tiene como particularidad el hecho de que se canaliza en casi todos los mercados a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora, una empresa en participación controlada conjuntamente por UNIÓN FENOSA y ENI y sobre la que GAS NATURAL también ha ofrecido compromisos.

- (783) Así, la eficacia y suficiencia del compromiso de abastecimiento transitorio de gas debe valorarse conjuntamente con el efecto de los compromisos de [...] y de [...] Unión Fenosa Gas Comercializadora. Todo ello permitiría mantener a Unión Fenosa Gas Comercializadora como competidor independiente de GAS NATURAL, paliando de forma significativa la pérdida de UNIÓN FENOSA como competidor de GAS NATURAL y, en particular, suponiendo una fuente alternativa de aprovisionamiento de gas.
- (784) Por otra parte, dado que el gas comercializado por UNIÓN FENOSA proviene de los contratos firmados con Unión Fenosa Gas Comercializadora, no debe perderse de vista que en el caso de que [...]. De hecho, tanto UNIÓN FENOSA como ENI han manifestado a la CNC en el curso de este expediente que [...].
- (785) Por último, conviene hacer hincapié en los motivos por los cuales se descartan como adecuadas otras opciones que se han apuntado en el trámite de alegaciones.
- (786) Por lo que respecta a la renegociación de contratos de aprovisionamiento de gas con los ciclos actualmente suministrados por las partes planteada por Hidrocarburo, dado que UNIÓN FENOSA no suministraba a ciclos de terceros, la operación en sí no genera un riesgo inminente para las condiciones de competencia de los contratos que además han sido pactados a largo plazo. Adicionalmente, los operadores propietarios de los ciclos suministrados por GAS NATURAL son clientes con un relativo poder de compra lo que desincentivaría una alteración de las condiciones de competencia de sus contratos por parte de la entidad resultante ya que podrían optar por proveedores alternativos a ésta.
- (787) Por lo que respecta a la subasta de gas propuesta por algunos operadores (como Iberdrola) o la propia CNE, e incidiendo en algunas de las consideraciones antes expuestas, cabe destacar que se trata de un remedio coyuntural que, incluso, algunos operadores han considerado como un remedio poco eficaz.
- (788) En primer lugar, tal y como se ha señalado reiteradamente en el Pliego de concreción de hechos, la principal barrera a la entrada en el sector de gas en España no deriva de la falta de disponibilidad de gas a largo plazo en los mercados internacionales, sino de la escasez de operadores con escala mínima eficiente en los mercados de suministro de gas a clientes finales que les permita dar una salida en España al gas aprovisionado. Por ello, lo relevante para asegurar el mantenimiento de la competencia efectiva es otorgar nuevas economías de escala a los operadores ya existentes o los nuevos entrantes, lo que se consigue mediante la desinversión de ciclos combinados y clientes y no mediante la simple cesión de gas.
- (789) En segundo lugar, no debe obviarse el hecho de que el gas subastado probablemente sustituiría a otras fuentes de aprovisionamiento de gas a España de los adquirentes, que además, en ausencia de los activos desinvertidos, podrían no tener asegurada la capacidad de comercializar en un plazo breve de tiempo el nuevo gas adquirido.



- (790) Por otra parte, la subasta de gas mantendría la dependencia de los competidores respecto de GAS NATURAL no solo a corto sino también a medio plazo, en la medida en que, para ser eficaz, la subasta tendría que tener una duración de varios años para garantizar un gas estable a los adquirentes.
- (791) Adicionalmente, hay un alto riesgo de que, incluso bajo las condiciones que en su caso se establecieran y fueran supervisada por el regulador y por la propia CNC, la subasta no se traduzca en introducción de gas al sistema español, sino en desvío de gas a otros destinos. A este respecto, tanto Iberdrola como Endesa han manifestado su preocupación por los posibles desvíos de gas fuera de España. Por el contrario, con el compromiso de suministrar gas a los ciclos y clientes desinvertidos, se elimina el riesgo de tales desvíos.
- (792) Por último, y volviendo al carácter coyuntural de la subasta de gas como remedio, debe insistirse en que resulta menos apropiada que un compromiso estructural ya que éste último previene, de manera sostenible, los problemas de competencia que serían provocados por la concentración notificada, y, por otra parte, no requiere medidas de supervisión a medio o largo plazo.
- (793) Así, el compromiso de cesión de gas para los activos desinvertidos constituye una opción más adecuada que las propuesta de la subasta de gas, y además resulta necesario para garantizar la eficacia del propio compromiso de desinversión de los activos, ya que se debe garantizar al comprador la viabilidad del negocio adquirido, tal y como señala la Comunicación de la Comisión. Una cesión de gas no garantiza al comprador del activo el gas subastado (y, en todo caso, supone mucha más incertidumbre para éste) de forma que para garantizar que los activos desinvertidos (ciclos y clientes) sean viables y ejerzan una competencia efectiva sobre la entidad resultante, resulta preferible que el suministro de gas sea cierto y estable.
- (794) Iberdrola ha propuesto que se ponga a disposición de las empresas comercializadoras no integradas en GAS NATURAL el gas equivalente a los contratos de aprovisionamiento de gas natural de los que dispone UNIÓN FENOSA durante un período de 5 años. Sin embargo, dado que el equivalente de gas ascendería a 6bcm, para poder dar cumplimiento al esquema propuesto por Iberdrola el adquirente debería ser un operador con la capacidad de introducir esa cantidad en el mercado español.
- (795) Si el adquirente ya está en condiciones de introducir ese gas en el sistema, hay un riesgo alto de que se produzca un efecto sustitución similar al descrito por ENI en sus alegaciones (desviar de forma permanente a otros mercados internacionales el gas para obtener un mayor margen) sin que necesariamente haya beneficios para los consumidores en España o éstos sean marginales.
- (796) Si por el contrario el adquirente no introduce a día de hoy gas en el sistema o si las cantidades adquiridas son mayores a las que hoy en día introduce, podría resultarle difícil dar cumplimiento a la condición por no contar con una base de clientes suficiente. Requeriría por tanto que el gas fuera ligado a las desinversiones a las que viniera obligado GAS NATURAL y que, además, estas

desinversiones equivaldrían al actual negocio de UNIÓN FENOSA. Una condición de estas características resultaría desproporcionada, puesto que obligar a vender el equivalente a todo lo adquirido podría dejar sin sentido la operación de concentración en sí misma.

(797) Por otra parte, la cesión a favor del adquirente de los contratos con los operadores tal y como se ha propuesto en algunas alegaciones, es, asimismo, poco realista y desproporcionada. Se trata de operadores con un elevado poder negociador que no necesariamente van a aceptar que un tercero se subrogue en la posición de GAS NATURAL o, si lo hacen, probablemente sea a costa de deteriorar las condiciones del suministro, como consecuencia de la novación del contrato.

(798) En cuanto a la imposición de la obligación de comprador único que sugiere Iberdrola, esto pondría en riesgo la implementación efectiva y rápida de los compromisos, imprescindible para solucionar los problemas de competencia detectados, dado que esto no sólo limitaría enormemente el número de potenciales compradores, sino que, además, exigiría al comprador un esfuerzo financiero muy elevado, que podría no ser posible en el entorno actual de los mercados financieros.

(799) Por lo que respecta a la propuesta de llevar asociado a la cartera de clientes por dos años el contrato de abastecimiento que actualmente tengan asociado los ciclos desinvertidos (como propone Centrica) o al coste medio de aprovisionamiento de GAS NATURAL (como propone E.ON), podría no ser factible técnicamente, dado que el suministro de GAS NATURAL a sus clientes es producto de un conjunto de contratos; y el conjunto de clientes que se desinvierta no se corresponderá sólo con uno específico.

(800) Por otra parte, probablemente el coste medio de aprovisionamiento sea tal que reste incentivos al comprador para salir al mercado y aprovisionarse de terceros, objetivo fundamental sobre el que se viene insistiendo a lo largo del presente informe para lograr mantener la presión competitiva sobre la entidad resultante. En principio tampoco resulta lógico que el comprador de los activos pague el gas a un precio inferior al que pagan otros competidores de similar tamaño en el mercado. En todo caso, en la medida que el precio de los activos a desinvertir y las condiciones de suministro transitorio de gas a los mismos están ligados, cualquier medida dirigida a disminuir el coste de este suministro transitorio de gas probablemente resultaría en un incremento del precio pagado por el comprador por el activo desinvertido.

(801) Por último, la propuesta de Iberdrola de que la empresa resultante de la concentración debería eliminar cualquier vínculo operacional, contractual y de gestión con Repsol en las actividades de gas natural resulta claramente desproporcionado ya que la relación contractual entre Repsol y GAS NATURAL y su actividad conjunta en los mercados de gas (en particular, en el mercado *midstream*) es previa a la operación de concentración que aquí se analiza y no una consecuencia de la misma, y sus efectos sobre la competencia efectiva en los

mercados analizados no se ven significativamente afectados como consecuencia de la concentración.

- (802) En cuanto al mercado secundario de **flexibilidad**, a corto plazo, los remedios propuestos respecto a [...] Unión Fenosa Gas Comercializadora permitirán que ésta pueda continuar desarrollando una política comercial autónoma tanto en relación con la venta de gas natural a terceros en España como con la gestión de ATR (incluidos los intercambios de gas). En concreto, esto permitirá que se mantengan los incentivos y la capacidad de ésta para seguir actuando como oferente de flexibilidad en España, compensándose los riesgos detectados en términos del refuerzo de esta barrera de entrada. Adicionalmente, a medio plazo, el comprador de los activos desinvertidos también podría estar en condiciones de introducir flexibilidad en el sistema, una vez alcanzada la escala necesaria para contar con aprovisionamientos estables de gas.
- (803) De nuevo, en este punto conviene repasar las opciones propuestas por los operadores consultados con el fin de descartar su idoneidad o no.
- (804) En primer lugar, algunos operadores (Iberdrola e Hidrocantábrico) proponen que se garantice que todos los días se introduzcan ofertas de compra y de venta por un volumen similar al volumen medio diario aportado conjuntamente por GAS NATURAL y UNIÓN FENOSA en 2008 garantizándose, en particular, que se ofrezca gas natural licuado en todas las regasificadoras donde operan hoy. Esta propuesta, además de ser desproporcionada, puede resultar técnicamente inviable además de perjudicial para el normal funcionamiento de la empresa resultante y del mercado en su conjunto dado que, por definición, el mercado secundario es un mercado de ajustes para lograr la flexibilidad de aprovisionamiento.
- (805) Tampoco la propuesta de la CNE de obligar al nuevo grupo a desarrollar un mercado electrónico organizado parece proporcionada. La necesidad de desarrollar este mercado no viene provocada por la operación, sino por la propia liberalización de los mercados. En la medida en que los mercados de suministro se abren a la competencia, es necesario dotar al sistema de mecanismos que resuelvan las necesidades logísticas de los operadores y eliminen cuellos de botellas. Por otro lado, la puesta en marcha de este tipo de mecanismos es compleja y requiere la intervención de las autoridades regulatorias en la materia y una estrecha colaboración con el Gestor Técnico del Sistema. Además, se trataría de un compromiso que no iría dirigido a asegurar el mantenimiento de la competencia efectiva, sino a mejorar la situación competitiva preexistente en el mercado secundario de gas, algo que queda claramente fuera del ámbito del análisis y autorización de una operación de concentración concreta por la autoridad de competencia.
- (806) En definitiva, se trata de una propuesta que excede el ámbito de esta operación y cuya imposición como condición a GAS NATURAL no resultaría proporcional con arreglo a la misma. Lo cual no obsta, por supuesto, para que el regulador la tome en consideración, dado que tal y como han señalado algunos operadores, incluida

ENAGÁS, deberían desarrollarse las medidas regulatorias oportunas encaminadas a mejorar el funcionamiento de este mercado.

- (807) En relación con los riesgos detectados en los mercados de **suministro de gas**, deben tenerse en cuenta los compromisos de desinversión de 600.000 puntos de distribución y de clientes así como 2.000 MW en generación de ciclo combinado; que resultan especialmente adecuados para resolver los problemas detectados.
- (808) En lo que se refiere a la desinversión de 600.000 puntos de distribución, se considera un compromiso adecuado y suficiente porque permitirá la creación de una o dos nuevas distribuidoras con capacidad para atender la gasificación de nuevos ámbitos territoriales y el tendido de nuevas redes de distribución que operarán en competencia con el grupo GAS NATURAL. La competencia en el tendido de nuevas redes resulta especialmente crucial dado el escaso mallado de gas en España, que algunos operadores como Iberdrola han señalado reiteradamente en sus alegaciones.
- (809) Es importante destacar que la desinversión supone multiplicar por [...] la cifra de puntos de distribución de gas que GAS NATURAL adquiere como consecuencia de la operación ([...]). Así, la distribuidora o distribuidoras resultantes de esta desinversión dispondrán de un número de puntos de distribución equivalente al 9% del total de clientes en el mercado español, por encima de ENDESA, que dispone de un [0-10]%, y similar al de NATURGAS, que dispone de un [10-20]%. La cuota de GAS NATURAL en este mercado disminuirá, como consecuencia de ello, desde el [80-90]% hasta el [70-80]%.
- (810) Debe señalarse que, además, el compromiso exige que se trate preferentemente de redes completas, lo que permitirá la gestión autónoma de las mismas. Su tamaño además es superior al habitualmente considerado suficiente para garantizar la operación eficiente de una o dos nuevas distribuidoras. Con ello se restablece e incluso potencia con respecto a la situación actual la competencia referencial en mayor medida que ahora. Asimismo, se restablece e incluso potencia con respecto a la situación actual la competencia en redes, algo deseable dados los escasos niveles de penetración de la red en territorio español, tal y como se ha señalado anteriormente.
- (811) Por otra parte, la venta de puntos de distribución de gas junto con los clientes asociados a éstos, reforzará la posición del comercializador, algo de vital importancia dados los elevados índices de fidelización en los mercados minoristas en España, especialmente en el segmento de clientes domésticos y PYMES. La posición del adquirente de los clientes si los puntos de distribución siguieran en manos de un tercero podría ser más débil. Por otra parte, la venta de puntos de distribución puede compensar la incertidumbre asociada al funcionamiento de la oficina de cambios del suministrador que, dada su reciente creación, no ha desplegado aún sus potenciales efectos procompetitivos.
- (812) En lo que se refiere a la desinversión de una cartera de 600.000 clientes, ligada a las redes de distribución de gas desinvertidas, se considera un compromiso adecuado y suficiente porque implica la creación de una o dos nuevas

comercializadoras con un número de clientes muy superior al de UNIÓN FENOSA, cuya cartera es de [...] clientes. Concretamente, supone en [...] veces la cifra de clientes que GAS NATURAL adquiere como consecuencia de la operación y [...] veces más gas del que mueven estos clientes de UNIÓN FENOSA.

- (813) Adicionalmente, la desinversión supone al menos el aumento del número de operadores con una cuota superior al 5% de 3 a 4 y un descenso de la cuota de GAS NATURAL desde el [70-80]% hasta el [60-70]%. Ello permitirá crear o reforzar una cartera de clientes de un tamaño considerable, lo que favorece un aprovisionamiento en condiciones competitivas.
- (814) En definitiva, la adquisición de los puntos de distribución unido a su cartera de clientes correspondiente supone crear las condiciones adecuadas para la entrada o reforzamiento de uno o varios competidores en el mercado de suministro de gas a clientes residenciales y PYMES.
- (815) Asimismo, este compromiso va a dirigido a reducir el solapamiento de redes de gas y electricidad de la entidad resultante, a fin de minimizar el efecto de la pérdida de presión competitiva en los mercados de suministro de gas y clientes a clientes residenciales y PYMES, en particular, en las zonas donde se produce ese solapamiento.
- (816) Además, tal y como se establece en el compromiso, este operador va a operar principalmente en zonas donde no exista solapamiento con sus redes de electricidad, por lo que pasa ser un competidor potencial significativo en el mercado del suministro eléctrico en las zonas donde adquiere redes de distribución de gas.
- (817) Por otra parte, debe destacarse que la desinversión de puntos de distribución y de clientes va a fomentar la competencia precisamente en los mercados de suministro de gas y electricidad a clientes residenciales y PYMES, que son los que presentan mayores barreras de entrada. Con ello, se puede favorecer que las partes traspasen a los clientes al menos parte de las sinergias que la operación origine.
- (818) Asimismo, en la medida en que entre los clientes desinvertidos habrá clientes de tarifa de último recurso, la operación puede dar lugar a la aparición de un nuevo comercializador de último recurso que se sumaría a los cuatro restantes.
- (819) Por tanto, el paquete conjunto de la desinversión de los 600.000 puntos de distribución y de los 600.000 clientes de gas, posibilitará una mayor competencia en el mercado de suministro de gas a pequeños clientes, en la medida en que es superior al número de puntos de distribución y de clientes de UNIÓN FENOSA (inferior a [...] clientes y [...] puntos de distribución, correspondientes estos últimos a Gas Directo).
- (820) Sobre las propuestas planteadas por algunos de los operadores consultados en relación con este compromiso, cabe señalar que el compromiso de no hacer ofertas a los clientes transferidos en un plazo de al menos dos años (tal y como

propone E.ON) supondría un pacto de no competencia que, en su caso, se valoraría como restricción accesoria de la transacción, y que además sería analizada por la autoridad de competencia en caso de tratarse de una operación notificable.

- (821) En lo que se refiere a la desinversión de 2.000 MW de ciclos combinados, se trata de un compromiso adecuado y suficiente que permitiría compensar no solo el efecto horizontal de la adición de cuota de mercado en **generación** sino también el refuerzo vertical entre aprovisionamiento de gas y generación eléctrica.
- (822) La desinversión de ciclos combinados permite compensar en parte la adición de cuota en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, de forma que la entidad resultante tendrá capacidad para controlar únicamente el 18% de la potencia neta disponible, lo que reduciría significativamente el riesgo de que la entidad resultante pueda ejercer poder pivotal en los momentos de mayor demanda.
- (823) Por otra parte, se considera un compromiso adecuado para favorecer la entrada de nuevos competidores o el reforzamiento de los ya existentes en el suministro de gas a grandes clientes, que verán favorecida sus economías de escala y su capacidad de crecimiento aprovechando las sinergias derivadas del autosuministro de gas a los ciclos combinados.
- (824) Por su parte, el autosuministro de gas a los ciclos combinados desinvertidos también favorecerá que se mantenga la oferta y demanda de flexibilidad preexistente a la operación de concentración notificada. Todo ello, permitirá mitigar los riesgos para la competencia detectados que se derivan de los efectos verticales entre gas y electricidad.
- (825) De hecho, el consumo de los ciclos desinvertidos supone el equivalente a un consumo de 2 bcm, un volumen que podría resultar atractivo para los oferentes de gas alternativos a GAS NATURAL, especialmente si tenemos en cuenta que, cuando finalice el periodo transitorio de suministro de gas a los ciclos desinvertidos, probablemente el mercado va a presentar un perfil de oferta de aprovisionamiento de gas excedentaria.
- (826) También el tipo de tecnología en el que se compromete la desinversión resulta adecuado, ya que los ciclos son la tecnología en la que la operación produce solapamiento y además es, en la actualidad, también la tecnología retirable que con más frecuencia marca precio. Así, la desinversión reduce la posición estratégica de la nueva entidad que controlará el 29% de la potencia instalada en ciclos, seguida a corta distancia por Iberdrola (26% sin contar BBE).
- (827) Por último, esta Dirección de Investigación también considera adecuadas las zonas de desinversión incluidas en los compromisos, en la medida en que coinciden con los mercados de **restricciones técnicas** en los que se ha identificado mayores riesgos para la competencia, como es Andalucía, Centro, Levante y Galicia así como en zonas donde en el año 2008 las restricciones técnicas han cobrado especial relevancia, como es el caso de Cataluña.

- (828) En definitiva, es previsible que la combinación de estos tres factores (escala, tecnología y ubicación de la capacidad desinvertida) eliminará casi totalmente los problemas de competencia creados por la operación de concentración en los mercados de generación y restricciones técnicas, favoreciendo además la búsqueda de aprovisionamientos de gas de terceros operadores que puedan ejercer una competencia efectiva sobre la entidad resultante en este mercado.
- (829) Por lo que respecta a las opciones planteadas por algunos operadores (Fortia, Centrica y la CNE) sobre las subastas virtuales, esta Dirección de Investigación estima que resultan, por los motivos expuestos anteriormente, menos idóneas que la cesión de los ciclos al tratarse de un remedio coyuntural y no estructural que, además, no compensa los efectos verticales sobre los mercados de aprovisionamiento y suministro minorista a diferencia de la desinversión de activos, que sí lo hace.
- (830) Por lo que respecta al posible riesgo de efectos coordinados con Endesa e Iberdrola, tal y como se ha señalado en el presente informe, éste se debería a un cúmulo de factores que aumentan los incentivos de los agentes al entendimiento tácito, en la medida en que se produce un alineamiento de incentivos apoyado en la capacidad de retorsión de las tres entidades en caso de desviación individual, preexistente, creada o reforzada por la operación de concentración.
- (831) No obstante, los compromisos propuestos reducirán sensiblemente el potencial riesgo al eliminar algunos de esos factores. Por una parte, la desinversión propuesta de ciclos reduce en gran medida el acercamiento de la nueva entidad a Endesa y a Iberdrola ya que su capacidad disponible en tecnologías marginales e inframarginales tras las desinversiones será del 18%, frente al 26% de Iberdrola y al 24% de Endesa. Por otra parte, el hecho ya comentado de que la desinversión de los ciclos combinados de la nueva entidad se realice, precisamente, en las zonas de restricciones identificadas, debilita la coincidencia zonal como vehículo de entendimiento y mecanismo de retorsión.
- (832) Adicionalmente, bajo el escenario futuro de caída de oferta excedentaria de gas, las posibilidades de retorsión de la nueva entidad frente a Endesa e Iberdrola por su posición en los mercados del gas se ven también reducidas.
- (833) Asimismo, cabe descartar que el resto de vínculos entre las tres operadoras señalados a lo largo de este informe supongan por sí solos un alineamiento inmediato de intereses, máxime cuando en algunas de las empresas en participación que vinculan a la entidad resultante con Endesa o Iberdrola, están presentes además otros operadores. Debe considerarse también el carácter preexistente a la operación de algunos de esos vínculos (como es el caso de BBE). Finalmente, los vínculos estructurales adquiridos con la operación de concentración en EUFER y en las centrales nucleares no son relevantes por sí solos, en la medida en que las tecnologías renovables y las nucleares no permiten una utilización estratégica de su capacidad.
- (834) Por tanto, los compromisos propuestos reducen la probabilidad de que tras la operación se produzcan efectos coordinados.

- (835) Finalmente, GAS NATURAL ha presentado tres compromisos encaminados a mitigar los posibles riesgos derivados de la creación o el refuerzo de determinados **vínculos estructurales** que esta Dirección de Investigación sí considera que podrían generar un obstáculo para la competencia efectiva como resultado de la operación.
- (836) En primer lugar, el compromiso de desinversión de la participación de GAS NATURAL en Enagás supone la eliminación de todo el vínculo con el gestor del sistema. Esta Dirección de Investigación considera que el compromiso propuesto es adecuado dado que la presencia de la entidad resultante en infraestructuras y aprovisionamiento hace necesario impedir cualquier interferencia en la gestión y planificación de infraestructuras. Además, se considera que es proporcionado ya que el peso de la entidad resultante en el sector energético podría conllevar una influencia en el Consejo de Administración de Enagás mayor que lo que su exigua participación revela.
- (837) Adicionalmente, el compromiso de desinversión de la participación en Enagás servirá para reforzar la independencia del operador del sistema, desvinculándole del primer grupo gasístico español, lo que podría contribuir a que los niveles actuales de flexibilidad en el aprovisionamiento de gas en el sistema se mantengan.
- (838) En segundo lugar, la salida de la entidad resultante del Consejo de Administración de Cepsa se considera un compromiso adecuado para evitar cualquier injerencia de Repsol, su principal competidor y principal operador en los mercados de hidrocarburos líquidos. Adicionalmente, GAS NATURAL se ha comprometido a no acceder a la información comercial sensible de esta empresa mientras REPSOL controle GAS NATURAL. De esta forma, el compromiso propuesto resulta suficiente para impedir cualquier interferencia sin que sea necesaria (ni proporcionada) la enajenación de la participación accionarial de la entidad resultante en Cepsa, como plantea ésta.
- (839) En tercer lugar, GAS NATURAL ha presentado como compromiso [...] entre GAS NATURAL y Unión Fenosa Gas Comercializadora así como [...].
- (840) La toma de control de Unión Fenosa Gas preocupa, fundamentalmente, porque, en la medida en que GAS NATURAL pueda ejercer su control sobre ésta, podría suponer su desaparición como competidor independiente en los mercados de mayorista secundario de gas y de suministro minorista de gas. Ello podría darse, incluso, aunque GAS NATURAL no se coordinara con ENI, puesto que puede utilizar su influencia decisiva sobre la empresa para debilitar o anular el desarrollo competitivo de Unión Fenosa Gas en estos mercados, en los que opera a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora. Precisamente por ello, se ha valorado la operación imputando a GAS NATURAL el control de Unión Fenosa Gas.
- (841) Por otra parte, dicho control conjunto supone la presencia de dos competidores en la misma empresa. Habitualmente este tipo de situaciones se analiza en razón del riesgo de coordinación de las matrices. En este caso, ENI ha manifestado [...].



- (842) A la vista de lo anterior, los remedios propuestos por GAS NATURAL parecen, en opinión de la Dirección de Investigación, suficientes para solventar los problemas de competencia que la desaparición de Unión Fenosa Gas como competidor pudieran plantear.
- (843) Por lo que respecta a la pérdida de Unión Fenosa Gas como competidor, cabe señalar que GAS NATURAL ofrece [...] veces más puntos de distribución que los que Unión Fenosa Gas, a través de Gas Directo, gestiona.
- (844) También la pérdida de Unión Fenosa Gas (que opera a través de Unión Fenosa Gas Comercializadora) en los mercados de suministro a clientes industriales y a ciclos combinados debe evaluarse adecuadamente a la hora de valorar la efectividad de los compromisos. Por una parte, el mercado de clientes industriales se muestra más competitivo y son menores las barreras de entrada, como se ha puesto de manifiesto en las respuestas recibidas al *test* de mercado. De hecho, el comprador de los ciclos podría ser un potencial entrante en este mercado o incluso un operador ya presente en el mismo que pueda reforzarse. Por otra parte, el adquirente de los ciclos podría competir activamente en el mercado de aprovisionamiento al alcanzar la escala mínima eficiente, de forma que la pérdida de un competidor en el mercado del aprovisionamiento se producirá sólo a corto plazo. Además, el hecho de que Unión Fenosa Gas Comercializadora dedique la mayoría de su gas a autoconsumo de los ciclos de UNIÓN FENOSA (no se ha obtenido evidencia de que haya ofertado gas a los ciclos de terceros en el pasado), hace que el riesgo de que la operación se traduzca en un incremento de precios a corto plazo no parezca significativo. Máxime si se tiene en cuenta la actual coyuntura económica, que podría incluso agravarse, con un exceso de oferta de gas.
- (845) Con independencia de lo anterior, GAS NATURAL ofrece, además de las desinversiones, ciertos remedios de comportamiento para facilitar la viabilidad de ENI y de Unión Fenosa Gas Comercializadora como competidores de la entidad resultante en el mercado español, estableciendo medidas que [...] Unión Fenosa Gas Comercializadora, eliminando de este modo el riesgo de que GAS NATURAL pueda desarrollar estrategias que debiliten a esta entidad como competidor en el mercado en beneficio de la entidad resultante.
- (846) Por tanto, los compromisos ofrecidos por GAS NATURAL en relación con Unión Fenosa Gas Comercializadora se consideran adecuados para garantizar que ésta pueda continuar desarrollando una política comercial autónoma y en competencia con GAS NATURAL en los mercados mayorista secundario de gas y de suministro minorista de gas.
- (847) Por otra parte, GAS NATURAL ofrece [...]. Ello implica, en primer lugar, que ENI [...]. Considerando el potencial de ENI como competidor en los mercados de gas, esto supondrá [...]. Al mismo tiempo, el compromiso supone que también ENI [...].
- (848) Es más, los citados compromisos también podrían desplegar efectos en los mercados de suministro eléctrico, ya que el mantenimiento de Unión Fenosa Gas Comercializadora como competidor significativo en los mercados conexos del gas

natural y [...] podría favorecer el que ambas sociedades entren en los mercados de suministro eléctrico, compensando en parte la desaparición de GAS NATURAL como competidor incipiente en los mismos.

(849) Por último, no debe olvidarse que el acuerdo marco de Unión Fenosa Gas contempla mecanismos para que las partes, sin intervención de la autoridad, diriman la cuestión sobre la propiedad de ésta en plazos tasados y en base a mecanismos de mercado. Concretamente, en virtud del pacto de accionistas de 13 de marzo de 2003, con la entrada de GAS NATURAL en UNIÓN FENOSA, [...]. En todo caso, previsiblemente, bajo cualquiera de los escenarios posibles de modificación del control de Unión Fenosa Gas, ésta dará lugar a una operación de concentración notificable a las autoridades, bien sea españolas o comunitarias.

(850) En vista de que GAS NATURAL ha presentado compromisos suficientes para resolver los problemas de competencia en el mercado de aprovisionamiento y en los mercados minoristas y dado que, además, en caso de producirse la toma de control de Unión Fenosa Gas las partes cuentan con mecanismos objetivos para dirimir el conflicto que la presencia de ambas en la misma pueda suscitar, no se considera proporcionado imponer condiciones a GAS NATURAL sobre la venta de la participación de ésta, como propone ENI.

#### **12.4. Conclusión**

(851) A la vista de lo anterior, cabe concluir que el conjunto de los compromisos presentados por GAS NATURAL resulta, en opinión de la Dirección de Investigación, suficiente y proporcionado para eliminar los posibles riesgos de obstaculización de la competencia efectiva derivados de la operación de concentración objeto del análisis.

(852) En concreto, los compromisos propuestos en términos de puntos de distribución y cartera de clientes desinvertidos, junto con el abastecimiento de gas asociado a éstos, persiguen crear o reforzar a operadores que puedan alcanzar una escala mínima eficiente en los mercados de gas, de tal forma que subsista la presión competitiva sobre GAS NATURAL en el sector del gas preexistente a la operación de concentración notificada y se evite un incremento de las barreras a la entrada en el mismo. Todo ello en un contexto de fuerte desaceleración económica que no puede obviarse dado que supondrá una caída de la demanda en los mercados y, por tanto, una oferta excedentaria de gas.

(853) Por otra parte, en los mercados eléctricos, los compromisos propuestos en términos de desinversión de capacidad de generación en ciclos combinados eliminarán los riesgos de efectos tanto unilaterales como coordinados, reducirán sensiblemente los problemas detectados en los mercados de restricciones técnicas, dada su ubicación, y favorecerán la integración vertical gas-electricidad del comprador.

(854) Por último, los compromisos relativos a los vínculos estructurales con Enagás, Cepsa y Unión Fenosa Gas eliminan los riesgos de interferencias en el normal funcionamiento de estas empresas.

### **13. PROPUESTA**

En atención a todo lo anterior y en virtud del artículo 58.4 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, se propone **subordinar la autorización de la concentración al cumplimiento de los compromisos presentado por GAS NATURAL SDG, S.A. ante la Comisión Nacional de la Competencia con fecha 10 de febrero de 2009**, en aplicación del artículo 58.4.b) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

## ANEXO 1. Propuesta de compromisos de GAS NATURAL, SDG, S.A. de 10 de febrero de 2009

### “PROPUESTA DE COMPROMISOS

De conformidad con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de defensa de la competencia (“LDC”), Gas Natural SDG, S.A. (“GAS NATURAL”) desea proponer, en relación con la operación de adquisición de Unión Fenosa, S.A. (“UNIÓN FENOSA”) por GAS NATURAL (la “Operación”), un conjunto de compromisos a los efectos de que el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (“CNC”) pueda adoptar una decisión por la que autorice la Operación en el menor plazo posible (la “Decisión”).

### SECCIÓN A. DEFINICIONES

**Activos objeto de Desinversión:** los activos materiales e inmateriales que GAS NATURAL se compromete a desinvertir, de conformidad con lo previsto en la Sección B.

**Acuerdo vinculante de cesión:** acuerdo de cesión de uno o varios Activos objeto de Desinversión.

**Cierre:** fecha de cesión efectiva de los Activos afectados por los Compromisos al Comprador.

**Comprador:** la entidad que la CNC apruebe como comprador de uno o varios Activos o partes de Activos objeto de Desinversión.

**Compromiso de desinversión:** el compromiso relativo a la cesión de los Activos objeto de Desinversión.

**Compromisos relativos a UNIÓN FENOSA Gas Comercializadora S.A. (“UFGC”):** conjunto de compromisos de GAS NATURAL, descritos en la Sección G, que tienen por objeto principal garantizar la separación funcional, en lo relativo a las ventas de gas a terceros en España, entre GAS NATURAL y dicha sociedad, filial de la sociedad UNIÓN FENOSA GAS S.A. (“UFG”), participada por UNIÓN FENOSA.

**Compromisos relativos a CEPSA:** conjunto de compromisos de GAS NATURAL, descritos en la Sección H.

**Control efectivo:** Se entenderá que se ha tomado el control efectivo cuando GAS NATURAL esté en condiciones de (i) nombrar a la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de UNIÓN FENOSA; o (ii) cuando GAS NATURAL pueda ejercer derechos políticos en dicha sociedad en un porcentaje superior al 50%.

**GAS NATURAL:** Gas Natural SDG, S.A, con CIF número A-08015497 y domicilio social en Plaça del Gas, 1, 08003 Barcelona. A efectos del presente escrito, el término “GAS NATURAL” comprende a la sociedad Gas Natural SDG, S.A. y a las empresas controladas por ésta.

**LDC:** Ley 15/2007, de 3 de julio, de defensa de la competencia.

**Fecha de entrada en vigor de los Compromisos:** Fecha de adquisición del control efectivo de UNIÓN FENOSA.

**Fideicomisario de desinversión:** una o más personas físicas o jurídicas, independientes de GAS NATURAL, que, una vez aprobadas por la CNC a propuesta de GAS NATURAL, recibirán

el mandato exclusivo e irrevocable de ceder los Activos objeto de Desinversión durante el Periodo adicional de desinversión.

**Periodo adicional de desinversión:** [CONFIDENCIAL] en las condiciones previstas en la Sección D, d).

**Periodo inicial de desinversión:** [CONFIDENCIAL] desde la fecha de entrada en vigor de los compromisos.

**Requisitos del Comprador:** los requisitos previstos en la Sección C que deberá cumplir el Comprador para que pueda ser aprobado por la CNC.

**Resolución:** la resolución que adopte el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en el asunto C-0098/08, de conformidad con el artículo 58 de la LDC.

**Ventas de gas natural a terceros en España:** Se entenderá, a los efectos de los compromisos recogidos en la Sección G, que comprende tanto las ventas como los intercambios de gas con terceros en España.

## **SECCIÓN B. LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN**

### **Estructura y definición de los Activos objeto de Desinversión**

Los Activos objeto de Desinversión consistirán en:

a) *Desinversión de 600.000 puntos de distribución de gas natural*

*GAS NATURAL se compromete a que los 600.000 puntos de suministro de gas natural a desinvertir se encuentren preferentemente en provincias en que se solapen redes de gas de Gas Natural y redes eléctricas de UNIÓN FENOSA, sin perjuicio de que los puntos a desinvertir deban transmitirse por paquetes que constituyan redes completas, siempre que sea técnicamente posible. Por redes de distribución completas se entenderá la red de distribución mallada (o lineal en su caso) existente desde los puntos de conexión de la red de distribución con la red de transporte.*

*Se incluirán los recursos necesarios para su operación autónoma por el Comprador. El compromiso incluye por tanto el personal y los medios precisos para el adecuado funcionamiento autónomo del negocio por parte del Comprador. Los activos a desinvertir incorporarán la red, las instalaciones, los contratos con usuarios y las autorizaciones que permitan una gestión autónoma del negocio por parte del Comprador.*

b) *Desinversión de la cartera asociada de clientes de gas natural (aproximadamente 600.000)*

*GAS NATURAL se compromete a desinvertir su cartera de clientes de gas natural (consumidores doméstico-comerciales y PYMES) que se corresponda con los puntos de distribución afectados por las desinversiones previstas en Sección B a).*

*GAS NATURAL se compromete a suministrar al comprador o compradores el gas natural que precisen para atender el consumo de dichos clientes durante un periodo de dos años a partir de la fecha de Cierre en condiciones de mercado. A la sola opción del comprador, éste podrá poner fin al suministro unilateralmente y sin indemnización mediante un preaviso por escrito de 3 meses.*

*Esta cartera incluirá los recursos necesarios para su operación autónoma por el Comprador. El compromiso incluye por tanto el personal y los medios precisos para el adecuado funcionamiento autónomo del negocio por parte del Comprador.*

c) *Desinversión de 2.000 MW de capacidad de generación de electricidad mediante tecnología de ciclos combinados.*

*GAS NATURAL se compromete a desinvertir una capacidad de generación mediante tecnología de ciclos combinados de 2.000 MW (en funcionamiento y con una vida restante no inferior a 10 años) de conformidad con los siguientes requisitos:*

- *La capacidad de generación deberá estar ubicada en alguna de las siguientes zonas: Andalucía, Galicia, Centro, Levante y Cataluña.*
- *[CONFIDENCIAL]*
- *GAS NATURAL se compromete a suministrar gas natural al comprador o compradores de las instalaciones de generación que se desinvirtan para atender su consumo durante un periodo de dos (2) años en condiciones de mercado a partir de la fecha de Cierre. A la sola opción del comprador, éste podrá poner fin al suministro unilateralmente y sin indemnización mediante un preaviso por escrito de 3 meses.*
- *GAS NATURAL se compromete a no permanecer como accionista de los activos desinvertidos y a no participar, ni directa ni indirectamente, en su gestión.*

d) *Venta de la participación de GAS NATURAL en Enagas.*

*GAS NATURAL se compromete a vender su participación en ENAGÁS.*

*GAS NATURAL se compromete a que el Consejero Dominical de ENAGAS propuesto por GAS NATURAL presente su renuncia en el plazo de un mes desde que GAS NATURAL tome el control efectivo de UNIÓN FENOSA.*

## **SECCIÓN C. EL COMPRADOR**

### Requisitos del Comprador

*El Comprador deberá:*

*(a) no estar controlado o participado por GAS NATURAL y/o por empresas del grupo GAS NATURAL, o por Repsol o por La Caixa mientras ambos tengan una participación en GAS NATURAL superior al 15% cada uno;*

*(b) tener suficientes recursos financieros, experiencia e incentivos para explotar los Activos objeto de desinversión;*

*(c) no generar riesgos de obstaculización de la competencia efectiva, en particular, el comprador o compradores de los puntos de distribución de gas no deberán dar lugar a solapamientos significativos de redes de distribución de gas y de electricidad;*

*(d) no generar riesgos de retraso en la implementación del Compromiso de desinversión;*

*(e) reunir los requisitos razonablemente necesarios para poder obtener las autorizaciones regulatorias que sean necesarias para adquirir los Activos objeto de desinversión*

Los requisitos indicados en los apartados (a) a (e), serán definidos como los "Requisitos del Comprador".

El o los acuerdos de cesión con el Comprador/compradores se someterán a la aprobación previa de la CNC. El o los acuerdos de cesión deberán ir acompañados de una propuesta razonada y documentada en la que GAS NATURAL justificará que el comprador reúne los Requisitos del Comprador. La CNC comprobará que se cumplan dichos requisitos para proceder a la aprobación de la cesión.

Los requisitos anteriores se entenderán sin perjuicio de otros que sean requeridos de acuerdo con la legislación sectorial española.

#### **SECCIÓN D. PLAZOS DE CUMPLIMIENTO DEL COMPROMISO DE DESINVERSIÓN**

1.- La enajenación de los Activos objeto de desinversión se realizará de acuerdo con el calendario que se expone a continuación, cuyo cómputo se iniciará en el momento en que se tome el control efectivo de UNIÓN FENOSA:

- a) GAS NATURAL dispondrá de un plazo máximo confidencial (el periodo inicial de desinversión) para concluir con terceros operadores los Acuerdos vinculantes de cesión (incluyendo en su caso el correspondiente contrato de suministro de gas natural) en relación con los Activos objeto de desinversión. Dichos Acuerdos vinculantes de cesión podrán convenirse en las condiciones que libremente negocien las partes, de acuerdo con la Resolución y la normativa de defensa de la competencia.
- b) **[CONFIDENCIAL]**
- c) Si GAS NATURAL no ha logrado cumplir en su totalidad con el Compromiso de desinversión al término del plazo fijado en el apartado anterior otorgará un mandato a un tercero independiente para que proceda a las desinversiones pendientes ("fideicomisario de desinversión") con el fin de que se suscriban los correspondientes contratos de cesión en un plazo máximo confidencial (el "periodo adicional de desinversión").
- d) **[CONFIDENCIAL]**

2.- Se entenderá que se ha cumplido el Compromiso de desinversión cuando GAS NATURAL haya suscrito contratos de cesión respecto de los Activos objeto de desinversión. Dichos contratos de cesión estarán únicamente sujetos a la condición suspensiva de la aprobación del Comprador, al examen jurídico y técnico detallado de los activos ("due diligence") y, en su caso, a las autorizaciones que puedan ser preceptivas en aplicación de la normativa vigente. No obstante, caso de que: (i) el Comprador decidiera no ejecutar el contrato de cesión de algún/os Activo/s o no pudiera hacerlo y (ii) aún estuviera en vigor el plazo inicial de desinversión, GAS NATURAL podrá someter a la aprobación de la CNC otro(s) posible(s) comprador(es) para los activos correspondientes. En caso de que se hubiera cumplido el plazo inicial de desinversión, los activos correspondientes serán vendidos por el fideicomisario de desinversión de acuerdo con lo previsto en la Sección E.

En caso de que surja alguna circunstancia que retrase la efectiva ejecución del Compromiso de desinversión en las condiciones anteriores, GAS NATURAL informará a la CNC.

Adicionalmente, el Cierre de la cesión de los Activos objeto de Desinversión deberá producirse en un plazo que no exceda de [CONFIDENCIAL] desde la aprobación por la CNC del Comprador. En el supuesto de que el Cierre de la cesión debiera someterse a la autorización previa de las autoridades competentes en materia de defensa de la competencia o de cualesquiera otras autoridades regulatorias o de las otras condiciones previstas en el contrato de cesión previamente aprobado por la CNC, el Cierre de la cesión se producirá en un plazo de [CONFIDENCIAL] desde la obtención por el Comprador de dicha autorización o desde el cumplimiento de dichas condiciones.

## **SECCION E. DEL FIDEICOMISARIO**

### **I.- Procedimiento de designación del fideicomisario de desinversión**

GAS NATURAL designará, en los plazos y según el procedimiento previsto en los párrafos siguientes, a un fideicomisario de desinversión, que desempeñará las funciones atribuidas en este documento a dicha figura.

El fideicomisario de desinversión:

- (a) será independiente de GAS NATURAL;
- (b) deberá estar en posesión de las cualificaciones necesarias para desempeñar su mandato (por ejemplo, ser un banco de inversión, consultor, auditor, o experto de la industria); y
- (c) no deberá estar expuesto a ningún conflicto de interés.

La remuneración del fideicomisario de desinversión deberá ser suficiente para garantizar el cumplimiento efectivo e independiente de su mandato.

#### Propuestas

A más tardar un mes antes de la finalización del Periodo inicial de Desinversión, GAS NATURAL remitirá a la CNC, para su aprobación, la lista de la(s) persona(s) que propone designar como fideicomisario de desinversión. Las propuestas deberán contener información suficiente que permita a la CNC comprobar que el(los) fideicomisario(s) propuesto(s) cumple(n) con los requisitos previstos supra, y deberán incluir los términos del mandato, incluyendo todas las medidas necesarias para que el fideicomisario de desinversión pueda desempeñar sus obligaciones. La propuesta relativa al nombramiento del fideicomisario de desinversión deberá incluir también una propuesta de plan de actuación, en la que se describa el modo en el que el fideicomisario de desinversión pretende desempeñar sus funciones.

#### Aprobación o rechazo por la CNC

La CNC tendrá discreción para aprobar o rechazar motivadamente al(los) fideicomisario(s) propuesto(s), así como el correspondiente mandato, que podrá ser modificado a los efectos de que el fideicomisario de desinversión pueda cumplir sus funciones. Si solamente se aprueba un candidato, GAS NATURAL designará como fideicomisario de desinversión al individuo o institución en cuestión, de conformidad con el mandato aprobado por la CNC. Si se aprueban varios candidatos, GAS NATURAL podrá designar a cualquiera de los aprobados. El fideicomisario de desinversión será designado en el plazo de una semana desde que la CNC dé su aprobación, de conformidad con el mandato también aprobado por la misma.



### Nuevas propuestas

Si todos los candidatos propuestos por GAS NATURAL son rechazados, GAS NATURAL deberá remitir al menos dos nuevos candidatos en el plazo de una semana desde que sea informado sobre dicho rechazo, de conformidad con los criterios establecidos en los apartados precedentes.

### Fideicomisario designado por la CNC

Si todas las propuestas adicionales de candidatos a fideicomisario son rechazadas por la CNC, GAS NATURAL deberá designar como fideicomisario de desinversión, al candidato que proponga la CNC, y de conformidad con el mandato que ésta proponga.

## **II.- Funciones del fideicomisario de desinversión**

El fideicomisario de desinversión deberá asumir las obligaciones identificadas en el presente documento para garantizar el cumplimiento por GAS NATURAL de los Compromisos. La CNC podrá, a iniciativa propia, o a instancias del fideicomisario de desinversión, ordenar cuantas medidas considere necesarias para garantizar el cumplimiento de las condiciones y obligaciones que a los afectos de la desinversión se hayan incluido en la Decisión.

### Obligaciones del fideicomisario de desinversión

Durante el Periodo adicional de desinversión, el fideicomisario de desinversión cederá los Activos objeto de Desinversión a un comprador [CONFIDENCIAL], siempre y cuando éste y el correspondiente Acuerdo vinculante de Cesión hayan sido aprobados por la CNC, de conformidad con el procedimiento descrito en la Sección C. El fideicomisario de desinversión incluirá en el Acuerdo vinculante de Cesión los términos y condiciones que considere apropiados para que se produzca una cesión rápida en el Periodo adicional de desinversión. En particular, el fideicomisario de desinversión podrá incluir en el Acuerdo vinculante de Cesión las manifestaciones y garantías que sean razonablemente necesarias para efectuar la cesión. El fideicomisario de desinversión protegerá los intereses financieros legítimos de GAS NATURAL, con sujeción a las obligaciones establecidas en la Resolución [CONFIDENCIAL].

Durante el Periodo adicional de desinversión (o en cualquier otro momento si así es requerido por la CNC), el fideicomisario de desinversión proporcionará a la CNC mensualmente un informe por escrito en el que se detalle el estado del proceso de desinversión. Los informes mencionados deberán ser remitidos en los 15 primeros días del mes siguiente al que se refiera el informe en cuestión, debiendo remitir simultáneamente una versión no-confidencial del mismo a GAS NATURAL.

### Obligaciones de GAS NATURAL

GAS NATURAL proporcionará y exigirá a sus asesores que proporcionen al fideicomisario de desinversión toda la cooperación y la información razonablemente necesarias para que el fideicomisario de desinversión pueda desempeñar sus funciones. El fideicomisario de desinversión tendrá acceso completo a toda la documentación, instalaciones y cualquier otra información sobre los Activos objeto de Desinversión que sea necesaria para el cumplimiento de sus funciones. GAS NATURAL proporcionará al fideicomisario de desinversión toda la información que éste requiera, facilitándole además, si fuera necesario, acceso a una o varias oficinas en sus instalaciones. GAS NATURAL estará disponible para mantener reuniones con el

*fideicomisario de desinversión, así como para proporcionarle la información necesaria para el desarrollo de sus funciones.*

*GAS NATURAL otorgará al fideicomisario de desinversión los poderes necesarios para efectuar la cesión y todas las demás acciones que éste considere necesarias o apropiadas para efectuar la cesión, incluido el nombramiento de los asesores necesarios en el proceso de cesión.*

*GAS NATURAL eximirá al fideicomisario de desinversión y a sus empleados y agentes de cualquier responsabilidad frente a GAS NATURAL derivada del cumplimiento de sus funciones como fideicomisario de desinversión de conformidad con el presente documento, salvo que dicha responsabilidad derive de negligencia o mala fe del fideicomisario de desinversión o de sus empleados, agentes o asesores.*

*GAS NATURAL deberá soportar los costes en que incurra el fideicomisario de desinversión como consecuencia de la designación de los asesores que éste considere necesarios para desempeñar sus obligaciones, siempre que dichos costes sean razonables y siempre y cuando la designación de tales asesores sea aprobada por GAS NATURAL, que no podrá negarla sin motivación. Si GAS NATURAL no aprueba a los asesores propuestos por el fideicomisario de desinversión, éstos podrán ser aprobados por la CNC, previa audiencia de GAS NATURAL. Solamente el fideicomisario de desinversión podrá dar instrucciones a los asesores, a los que resultará de aplicación el contenido del párrafo anterior. En el Periodo adicional de desinversión, el fideicomisario de desinversión podrá utilizar a los asesores que asesoraron a GAS NATURAL durante el Periodo inicial de desinversión, si ello es considerado conveniente en interés del proceso de desinversión.*

### **III.- Sustitución, liberación y nuevo nombramiento del fideicomisario de desinversión**

*Si el fideicomisario de desinversión incumple las funciones previstas en el presente documento o si concurre otro motivo legítimo, incluyendo la existencia de un conflicto de interés:*

*(a) La CNC podrá, una vez oído el fideicomisario de desinversión, exigir a GAS NATURAL que le (s) sustituya; o*

*(b) GAS NATURAL podrá, previa aprobación de la CNC, sustituir al fideicomisario de desinversión.*

*Si el fideicomisario de desinversión es sustituido de conformidad con el párrafo anterior, se le podrá exigir que continúe desempeñando sus funciones hasta que haya proporcionado al nuevo fideicomisario de desinversión toda la información relevante para el cumplimiento de sus obligaciones. El nuevo fideicomisario de desinversión será designado de conformidad con el procedimiento previsto en los párrafos anteriores.*

*Salvo lo previsto en los párrafos precedentes, el fideicomisario de desinversión sólo cesará en el desempeño de sus funciones cuando la CNC le libere de sus obligaciones, una vez se haya producido la cesión de los Activos objeto de Desinversión que le hayan sido encomendados.*

## **SECCIÓN F. MANTENIMIENTO DE LA VIABILIDAD, COMERCIALIZACIÓN Y COMPETITIVIDAD DE LOS ACTIVOS OBJETO DE DESINVERSIÓN.**

*Durante el período transitorio que media entre la adquisición por GAS NATURAL del control efectivo de UNION FENOSA y la enajenación de los Activos objeto de desinversión, GAS NATURAL se abstendrá de adoptar decisiones que puedan poner en riesgo la futura gestión autónoma y la garantía de mantenimiento de valor de los mismos.*

## **SECCIÓN G. COMPROMISOS RELATIVOS A UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA (“UFGC”)**

1. [CONFIDENCIAL]
2. [CONFIDENCIAL]
3. [CONFIDENCIAL]
4. [CONFIDENCIAL]
5. [CONFIDENCIAL]

## **SECCIÓN H. COMPROMISO RELATIVO A CEPSA**

*GAS NATURAL se compromete a cesar en el plazo de un mes desde la adquisición del control efectivo de UNION FENOSA al consejero designado por esta última en el Consejo de Administración de Compañía Española de Petróleos S.A. (“CEPSA”)*

*Adicionalmente, mientras Repsol tenga una participación en GAS NATURAL superior al 15%, GAS NATURAL se compromete a:*

*– no hacer uso de su facultad de proponer Consejeros en el Consejo de Administración de CEPSA*

*- no solicitar información comercial o industrial confidencial de CEPSA en su calidad de accionista.*

*- garantizar que a través de la participación en Nueva Generadora del Sur, REPSOL no tenga acceso a información comercial o industrial confidencial del complejo petroquímico de CEPSA en San Roque.*

## **SECCIÓN I. OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN A LA CNC**

*Desde la adquisición por GAS NATURAL del control efectivo de UNION FENOSA, GAS NATURAL remitirá a la CNC informes mensuales escritos relacionados con el cumplimiento de todos y cada uno de los compromisos, hasta que la CNC de por finalizada la vigilancia de la Resolución.*

## **SECCIÓN J. PLAN DE ACTUACIONES**

*En el plazo máximo de 20 días desde la adopción de la Resolución, GAS NATURAL deberá presentar a la CNC un plan confidencial detallado de actuaciones (el “Plan de actuaciones”) para la instrumentación de todos y cada uno de los anteriores Compromisos. Además, se detallarán las garantías adecuadas para evitar que GAS NATURAL tenga acceso a la información comercial sensible de los Activos objeto de desinversión que no estuviesen controlados por GAS NATURAL con anterioridad a la Operación.*

*GAS NATURAL se compromete a no designar a la mayoría de los consejeros en el Consejo de Administración de UNIÓN FENOSA hasta el momento en que la CNC haya aprobado el Plan de actuaciones.*

## **SECCIÓN K. CLÁUSULA DE REVISIÓN**

*La CNC podrá, cuando lo considere apropiado, previa solicitud motivada de GAS NATURAL:*

- (i) acordar, en atención a las circunstancias concurrentes, una ampliación de los plazos máximos para la desinversión establecidos en la presente condición, o*
- (ii) excepcionalmente, otorgar una dispensa, modificar o sustituir, uno o algunos de los compromisos contemplados en el presente documento.”*