



## INFORME DEL SERVICIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

**N-05082                      GAS NATURAL / ENDESA**

Con fecha 12 de septiembre de 2005 ha tenido entrada en este Servicio de Defensa de la Competencia notificación relativa a la adquisición del control de ENDESA, S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A., mediante la formulación de una oferta pública de adquisición de acciones.

Dicha notificación ha sido realizada por GAS NATURAL SDG, S.A. (en adelante, GAS NATURAL) según lo establecido en el artículo 15.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, por superar los umbrales establecidos en el artículo 14.1.a y b.

El artículo 15 bis de la Ley 16/1989 establece que: "El Ministro de Economía, a propuesta del Servicio de Defensa de la Competencia, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia los expedientes de aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado, para que aquél, previa audiencia, en su caso, de los interesados dictamine al respecto".

Asimismo, se añade: "Se entenderá que la Administración no se opone a la operación si transcurrido un mes desde la notificación al Servicio, no se hubiera remitido la misma al Tribunal".

Con fecha 13 de septiembre de 2005 se solicitó informe a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Adicionalmente, el 18 de octubre se envió a la CNE un requerimiento de información que fue respondido el 2 de noviembre.

Con fecha 22 de septiembre de 2005 Portugal solicitó la remisión del expediente a la Comisión en virtud del art. 22 del Reglamento (CE) N° 139/2004, como consecuencia de lo cual se suspendieron los plazos del procedimiento nacional. El 28 de septiembre el Servicio comunicó a la Comisión la no adhesión del Reino de España a la solicitud inicial de las Autoridades Portuguesas de Competencia, según se establece en el citado artículo, como consecuencia de lo cual se reanudó desde ese mismo momento el cómputo de los plazos.

El 26 de septiembre de 2005 ENDESA solicitó ser parte interesada en el expediente, condición que le fue reconocida el 13 de octubre. Así, el 25 de octubre tuvieron entrada en el Servicio las alegaciones de ENDESA relativas a la operación.

En ejercicio de lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1443/2001, el Servicio de Defensa de la Competencia requirió del notificante con fechas 29 de septiembre y 17 de octubre de 2005 información de carácter necesario para la resolución del expediente. La información requerida fue cumplimentada respectivamente con fechas 11 y 31 de octubre de 2005.

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 15.2 de la Ley 16/1989, la notificante solicita que, en el caso de que el Ministro de Economía resuelva remitir el expediente al Tribunal de Defensa de la Competencia, se levante la suspensión de la ejecución de la operación.



Según lo anterior, la fecha límite para remitir el expediente al Tribunal de Defensa de la Competencia es el **14 de noviembre de 2005**, inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

## I. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL del control sobre ENDESA, mediante la formulación de una oferta pública de adquisición de acciones.

La OPA de Gas Natural se realiza sobre el 100% del capital de ENDESA condicionada<sup>1</sup> a la adquisición de, al menos, un 75%. Para ello, con fecha 5 de septiembre de 2005, GAS NATURAL registró el folleto de la oferta ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)<sup>2</sup>.

Tras la operación, la estructura organizativa del grupo resultante, según la notificante, contará con cinco áreas de negocio:

- I. Gestión de energía y comercialización mayorista,
- II. *Upstream* y *midstream* de gas<sup>3</sup>,
- III. Generación en Europa,
- IV. Distribución y comercialización minorista en Europa y
- V. Latinoamérica.

En particular, en España la notificante señala que se pretende desarrollar una estructura organizativa territorial que acerque la toma de decisiones a los consumidores y que replique la que posee en este momento GAS NATURAL. A su vez, se diferenciarían las líneas de negocio de generación, distribución de electricidad y distribución de gas.

Junto con la notificación, GAS NATURAL ha presentado un plan de compromisos que, según la notificante, tiene por objeto garantizar que se mantenga el número de competidores en los mercados de gas y electricidad y evitar adiciones de cuota como resultado de la operación.

En concreto, GAS NATURAL ofrece un conjunto de compromisos ligados al acuerdo con IBERDROLA y otros independientes del mismo.

Con fecha 5 de septiembre, GAS NATURAL ha suscrito un acuerdo con IBERDROLA, S.A. condicionado a la toma de control efectivo de ENDESA y a su compatibilidad con lo que dispongan las autoridades competentes, por el que IBERDROLA adquiere una serie de activos y participaciones en España<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> Igualmente la Oferta está condicionada a que la Junta General de Accionistas de ENDESA adopte el acuerdo de modificar los siguientes preceptos estatutarios antes del cierre de la OPA: (i) el artículo 32 de los Estatutos de la sociedad suprimiendo toda restricción en cuanto al número de votos que pueden ejercer los accionistas de ENDESA; (ii) los artículos 37 y 38 de los mismos, de forma que se supriman los requisitos de tipología y composición mayoritaria del Consejo de Administración; (iii) el artículo 42, para que no se requiera condición alguna para ser designado miembro del Consejo de Administración de ENDESA o Consejero Delegado, distinta de las establecidas en la Ley.

<sup>2</sup> El precio ofrecido por acción asciende a 21,3 euros a fecha de cierre de 2 de septiembre, que serán parcialmente satisfechos en metálico (34,5%) y el resto (65,5%) mediante la entrega de 0,569 acciones de nueva emisión de GAS NATURAL por cada acción de ENDESA. GAS NATURAL obtendrá recursos propios mediante una ampliación de capital por 602 millones de nuevas acciones de la misma clase, serie y derechos políticos que las actuales y dispondrá, además, de un crédito sindicado de 7.806 millones de euros con el aval correspondiente.

<sup>3</sup> Las actividades "upstream" se refieren a la exploración, producción, y licuefacción de gas. Las actividades "midstream" se refieren al transporte (vía marítima o gasoducto) y comercialización mayorista de GNL.

<sup>4</sup> Iberdrola también acuerda adquirir, fuera de España, la participación de ENDESA en SNET (Francia) y parte de los activos de generación de ENDESA en Italia. Estos son los dos únicos elementos del acuerdo con IBERDROLA que no se vinculan a compromisos con las autoridades de competencia españolas.

**El acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA no forma parte de la operación de concentración objeto del presente expediente.** De hecho, constituye otra operación de concentración que, en su caso, debería ser notificada, en el marco del procedimiento de control de concentraciones, a las autoridades competentes en función de su dimensión.

Por último, la ejecución de operación notificada está supeditada a la autorización de las autoridades de competencia españolas, la CNMV y la CNE<sup>5</sup>.

## II. ALEGACIONES DE ENDESA

Con fecha 25 de octubre, ENDESA presentó sus alegaciones con respecto a la operación, para las que solicita tratamiento confidencial\*.

En cuanto a las alegaciones sustantivas respecto a los efectos sobre la competencia en los mercados, ENDESA señala lo siguiente:

### • **Aprovisionamiento gas**

Según Endesa, éste es un mercado específico que tiene dimensión peninsular. En su opinión, los principales efectos de la operación en este mercado son:

- Incremento de la concentración en un mercado que ya está muy concentrado, y donde GAS NATURAL ya es dominante.
- Reducción de la intensidad competitiva e incremento de barreras de entrada por eliminación de Endesa como competidor y comprador de gas.
- Las barreras de entrada se derivan de la existencia de un mercado spot internacional poco líquido, de las condiciones necesarias para contratar a largo plazo, de que los gasoductos están copados por GAS NATURAL, de la inflexibilidad del sistema gasístico español por falta de capacidad de almacenamiento e inyección, y de la falta de transparencia.
- Efectos verticales derivados de la eliminación de ENDESA como comprador de gas y el aumento de la cuota de GAS NATURAL en ciclos combinados, que son vitales para alcanzar la escala mínima eficiente en aprovisionamiento. Esto permite arbitraje entre gas y electricidad y da seguridades de consumo mínimo para hacer frente a obligaciones de “*take or pay*”

### • **Mercado mayorista de electricidad**

Endesa distingue tres mercados de producto, todos ellos de dimensión peninsular: diario e intradiario; restricciones técnicas; servicios complementarios y gestión de desvíos. Los principales efectos de la operación en estos mercados son:

- Incremento de poder de mercado<sup>6</sup> del actual oligopolio e incentivos para ejercerlo. Esto llevaría a un aumento de precios en el mercado mayorista, de una media de 5%. La entidad resultante reforzaría su posición sobre todo en el segmento de los ciclos combinados que, junto con las centrales de carbón, son las que marcan el precio marginal en las horas valle.
- Eliminación del competidor más agresivo (*maverick*), presente en la tecnología que fija el precio marginal (ciclos combinados).

<sup>5</sup> Función 14 de la CNE recogida en el apartado tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

\* A lo largo del informe se indican entre corchetes [...] aquellas partes cuyo contenido exacto ha sido declarado confidencial. Con fecha 14 de noviembre de 2005 se recibió en este Servicio de Defensa de la Competencia escrito de ENDESA solicitando que se levantara la confidencialidad sobre sus alegaciones.

<sup>6</sup> Endesa lo mide con el índice de poder pivotal, que es de 4.802 horas para Iberdrola y 1.737 para Endesa.

- Incremento de las simetrías de la entidad resultante con Iberdrola, lo que incentivaría la colusión tácita entre ambos. Ésta también se vería facilitada por la eliminación del maverick, GAS NATURAL.
- Incremento de la concentración y del poder mercado en áreas con restricciones técnicas.
- Incremento del arbitraje entre los mercados español e internacional de gas, lo que llevará a subidas precios en el mercado mayorista de electricidad.
- Efectos verticales entre aprovisionamiento de gas y generación de electricidad que llevarán a incrementos de los costes de gas y a subidas de precios en mercado mayorista de electricidad.
- Adicionalmente, se dificulta la puesta en marcha del MIBEL.

- **Mercados de comercialización de electricidad y gas.**

ENDESA distingue tres mercados de producto con dimensión nacional: comercialización de gas a clientes industriales; comercialización de electricidad a clientes industriales; comercialización de gas y electricidad a clientes domésticos y comerciales. Para ENDESA los principales efectos de la operación en estos mercados son:

- Incremento de la concentración en todos los segmentos, lo que tendrá efectos anticompetitivos.
- Eliminación de los mavericks: GAS NATURAL en electricidad y ENDESA en gas. La reducción de la intensidad competitiva, que llevará a la eliminación de los descuentos en el mercado liberalizado.
- Repercusión sobre clientes, especialmente los industriales, de las subidas de precios de aprovisionamiento gas y mayorista de electricidad.
- Monopolios regionales en segmento doméstico-comercial, que eliminan la posibilidad de nuevos entrantes.
- Efectos coordinados entre GAS NATURAL e IBERDROLA, dado que serán los únicos operadores con adición de redes y monopolios regionales
- Eliminación de la competencia en el tendido de nuevas redes de distribución de gas.

- **Otras alegaciones**

- GAS NATURAL se ha aprovechado de la regulación asimétrica del gas, para invertir en actividades liberalizadas de gas y electricidad y lanzar la OPA. Ha vulnerado la obligación de separación de actividades y ha limitado la expansión de redes de gas.
- GAS NATURAL ha ganado 1.700 M€ con la cesión en su favor del contrato de aprovisionamiento de gas argelino firmado por ENAGAS.
- La operación causará un retroceso en la liberalización de los mercados energéticos, como consecuencia de la creación o el reforzamiento de las barreras de entrada.
- Los compromisos de desinversión a favor de IBERDROLA no son adecuados dado que:
  - No solucionan los problemas anticompetitivos en el mercado de suministro de gas, que son especialmente graves en Cataluña y Andalucía. De hecho los agrava al facilitar la adición de las redes de distribución de gas y electricidad en favor de Iberdrola.
  - Agravarán el poder pivotal de Iberdrola en el mercado mayorista de electricidad. Su índice pivotal pasará de 4.802 horas a 7.530. Además incrementará la probabilidad de coordinación tácita entre la entidad resultante de la operación e Iberdrola al incrementar la simetría y transparencia.



- No soluciona los problemas en el mercado de comercialización de electricidad, especialmente en Cataluña y Andalucía.
- Las sinergias estimadas por GAS NATURAL (455 millones euros) están sobrevaloradas y sólo afectan a costes fijos. Endesa calcula que como mucho serán de 100 millones de euros.
- La operación genera una sinergias negativas de 400 millones de euros por obligaciones fiscales, 44 millones de euros por costes de integración de sistemas de gestión, 100 millones de euros por servicios profesionales necesarios para la operación y 40 millones por adaptación de las actividades comerciales y de las marcas. Otras sinergias negativas se derivan del cambio de la estructura organizativa y territorial de ENDESA y de los riesgos regulatorios.

### **III. APLICABILIDAD DE LA LEY 16/1989 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA**

De acuerdo con la notificación, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CE) nº 139/2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas porque, aunque se superan los umbrales de volumen de negocios del art. 1.2, tanto GAS NATURAL como ENDESA obtienen más de dos tercios de su cifra de negocios comunitaria en España. Por lo tanto, la operación no tiene dimensión comunitaria.

No obstante, este SDC tuvo conocimiento de que ENDESA había remitido diversos escritos a la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea en los que cuestionaba la dimensión nacional de la concentración notificada.

ENDESA envió copia de dichos escritos al SDC el 22 de septiembre. Con posterioridad, tanto Gas Natural como Endesa han ido dando traslado a este Servicio de algunos escritos que han enviado a la DG Competencia de la Comisión Europea en relación con la dimensión nacional o comunitaria de la operación notificada.

En esencia, ENDESA señala que la operación tiene dimensión comunitaria porque dicha compañía realiza más de 1/3 de su volumen de ventas europeo fuera de España y, por tanto, es la Comisión Europea la única competente para su análisis.

Para ello, ENDESA argumenta que es necesario calcular su volumen de negocios conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs) y realiza una serie de ajustes pro forma en las cuentas anuales de 2004.

Según ENDESA, los ajustes introducidos se ciñen a lo establecido en el Reglamento comunitario 139/2004 sobre el control de concentraciones entre empresas y en la Comunicación de la Comisión relativa al cálculo del volumen de negocios (98/C 66/04).

Este Servicio estima, de acuerdo con la normativa comunitaria y, en particular, el Reglamento 139/2004 y la Comunicación de la Comisión sobre el cálculo del volumen de negocios, y con la práctica y precedentes comunitarios en esta materia que la operación no reviste dimensión comunitaria siendo, por tanto, de aplicación la normativa española en materia de competencia.

En particular, siguiendo las citadas normas y los numerosos precedentes en este ámbito y en aras de garantizar la seguridad jurídica de los operadores, el cálculo de volumen de ventas debe basarse, en ausencia de circunstancias excepcionales debidamente justificadas, en al menos los siguientes principios:

- El punto de partida deben ser las cuotas anuales auditadas del ejercicio inmediatamente anterior a la concentración: en este caso, el de 2004.



- Sobre estos datos, es preciso realizar los ajustes correspondientes a las compras y ventas de empresas o activos que se hayan ejecutado con posterioridad al cierre de las cuentas de 2004 y con anterioridad a la concentración.
- Es preciso computar por partes iguales el volumen de ventas de las empresas controladas conjuntamente por alguna de las partes de la operación y terceros.
- El momento relevante para determinar el volumen de ventas es el de existencia del proyecto de concentración; en este caso, la fecha de anuncio de la OPA (5 de septiembre de 2005).

A la luz de las cifras que se recogen en el apartado IV.2 del presente informe, siguiendo los citados principios, la operación no reviste dimensión comunitaria.

Cabe señalar que, con fecha 20 de septiembre de 2005 Portugal solicitó la remisión del expediente a la Comisión en virtud del art. 22 del Reglamento (CE) N° 139/2004. El 28 de septiembre el Servicio comunicó a la Comisión la no adhesión del Reino de España a la solicitud inicial de las Autoridades Portuguesas de Competencia. El 7 de octubre, Italia se unió a la solicitud de las autoridades portuguesas.

Con fecha 27 de octubre, la Comisión Europea resolvió rechazar las solicitudes de Portugal e Italia. En ambos casos, la decisión de la Comisión señala que las solicitudes no han demostrado suficientemente que la concentración amenace con afectar significativamente a la competencia en sus respectivos mercados nacionales ni que la Comisión esté mejor situada que las autoridades nacionales para valorar los efectos de la operación en sus mercados. Cabe señalar que en la decisión relativa a Portugal se afirma que la operación de concentración no genera preocupaciones serias de competencia en uno o más mercados de electricidad o gas de dimensión superior a la nacional, ni los mercados potencialmente afectados tienen dimensión superior a la nacional, ni el principal impacto económico de la concentración está conectado con dichos mercados.

La operación notificada cumple los requisitos previstos por la Ley 16/1989 para su notificación, al superarse los umbrales establecidos en el artículo 14.1.a y b de la misma.

## **IV. EMPRESAS PARTÍCIPES**

### **IV.1 “GAS NATURAL SDG, S.A.” (GAS NATURAL)**

GAS NATURAL es una compañía energética verticalmente integrada, activa principalmente en el aprovisionamiento, transporte y comercialización de gas y en los mercados de generación, distribución y comercialización de electricidad. Su principal actividad se desarrolla en los mercados gasistas en España, donde es el principal agente, aunque también es un importante operador de gas en Latinoamérica, con presencia en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Su objeto social comprende, entre otros:

- El suministro, producción y distribución de cualquier gas combustible, así como su regasificación, licuefacción y almacenamiento.
- La explotación de actividades industriales para obtener materias primas.
- La investigación y explotación de otras energías obtenidas por medio de gas y fuentes energéticas alternativas.
- La prestación de servicios de asesoramiento en proyectos energéticos.

La estructura societaria del grupo está integrada, entre otras, por las siguientes sociedades:



- Gas Natural Aprovevisionamientos SDG y Gas Natural Exploración S.A., activas en el mercado de aprovisionamiento de gas.
- Repsol-Gas Natural LNG, S.L., empresa controlada conjuntamente por Repsol-YPF, S.A. y por Gas Natural, que se dedica a las actividades midstream de gas natural licuado (GNL).
- Sagane, sociedad participada al 100% por el Grupo Gas Natural<sup>7</sup>.
- Numerosas compañías distribuidoras regionales<sup>8</sup> de gas, Gas Natural Transporte SDG y Gas Natural Distribución Eléctrica, activas en los mercados de distribución de gas y electricidad.
- La Energía S.A. y Gas Natural Electricidad SDG, presentes en los mercados de generación y trading de electricidad.
- Gas Natural Comercializadora y Gas Natural Servicios, presentes en los mercados de comercialización de gas y electricidad.

Adicionalmente, GAS NATURAL posee una participación del 19,99% en ENAGAS<sup>9</sup> si bien sólo ejerce derechos de voto por el 5%, de acuerdo con la Disposición Adicional 20ª de la Ley del Sector de Hidrocarburos. Por otra parte, posee una participación del 5,143% en OMEL, del 35% en Gas Aragón, sociedad controlada por Endesa, del 9,39% en Naturcorp Multiservicios S.A, sociedad controlada conjuntamente por EDP y el Ente Vasco de la Energía<sup>10</sup> y del 10% en Gas Natural de Álava, S.A.

En el ámbito internacional, la adquirente opera, a través de Gas Natural Internacional, distintas filiales en Brasil, Colombia, Méjico, Argentina, Puerto Rico, Italia, Francia y Portugal.

Finalmente, el grupo tiene intereses minoritarios en los sectores de servicios, comunicaciones, *e-business* y nuevos negocios, en los que opera a través de numerosas filiales y participadas.

GAS NATURAL no forma parte de ningún grupo a los efectos del artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, cotiza en las cuatro bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

Sus principales accionistas son REPSOL y LA CAIXA (a través de Caixaholding, S.A.), que poseen, respectivamente, un 30,8% y un 30,03% de su capital. 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<sup>11</sup>.

La facturación de GAS NATURAL en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art.3 del R.D. 1443/2001, es la siguiente:

<sup>7</sup> Con fecha 12 de diciembre de 2000, ENAGAS escindió a favor de GAS NATURAL los contratos de aprovisionamiento y el 100% de las acciones de la citada SAGANE, S.A.

<sup>8</sup> Entre las que figuran Gas Natural Cegas, Gas Natural Andalucía, Gas Natural Castilla-La Mancha, Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, Gas Natural Castilla y León, Gas Natural Extremadura, Gas Natural La Coruña, Gas Navarra, Gas Natural Rioja, Gas Natural Murcia, Gas Natural Cantabria, etc.

<sup>9</sup> Fuente CNMV. No obstante, según la notificante la participación de Gas Natural en Enagás es de 15,96%. Otros accionistas significativos son BP España (5%), Chase Nominees Ltd. (5,2%), Cantábrica de Inversiones de Cartera S.L. (5%), Sagane Inversiones S.L. (5%) Caja de Ahorros de Asturias (5%), Bancaja (5%), Atalaya Inversiones, S.R.L. (5%) –sociedad perteneciente a las Cajas de Ahorros de Huelva, Castilla La Mancha, Murcia, Granada y Badajoz-, CAM (5%), estando el resto del capital social de ENAGAS distribuido en bolsa

<sup>10</sup> Ver expediente comunitario de concentración M.3187 ENTE VASCO DE LA ENERGÍA /HIDROCANTÁBRICO/ NATURCORP.

<sup>11</sup> Adicionalmente, son accionistas de GAS NATURAL Holding de Infraestructuras y Servicios Urbanos, S.A (5%) y Chase Nominees Ltd (5%).

Volumen de ventas de GAS NATURAL (en millones euros)			
	2002	2003	2004
Mundial	5.267,9	5.628,0	6.265,8
UE	4.225,9	4.446,6	4.717,9
España	4.223,5	4.397,8	4.507,7

Fuente: Notificación.

## IV.2 “ENDESA, S.A.” (ENDESA)

ENDESA es una de las mayores empresas eléctricas de España y la primera compañía eléctrica privada de Latinoamérica<sup>12</sup>, además de operar en distintos países europeos y en Marruecos. También opera en el ámbito de las energías renovables mediante Endesa Cogeneración y Renovables. En el mercado de gas natural, ENDESA tiene una presencia creciente a través de Endesa Gas y Endesa Energía. Adicionalmente, posee participaciones en empresas del sector de telecomunicaciones y provee servicios de telecomunicaciones a través de la red eléctrica. En todo caso, su principal actividad se desarrolla en los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica en España.

El grupo Endesa se estructura en torno a las siguientes líneas de negocio:

- Endesa España y Portugal que, a su vez, comprende:
  - Endesa Generación, opera en la producción de electricidad.
  - Endesa Red, activa en transporte y distribución de electricidad y gas.
  - Endesa Energía, que comercializa electricidad en España, Portugal, Francia, Italia, Alemania y Bélgica, y gas en España.
  - Endesa Servicios, que presta servicios relativos a sistemas de información, telecomunicaciones, aprovisionamientos y servicios generales, gestión del patrimonio, y gestión medioambiental.
- Endesa Internacional, que gestiona las actividades del grupo en Latinoamérica, especialmente en la chilena Enersis, participada en un 60,62% por la adquirida.
- Endesa Europa, que gestiona las participaciones en empresas eléctricas de Europa como Endesa Italia (Italia), Snet, Soprolif y Powernext (Francia), Tejo Energia (Portugal), Endex (Holanda) y Gielda Energii (Polonia).

ENDESA también posee una participación del 3% en Red Eléctrica de España y, en el momento de anuncio de la OPA y de la notificación de la presente operación, controlaba conjuntamente Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A. (que se dedica a actividades de servicios de telecomunicaciones) a través de una participación del 32,92%<sup>13</sup>.

Según consta en la notificación, ENDESA no forma parte de ningún grupo a los efectos del artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores, cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo. También cotiza en la Bolsa de Nueva York y en la Bolsa Off-Shore de Chile. Sus principales accionistas son Caja Madrid (9%), Chase Nominees Ltd (5,7%), Axa S.A. (5,35%) y State Street Bank and Trust Co (5%).

<sup>12</sup> Es líder en Chile, Argentina, Colombia y Perú y también está presente en Brasil y en la República Dominicana.

<sup>13</sup> Ver expediente de concentración nacional N-05079 ONO-AUNA y expediente de concentración comunitario M.3920 FRANCE TELECOM-AMENA (en particular, nota al pie de página N° 2).

Volumen de ventas de ENDESA* (en millones euros)			
	2002	2003	2004
Mundial	[...]	[...]	[18.000 – 20.000]
UE	[...]	[...]	[14.000 – 16.000]
España	[...]	[...]	[11.000 – 13.000]

Fuente: Elaboración propia con base en notificación, datos presentados por ENDESA y expediente nacional N-05079 ONO-AUNA.

\* Los datos de 2004 son provisionales en tanto que están basados en la información aportada por ENDESA sobre el volumen de negocio de las compañías SNET y FINERGE-GESTAO. No se dispone de información en 2002 y 2003 de los ingresos obtenidos por las compañías bajo el control conjunto de ENDESA que se integran contablemente por método de puesta en equivalencia.

La facturación de ENDESA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art.3 del R.D. 1443/2001, es la siguiente:

## V. MERCADOS RELEVANTES

### V.1. Mercados de producto

El ámbito económico relevante para el análisis de la presente operación es el energético y, en particular, los mercados de electricidad y gas natural.

Las autoridades españolas y comunitarias de defensa de la competencia<sup>14</sup> consideran que el gas natural es un producto distinto de otras fuentes de energía, como la electricidad o el petróleo, dadas las limitadas posibilidades de sustitución existentes todavía entre ellas.

Desde el punto de vista de la oferta, la electricidad y el gas difieren en el modo de obtención (el gas en yacimientos y la electricidad en instalaciones construidas al efecto), las características de sus instalaciones, la posibilidad de almacenamiento (el gas es almacenable, pero la electricidad no), los medios de transporte (gasoductos o buques metaneros, frente a redes de tensión) o los cauces de distribución.

Desde una perspectiva estática de la demanda, si bien puede existir cierta sustituibilidad entre el gas natural y la energía eléctrica, sólo se producirá a muy largo plazo, debido a las elevadas inversiones que deben realizar los usuarios para adaptar su equipamiento a la fuente de energía elegida<sup>15</sup>.

No obstante, no cabe ignorar que, desde una perspectiva dinámica, el gas y la electricidad así como los hidrocarburos líquidos son sustitutivos para determinados usos o prestaciones (calefacción, cocina). A su vez, tanto los hidrocarburos líquidos como los gaseosos son utilizados como input para la propia generación de energía eléctrica.

El caso del gas como *input* para la generación de energía eléctrica merece una atención especial por las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías de generación (ciclos combinados de gas) en términos de flexibilidad (parada y puesta en funcionamiento con rapidez y bajo coste), eficiencia (pérdidas relativamente reducidas en el proceso de generación de energía) e impacto ambiental. Esto explica su creciente utilización como *input* en la generación de electricidad y su potencial de crecimiento en los próximos años.

<sup>14</sup> Casos C38/99 Endesa/Gas Natural, IV/M 116 Kelt American Express, IV/M. 493 Tractebel/Distrigaz II, IV/M. 568 EDF/Edison-ISE, IV/M. 931 Neste/IVO y IV/M. 2791 Gaz de France/Ruhrgas/Slovensky.

<sup>15</sup> Esta postura ha sido defendida tanto por la Comisión Europea en la Decisión IV/M.1190 Amoco-Repsol-Iberdrola-Ente Vasco de la Energía, como por el TDC en el informe C60/00 Endesa/Iberdrola.

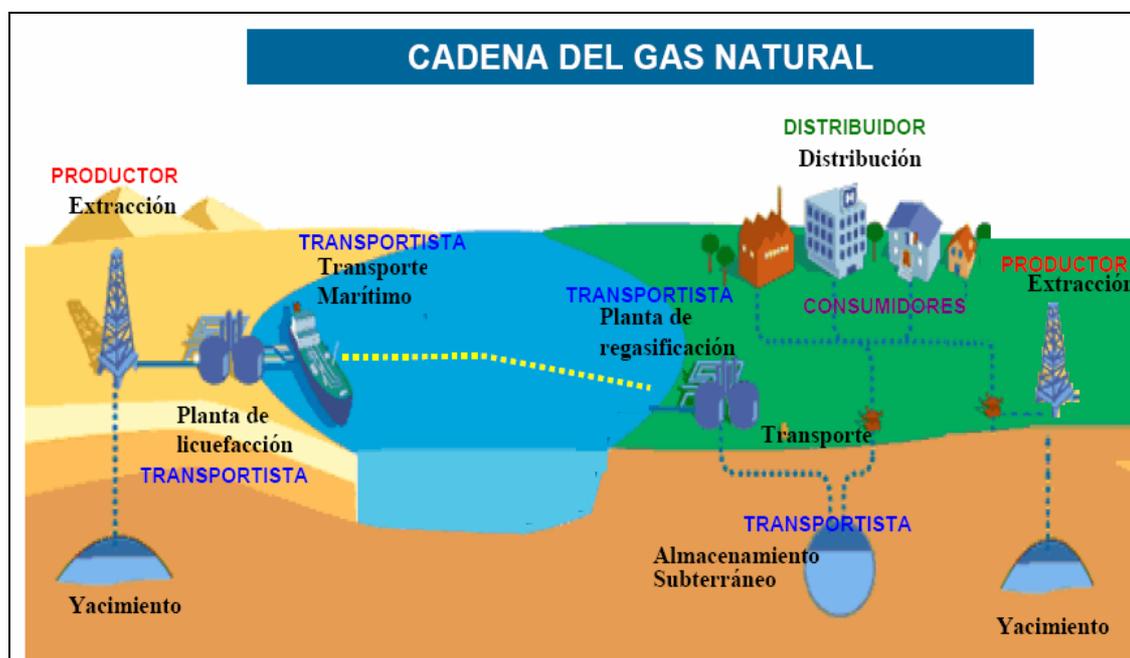
Además, desde esta perspectiva dinámica, resulta indudable la creciente convergencia de ambos sectores como muestra el proceso de integración de empresas eléctricas y de gas registrado en España y Europa.

Por tanto, en el presente informe se considerarán los ámbitos del gas y la electricidad por separado y, adicionalmente, se analizará la operación desde la perspectiva de un sector energético integrado que englobe tanto los hidrocarburos gaseosos y la electricidad como, en su caso, los hidrocarburos líquidos.

### V.1.1 SECTOR DEL GAS

El sector gasista está experimentando cambios tecnológicos y regulatorios significativos. Con el fin de facilitar la comprensión de la definición de los mercados relevantes en el ámbito del gas es oportuno, en primer lugar, describir brevemente el funcionamiento del sector, en particular, en España.

El circuito físico que sigue el gas desde su origen (extracción en yacimiento) hasta su destino (puntos de consumo) requiere la realización de distintas actividades:



Fuente: web CNE. [http://www.cne.es/documentos/cadena\\_gas\\_natural.pdf](http://www.cne.es/documentos/cadena_gas_natural.pdf)

La actividad de producción consiste en la exploración, investigación y explotación de yacimientos. Se trata de una actividad muy escasa en España<sup>16</sup>, que se concentra en tres pequeños yacimientos situados en el suroeste de la península<sup>17</sup>.

En aquellos países como España, en los que la producción es insuficiente para atender las necesidades de la demanda, el aprovisionamiento de gas se hace fundamentalmente a través de gasoductos internacionales y de buques metaneros, que transportan el gas natural licuado o GNL (a -160 °C) hasta las terminales de regasificación existentes en el país.

<sup>16</sup> Según el notificante, durante 2004 la producción nacional fue sólo de 4.781 GWh y abasteció el 1,2% del consumo nacional.

<sup>17</sup> Marismas, Palancares y Poseidón.



El aprovisionamiento comprende la adquisición y realización de las actividades necesarias para situar el gas en el territorio en el que va a ser consumido, siendo especialmente importante la importación, así como las actividades de *midstream*<sup>18</sup>.

Hasta el año 1993 los aprovisionamientos a la península se realizaban mediante buques metaneros que transportaban el gas natural previamente licuado en origen (GNL). Fue en 1993 cuando comenzó la importación de gas natural en estado gaseoso (GN) desde Noruega a través del gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa. A finales de 1996 se inauguró el gasoducto de Magreb-Europa, que conecta la red española con el yacimiento de Hassi R'Mel en Argelia, a través del Estrecho de Gibraltar.

En la actualidad existen cuatro puntos de conexión internacional de la península por gasoducto: uno con Marruecos (gasoducto Magreb-Europa, por el que se transporta el gas procedente de Argelia), otro con Francia (gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa y por el que se transporta el gas procedente de Noruega) y dos puntos de conexión con Portugal, en Badajoz y Tuy (Pontevedra).

Por su parte, el GNL llega hasta las plantas de regasificación de la península mediante buques metaneros. Actualmente existen cuatro plantas de regasificación en funcionamiento ubicadas en Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao.

Una vez en el país de destino (y una vez regasificado si el gas ha sido transportado en un buque metanero), el gas pasa a la red básica de transporte y almacenamiento o red de transporte de alta presión.

Desde las infraestructuras de alta presión, se hace llegar el gas a los puntos de consumo a través de las instalaciones de transporte de media y baja presión, esto es, las redes de distribución.

Finalmente, los distribuidores o comercializadores suministran el gas natural a los clientes finales, a tarifa o a precio libre.

A la vista de todo lo anterior, a los efectos de la presente operación se pueden distinguir dos grupos de mercados relevantes en el sector gasista español: de infraestructuras y de suministro.

---

<sup>18</sup> En esencia, las actividades de *midstream* consisten en la licuefacción en el puerto de origen, el transporte en buques metaneros, el *trading* internacional y la entrega en las plantas de regasificación del GNL.

### V.1.1.1. Mercados de infraestructuras

#### a) Transporte

La red básica de transporte o red de transporte de alta presión está integrada por:

- gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión,
- conexiones de la red básica con yacimientos en el interior o con los almacenamientos,
- almacenamientos estratégicos,
- plantas de licuefacción de gas,
- plantas de regasificación de gas natural licuado y
- conexiones internacionales del sistema gasista nacional con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

A su vez, las plantas de regasificación y los gasoductos internacionales constituyen activos imprescindibles para la importación de gas -en estado líquido o gaseoso- y su entrada en la red nacional de transporte y almacenamiento. Por ello, en línea con anteriores análisis de este SDC<sup>19</sup>, puede considerarse que las **infraestructuras de importación** de gas constituyen un mercado separado de la red gasista nacional (en España, peninsular).

#### b) Distribución

La red secundaria de transporte o red de distribución está integrada por las instalaciones de transporte de presión igual (en España, presión inferior a 16 bares) o que alimentan a un solo consumidor.

Los distribuidores son los titulares, construyen y operan las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo y suministran gas a los clientes a tarifa.

De acuerdo con el artículo 74 de la LSH, entre sus obligaciones destacan el suministro a tarifa a todo peticionario del mismo y la ampliación de su red a todo abonado que lo solicite, siempre que exista capacidad para ello y que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre dentro del ámbito geográfico de la autorización, suscribiendo al efecto la correspondiente póliza de abono o, en su caso, contrato de suministro, así como la adquisición de gas necesaria para realizar el suministro.

En cuanto a sus derechos, cabe destacar la adquisición de gas del transportista a cuya red estén conectados al precio de cesión que se fije atendiendo a los criterios establecidos por el Ministerio de Industria, así como el cobro de las tarifas por el suministro, fijadas también administrativamente.

### V.1.1.2. Mercados de suministro

#### a) Aprovisionamiento

El **aprovisionamiento** de gas constituye una actividad mayorista realizada en España, dada la escasa producción nacional, básicamente por los importadores. Estos adquieren gas de los productores nacionales o extranjeros para su venta a otros operadores, del mismo o diferente grupo empresarial, que, a su vez, se lo venderán a los consumidores finales. Por tanto, los oferentes principales son los productores de gas o importadores y los demandantes son los operadores presentes en el suministro de gas a consumidores finales.

<sup>19</sup> N-271 PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE SAGUNTO

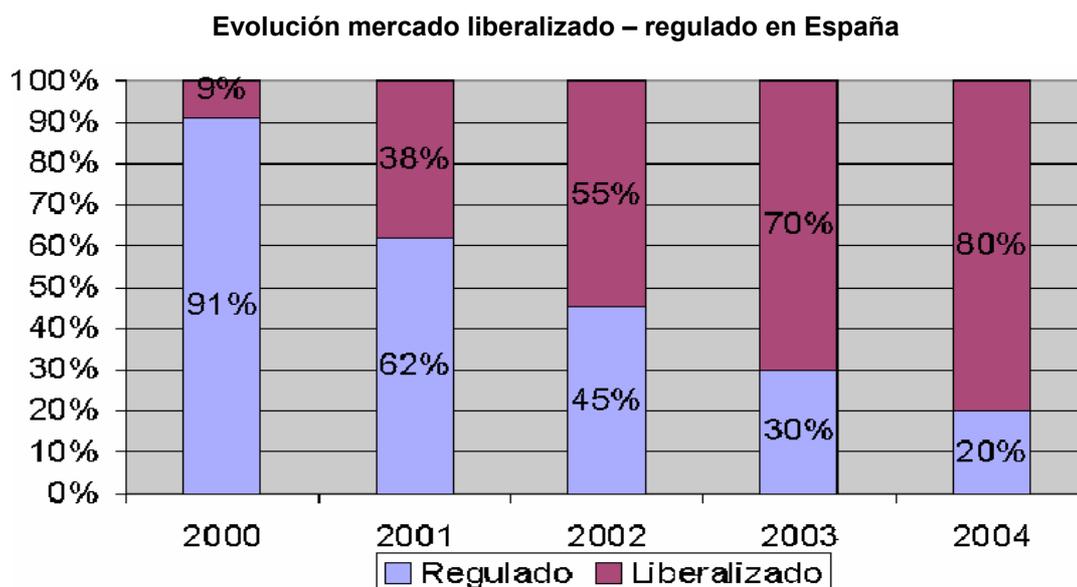
## b) Suministro a clientes finales

El suministro minorista consiste en la venta de gas a consumidores finales. Tradicionalmente se venía considerando la existencia de dos mercados separados: distribución a tarifa y comercialización a precio libre.

Sin embargo, las posibles segmentaciones cuantitativas y cualitativas del mercado de suministro minorista o a clientes finales varían en función de los avances logrados por cada país en la liberalización del sector gasista.

Como resultado de los avances en la liberalización del sector gasista, en los últimos años en distintos países europeos, los consumidores han ido adquiriendo la condición de cualificados, de modo que pueden elegir entre adquirir gas a tarifa a su distribuidor o a cualquier comercializador en condiciones libremente pactadas.

En particular, en España, desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores tienen la condición de cualificados. Como se observa en el siguiente gráfico, los avances en la liberalización han sido sustanciales y así, de los 320.000 Gwh consumidos en 2004, el 20% correspondieron a suministros a tarifa y el 80% restante fueron consumos en el mercado libre:



*Fuente: Secretaría General de Energía (SGE).*

A la vista de lo anterior, a los efectos de la presente operación y de forma análoga al sector eléctrico, se considerará un único mercado de suministro minorista, que incluya tanto las ventas a tarifa como a precios libres.

Ahora bien, las características del suministro varían sustancialmente en función del tipo de cliente al que se dirija. En este sentido, el notificante entiende que en atención al diferente volumen de consumo, patrones de demanda y necesidades, tipo de contrato, relación con el cliente y márgenes comerciales, existen dos segmentos que pueden ser examinados de forma separada: grandes clientes (incluyendo consumidores industriales y consumidores de gas para generación eléctrica) y clientes doméstico-comerciales. Niega, sin embargo, la existencia de un mercado de suministro de gas para generación eléctrica independiente del mercado de suministro minorista para grandes clientes.

El Servicio considera, en línea con la Comisión Europea (ENI/EDP/GDP), que el gas con destino a la generación de electricidad constituye un segmento distinto al de suministro a grandes clientes industriales<sup>20</sup> debido, entre otros motivos, a que:

- La cantidad de gas que consumen los ciclos es mucho mayor que la que consumen los clientes industriales individuales.
- El consumo es estacional y varía sustancialmente a lo largo del año en función de las condiciones meteorológicas e hidrológicas.
- Se combinan contratos a largo plazo para garantizar la viabilidad técnica y la seguridad de suministro con otros a corto plazo. Además, se incorporan cláusulas que facilitan la flexibilidad de la oferta.
- Los contratos están hechos a la medida de las necesidades de cada ciclo y suelen ser de mayor duración que los de suministro a clientes industriales.

En definitiva, en opinión del Servicio, en España, en la actualidad, se pueden considerar tres mercados relevantes de suministro minorista: a grandes clientes, a generadores de energía eléctrica y a clientes domésticos y pymes.

En atención a todo lo anterior, a efectos del análisis de la presente operación se consideran como **mercados relevantes en el sector del gas** los siguientes:

- mercado de transporte, distinguiendo entre las infraestructuras de importación de gas a la península y la red gasista peninsular,
- mercado de distribución,
- mercado de aprovisionamiento,
- mercado de suministro minorista, distinguiendo entre suministro minorista a grandes clientes, a generación eléctrica y a clientes domésticos y pymes.

### V.1.2. SECTOR ELÉCTRICO

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) incorpora a nuestro ordenamiento la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, consagrando la separación entre actividades reguladas y liberalizadas. Tradicionalmente, la regulación sectorial ha distinguido dos actividades liberalizadas, generación y comercialización, y dos actividades reguladas, transporte y distribución, dado el carácter de monopolio natural de estas últimas.

Por su parte, la Comisión Europea, en sus decisiones relativas al mercado de la electricidad<sup>21</sup>, diferencia cuatro mercados: generación o producción de electricidad, transporte (conducción de electricidad por cables de alta tensión), distribución (conducción de electricidad por cables de baja tensión) y suministro a consumidores finales.

<sup>20</sup> En este sentido, incluso la propia GAS NATURAL declaró ante la Comisión, con ocasión del caso ENI/EDP/GDP, que existen importantes diferencias entre los contratos de suministro a ciclos combinados y a grandes clientes industriales, puesto que los primeros son contratos muy detallados hechos a la medida de las necesidades de los clientes, mientras que los segundos son contratos estándar. Asimismo, en la web de GAS NATURAL se diferencian tres posibles destinos de sus ventas al mercado libre: mercado industrial, suministro a ciclos combinados y mercado residencial.

<sup>21</sup> Ver Decisiones de la Comisión en los casos Amoco/Repsol/Iberdrola/Ente Vasco de la Energía, EDP/Cajastur/Cáser/Hidroeléctrica del Cantábrico, RWE/Hidroeléctrica del Cantábrico, Grupo VillarMir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico, Enel/Viesgo, EnBW/EDP/Cajastur/ Hidrocantábrico, EDP/Hidrocantábrico y EDP/ENI/GDP.

### V.1.2.1 Generación

El mercado de generación, en el que se establece el precio de la electricidad y el grado de explotación de las centrales eléctricas y que se conoce por “mercado mayorista”, incluye tanto los contratos bilaterales físicos como el mercado organizado o *pool*, donde se realiza la práctica totalidad de las transacciones.

El RD 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario los productores, distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados. En el caso de los consumidores, éstos podrán contratar en el mercado la totalidad de su suministro o aquella parte del mismo que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa.

Desde el punto de vista de su estructura, el *pool* eléctrico incluye tres tramos: el mercado diario, el intradiario y el de servicios complementarios. El mercado diario recoge las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente, el intradiario es el mercado que sirve como mecanismo de ajuste a la programación diaria y el de servicios complementarios recoge las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Dadas las características propias de la red de transporte<sup>22</sup>, el resultado de la casación en el mercado diario (Programa Diario Base de Funcionamiento o PDBF) puede no ser técnicamente viable. Por ello, una vez concluido el PDBF, el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) evalúa si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro. En caso de que no sea así, un procedimiento conjunto del Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) y del Operador del Sistema da solución a estas restricciones técnicas, modificando la asignación de energía de las unidades de producción.

*En relación con las restricciones técnicas, el TDC, en su informe C60/00, señaló que “en estos casos, para satisfacer la demanda de energía de una zona concreta se ha de poner en producción una central de generación determinada, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético y, en consecuencia, esa energía no se genera por el sistema establecido en el mercado mayorista. Es decir, no es energía generada como resultado de la casación de la oferta y la demanda del sistema, ni se retribuye al precio del mercado mayorista, sino al precio que oferta la central que resuelve la restricción técnica. En resumen, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales circunstancias en régimen de monopolio. Por ello, cabe considerar el mercado de restricciones como un mercado afectado independiente del resto de mercados anteriormente delimitados”.*

Por tanto, el mercado relevante en un contexto de restricciones técnicas no es el mercado diario de generación sino el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas.

En este marco cabe señalar el RD2351/2004, de 23 de diciembre, que ha modificado la regulación de las restricciones técnicas en el sentido de utilizar ofertas específicas para la resolución de restricciones en lugar del sistema previo de utilización de las mismas ofertas que

<sup>22</sup> La red de transporte de energía eléctrica tiene una capacidad limitada, por lo que, si se producen desajustes entre la oferta y la demanda de energía en zonas geográficas concretas, pueden aparecer problemas de tensión y sobrecargas en la red que propician las denominadas restricciones técnicas.

para el mercado diario. Otro cambio es la participación en el proceso de las unidades de bombeo y de los agentes intracomunitarios.

Dada la presencia de las partes en el mercado mayorista y en el mercado separado de restricciones técnicas, se considerarán estos dos mercados dentro de la generación como relevantes a los efectos de la presente operación.

### **V.1.2.2 Transporte**

La actividad de transporte es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red interconectada con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales así como atender los intercambios internacionales.

Para el funcionamiento efectivo del mercado mayorista de generación es imprescindible la existencia de una red de transporte bien gestionada y una operación del sistema que coordine el conjunto generación-transporte, para posibilitar el tránsito de la energía negociada entre los productores y los distribuidores y garantizar que la demanda quede cubierta en todo momento.

Como recoge la LSE, la red de transporte de energía eléctrica está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos así como por las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares. El gestor de la red de transporte es el responsable del desarrollo, ampliación y mantenimiento de la red en alta tensión. Asimismo, corresponde al gestor de la red de transporte la gestión del tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español. Red Eléctrica de España, S.A. (REE) es el Operador del Sistema.

Según la notificante, el transporte no es un mercado de producto relevante a efectos de la presente operación en la medida que ni ENDESA ni GAS NATURAL se encuentran presentes en él. En efecto, REE ha venido adquiriendo en los últimos años los activos de transporte de las empresas eléctricas<sup>23</sup>.

### **V.1.2.3. Distribución**

El Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica establece que la actividad de distribución es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o distribuidores que también la adquieran a tarifa.

Así, los distribuidores son a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de baja tensión y suministradores a tarifa a consumidores finales. Entre sus obligaciones, destacan la construcción y ampliación de las instalaciones para atender nuevas demandas de suministro, la operación y mantenimiento de dichas instalaciones en condiciones adecuadas de conservación e idoneidad técnica y el cumplimiento de las obligaciones de transparencia y acceso no discriminatorio.

Asimismo, de acuerdo con el RD 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de instalación de autorización de instalaciones de energía eléctrica, las empresas distribuidoras están obligadas,

<sup>23</sup> Ver N-303 REE-ENDESA DISTRIBUCIÓN/UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, N-05002 REE-VIESGO, N-05018 REE-INALTA y M.3057 CVC/REE/IBERDROLA. Según el Cuarto Informe Anual de la Comisión Europea sobre la puesta en marcha del mercado del gas y la electricidad, 2004, este modelo es similar al del conjunto de los Estados Miembros, de los cuales sólo en cuatro hay más de un gestor de la red.

entre otras cosas, a prestar el servicio de distribución de forma regular y continua con los niveles de calidad establecidos, a comunicar a la Administración competente y a la Comisión Nacional de Energía la información sobre precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, y a atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes en las zonas en las que operen.

Desde el punto de vista de la definición de mercados relevantes, se considera que el mercado de distribución es un mercado separado del suministro a tarifa. Esta distinción queda recogida en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad que exige la separación jurídica y funcional de la figura del distribuidor (propietario y gestor de la red) del suministrador a tarifa.

En este sentido, debe considerarse el conjunto de medidas en el ámbito energético que se adoptan en el nuevo Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública. En particular, cabe subrayar el refuerzo del carácter de monopolio natural de la actividad regulada de distribución<sup>24</sup>.

#### **V.1.2.4. Suministro a consumidores finales**

Aguas abajo, las actividades de distribución y comercialización aseguran el suministro al consumidor final. El Real Decreto-Ley 6/2000 estableció que a partir de enero de 2003 todos los consumidores de electricidad tendrían la consideración de cualificados.

La consideración o no del suministro a consumidores finales (a tarifa o a precio libre) como un único mercado se ha suscitado en operaciones similares a la que trata este informe. Hasta ahora, tanto la CNE<sup>25</sup> como el TDC<sup>26</sup> han considerado que la comercialización es en sí misma un mercado de producto al margen del suministro de electricidad a clientes a tarifa. A este respecto, la migración inicial producida entre consumidores cualificados hacia la tarifa o hacia el mercado se produjo, esencialmente, entre consumidores con un consumo relativamente elevado en comparación con el de un consumidor doméstico, por lo que no podía considerarse que éste fuera igual de sensible a las diferencias de precios entre la tarifa y el mercado.

No obstante, en la actualidad se observa una estrecha relación de ambos mercados por la progresiva migración de la tarifa al mercado libre que hace necesaria su consideración como uno sólo -de venta al por menor de energía- a los efectos de la valoración de esta operación.

Concretamente, el porcentaje de energía contratada en el mercado liberalizado en el año 2005 se ha incrementado notablemente con respecto a 2003, representando el 34% de la energía contratada. En términos del número de clientes, el cambio de tarifa a mercado libre ha sido especialmente relevante en el segmento de consumidores de alta tensión<sup>27</sup>.

<sup>24</sup> Así, la nueva redacción del párrafo c) del apartado 1 del artículo 41 de la LSE establece que “*todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución, debiendo ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, quien responderá de la seguridad y calidad de suministro, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros*”. Asimismo, señala que “*cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas siguiendo criterios de mínimo coste*”.

<sup>25</sup> Por ejemplo, ver informes de la CNE sobre operaciones Iberdrola-Distribuidora del Ayuntamiento de Villatoya, Endesa-Eléctrica Selga, Endesa Red/Eléctrica del Liémana.

<sup>26</sup> Ver Informe del TDC C-82/03 Iberdrola/Ayuntamiento de Villatoya.

<sup>27</sup> Según la notificante y el Boletín Informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en 2005 de la CNE, a 31 de diciembre de 2003 la cuota de consumidores de alta tensión que contrataban la energía en el mercado ascendía al 37% frente a un 0,5% en el segmento de baja tensión.

Por tanto, en lo referido a la distribución y la comercialización, cabe considerar en la actualidad un único mercado de venta de electricidad a consumidores finales, distinto de la gestión de la red de distribución.

Este mercado minorista incluiría el suministro a clientes a tarifa y el suministro a precios de mercado o comercialización. Para este último, la Comisión ha venido considerando adicionalmente la distinción entre grandes consumidores (o suministro de alta tensión) y pequeños consumidores o clientes domésticos (o suministro de baja tensión)<sup>28</sup>.

En definitiva y dada la ausencia de las partes en el ámbito del transporte, los **mercados relevantes del sector eléctrico** a efectos del análisis de la presente operación son:

- El mercado mayorista o mercado de generación, distinguiéndose dentro de éste como mercado separado el mercado de restricciones técnicas;
- El mercado de distribución: gestión de la red de de baja tensión;
- El mercado de suministro minorista o suministro a clientes finales, distinguiendo entre grandes consumidores (o suministro en alta tensión) y pequeños consumidores o clientes domésticos (o suministro en baja tensión).

### V.1.3. OTROS MERCADOS

Aunque la operación notificada no da lugar a solapamientos de actividades en el **sector de hidrocarburos líquidos y gases licuados del petróleo**, dada la actividad de REPSOL en los mismos y su relación con los restantes mercados relevantes, y especialmente en consideración a la sustituibilidad de estos hidrocarburos con el gas natural como *input* para la generación eléctrica, el presente informe considera también estos mercados, sin ser necesaria una delimitación precisa de las distintas actividades que distingue la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos<sup>29</sup>.

## V. 2. Mercados geográficos

### V.2.1 Gas

En lo que se refiere al sector gasista, como se indica en informes precedentes, la dimensión geográfica del mercado de transporte así como del de las infraestructuras de importación es nacional (en el caso de España, se limita al territorio nacional peninsular). Sin embargo, la de los mercados de distribución es local y viene delimitada por el área que abarcan las autorizaciones administrativas<sup>30</sup>.

El mercado de aprovisionamiento tiene dimensión mundial o, al menos, comprende la totalidad del Espacio Económico Europeo más Rusia y Argelia<sup>31</sup>. En cuanto a los mercados de suministro minorista, su ámbito es nacional.

### V.2.2 Electricidad

Por su parte, la dimensión geográfica de referencia de la electricidad generada y negociada en el mercado mayorista organizado es el territorio peninsular español<sup>32</sup>, como han señalado el TDC<sup>33</sup> -en sus informes C54/00 y C60/00- y la Comisión Europea<sup>34</sup>.

<sup>28</sup> Ver casos Comunitarios EDF/London Electricity, EDF/South Western Electricity, EDF/Louis Dreyfus y EDP/ENI/GDP.

<sup>29</sup> Refino de crudo de petróleo, transporte, almacenamiento, distribución al por mayor y distribución al por menor.

<sup>30</sup> N-03001 GAS DE ASTURIAS-GAS FIGUERES.

<sup>31</sup> Entre otras, Decisiones de la Comisión Europea en los casos M.3230 Statoil/BP/Sonatrach/Insalah JV; M.3288 TNK\_BP/Sibneft/Slavneft JV.

<sup>32</sup> El sistema extrapeninsular no forma parte de este mercado debido, entre otras, a la inexistencia de conexiones con el territorio peninsular, el sometimiento a un plan de desarrollo de infraestructuras diferente, la no



No obstante, en un contexto de restricciones técnicas, dada la naturaleza del problema, el mercado geográfico deja de ser nacional y pasa a tener una entidad local, viniendo delimitada su amplitud por las zonas afectadas por la restricción<sup>35</sup>.

En cuanto al mercado minorista de suministro de electricidad, éste tiene dimensión nacional<sup>36</sup>. Por el contrario, la gestión de la red de distribución de electricidad es de carácter local, en línea con diversos precedentes nacionales<sup>37</sup> y como señala la Comisión en el caso EDP/ENI/GDP, constituyendo cada red de distribución un mercado separado, 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.

Finalmente, dadas las características de los mercados de hidrocarburos, cabría considerar preliminarmente que los mercados españoles de refino de petróleo, transporte, almacenamiento y distribución al por mayor de productos y gases licuados derivados del petróleo tendrían dimensión nacional mientras que la distribución al por menor tendría dimensión local, si bien la delimitación geográfica exacta de estos mercados puede quedar abierta en el presente informe.

## VI. ANÁLISIS DE LOS MERCADOS

### VI.1. Características y evolución

Los sectores eléctrico y gasista se rigen por lo dispuesto en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico (LSE) y la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos (LSH), que incorporan al ordenamiento español la normativa comunitaria<sup>38</sup>.

Estas Leyes configuran un sistema energético basado en los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, en la separación vertical de actividades y en la gestión - regulada- de los sistemas eléctrico y gasista por sociedades mercantiles privadas: los Operadores del Mercado (el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A., OMEL) y del Sistema Eléctrico (REE) y el Gestor Técnico del Sistema gasista (Enagas).

Tras la entrada en vigor de ambas leyes, la aprobación de nuevas medidas<sup>39</sup> ha permitido avanzar en el proceso de liberalización. En concreto, en el sector del gas:

---

participación en el mercado organizado de la energía eléctrica generada en las islas y las limitaciones impuestas al desarrollo del régimen especial en dicho territorio, como establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y otras medidas regulatorias.

<sup>33</sup> Ver informes del TDC informes C54/00 y C60/00.

<sup>34</sup> En el caso COMP/M.3440-ENI/EDP/GDP, la Comisión Europea delimita los mercados como nacionales, ya que son mercados sometidos a distintas regulaciones, tanto en el plano técnico como en las condiciones de acceso y de fijación de tarifas.

<sup>35</sup> Expte. 552/02, Empresas eléctricas.

<sup>36</sup> Ver caso comunitario M.3440 EDP/ENI/GDP

<sup>37</sup> C38/99 Gas Natural/Endesa, N-03033 ENDESA GAS-CRISTIAN LAY/DICOGEXSA, N-03039 IBERDROLA/AYUNTAMIENTO DE VILLATOYA, N-03047 ENDESA RED/ELECTRICA SELGA, N- 03074 IBERDROLA/ BERRUEZA, N- 04072 DIESELIDE/BERRUEZA, N- 05033 IBERDROLA/DISELEC, N-03068 UNIÓN FENOSA METRA/HIDROELÉCTRICA DE TENDILLA Y LUPIANA, N-05016 ENDESA RED/ELÉCTRICA DE LLÉMANA.

<sup>38</sup> 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, por la que se deroga la Directiva 96/92/CE y Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.



- El Real Decreto-Ley 6/2000 establece que, a partir de 1 de enero de 2003, el límite de la aportación máxima al total de gas natural para consumo en España de cualquier sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural será del 70% del consumo nacional, excluyendo de este porcentaje el cómputo del autoconsumo.
- El Real Decreto 1434/2002 impone a los titulares de instalaciones gasistas la obligación de atender a peticiones de reducción de capacidad en caso de que no hagan un uso efectivo de ella, así como de constituir una fianza con objeto de garantizar el uso de la capacidad reservada. Adicionalmente, prevé la reducción por parte del Gestor del Sistema de la capacidad reservada en caso de infrautilización continuada.
- El Real Decreto-Ley 6/2000 limitaba la participación de cualquier persona física o jurídica en el capital de Enagas al 35%. Este porcentaje se ha ido reduciendo, de modo que actualmente Gas Natural tiene una participación no de control sobre Enagas del 19,99% de su capital según la CNMV<sup>40</sup> y no puede ejercer derechos de voto por encima del 5%. Además, desde el 31 de diciembre de 2006 GAS NATURAL no podrá disponer de ninguna participación en Enagas superior al 5% de su capital.

En cuanto al sector eléctrico, conviene reiterar que la voluntad de las autoridades ha sido la progresiva apertura del suministro de energía eléctrica a consumidores finales, mediante la ampliación de la condición de consumidor cualificado, reduciéndose los umbrales de elegibilidad mediante los Reales Decretos-Leyes 6/1999 y 6/2000.

Además, el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre y la resolución de 30 de diciembre de 2002 de la Dirección General de Política Energética y Minas regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión y establecen el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador.

Finalmente, cabe mencionar el Real Decreto 2351/04 de 23 de diciembre, relativo a las restricciones técnicas, y el nuevo Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública.

## **VI.2. Estructura de la oferta**

### **VI.2.1. Mercados del gas**

#### **a) Aprovisionamiento**

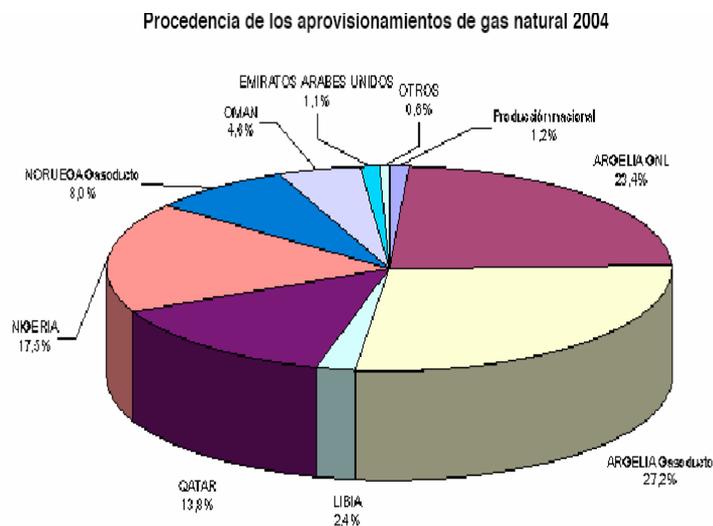
El aprovisionamiento de gas es un prerrequisito para estar activo en el suministro minorista de gas y para la generación con tecnología de ciclo combinado.

Según el notificante, en 2004 los aprovisionamientos para el mercado nacional ascendieron a 330.200 GWh (equivalentes a 29 bcm), procedentes fundamentalmente de Argelia (50,6%),

<sup>39</sup> Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia; Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios; 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; Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural; Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural; Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos; Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

<sup>40</sup> La notificante cifra su participación en Enagas en 15,96%.

Qatar (13,8%), Nigeria (17,5%), Noruega (8%), Omán (4,6%), Libia (2,4%) y Emiratos Árabes (1,1%):



Fuente: SGE

De estos aprovisionamientos, el 37% es GN y el 63% GNL, estando previsto que aumente el peso de este último sobre el total de los aprovisionamientos<sup>41</sup> en los próximos años.

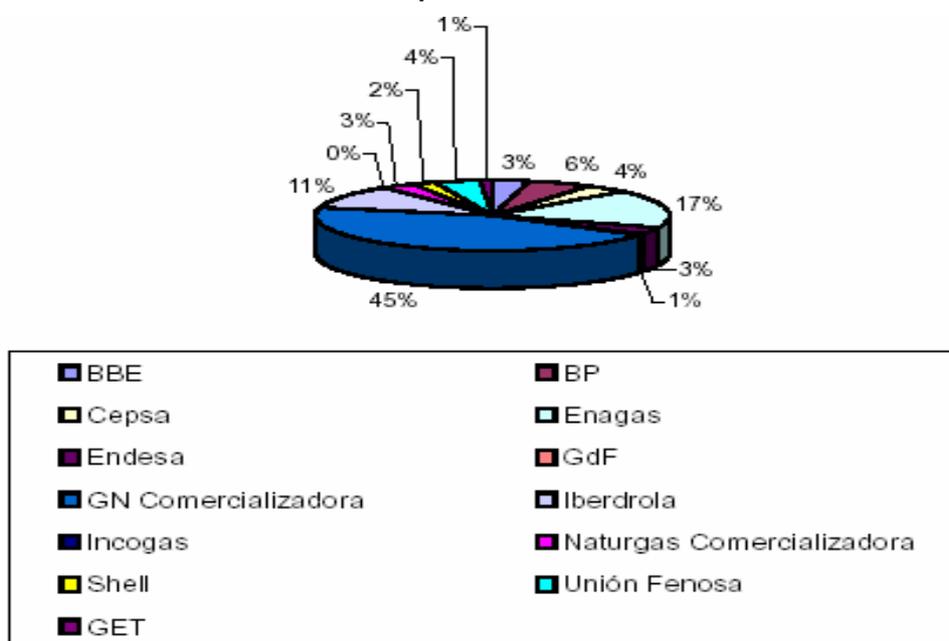
<sup>41</sup> La CNE prevé que el porcentaje de GNL sobre el total de aprovisionamientos sea 66 % en 2005, 71% en 2006, 75% en 2007 y 72% en 2008.

Según la CNE<sup>42</sup>, en el mercado español actúan, entre otros, los siguientes operadores:

- Grupo GAS NATURAL, a través de Sagane, Gas Natural Trading y Gas Natural Aprovisionamientos, aprovisiona al mercado regulado, a Gas Natural Comercializadora y a otros comercializadores.
- BP Gas Marketing aprovisiona fundamentalmente a BP Gas España.
- Grupo ENI (SNAM y ENI) aprovisiona a Iberdrola, Cepsa y Unión Fenosa.
- Carboex aprovisiona a Endesa Energía.
- Otros como Repsol, que controla conjuntamente Gas Natural, Gaz de France, Bilbao Bizkaia Electricidad (BBE) o Shell.

El siguiente gráfico indica quiénes son los destinatarios de esos aprovisionamientos a la península y su importancia relativa:

**Destinatarios de los aprovisionamientos a la Península**



Fuente: CNE. "Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004".

A partir del gráfico anterior, se observa que el 17% de los aprovisionamientos se destinaron al mercado regulado (Enagas) y el 83% al mercado libre.

En efecto, el mercado regulado lo abastece Enagas, principalmente a partir de gas natural argelino suministrado por Gas Natural, en virtud de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 6/2000<sup>43</sup>. Así, el Grupo Gas Natural (en particular, Sagane, sociedad propiedad al 100% de Gas

<sup>42</sup> "Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004".

<sup>43</sup> Artículo 15 del Real Decreto 6/2000: "El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 % del gas proveniente del mismo a "Enagas, Sociedad Anónima", que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 % restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados (...). A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas".

Natural) tiene firmado un contrato de suministro<sup>44</sup> de gas argelino transportado a través del gasoducto del Magreb a Enagas, que permite que se retiren las cantidades necesarias para el mercado a tarifa, [...].

El mercado libre lo abastece mayoritariamente GAS NATURAL, con una cuota del 45%<sup>45</sup>. El resto de proveedores del mercado español están significativamente por debajo de dicho Grupo.

GAS NATURAL es titular de contratos de compra con [...]<sup>46</sup>.

Estos contratos de GAS NATURAL con proveedores internacionales son a largo plazo [...] e incluyen cláusulas *take or pay*<sup>47</sup>, con algunas otras que aportan cierta flexibilidad como cláusulas *make up*<sup>48</sup> a [...] años y, [...], otras *carry forward*<sup>49</sup>.

Por su parte, ENDESA recibe suministro de GAS NATURAL (volumen nominal anual de 3 bcm) y tiene otros contratos de suministro con Sonatrach (1 bcm anual) y con Ras Laffan LNG Ltd (1 bcm anual). En 2006 entrará en vigor un contrato con Nigeria LNG Limited (1 bcm anual).. Además, GAS NATURAL estima que ENDESA tiene contratado un [...] % del total de la capacidad de acceso al sistema gasista español.

Por último, en cuanto a las actividades de *midstream*, cabe señalar que en abril de 2005, Repsol YPF y el Grupo Gas Natural acordaron la constitución de una sociedad conjunta, participada al 50% y denominada Repsol-Gas Natural LNG S.L.<sup>50</sup>, destinada al desarrollo del negocio de gas natural licuado desde los proyectos integrados, transporte marítimo, *trading*, compra y comercialización en el mercado mayorista internacional. Según la notificante estas actividades están en un estado inicial de desarrollo.

[...]

## b) Transporte

<sup>44</sup> En diciembre de 2000 (siendo la fecha de efectividad el 1 de julio de 2000), Enagas escindió su rama de aprovisionamiento de gas en favor de GAS NATURAL, incluyendo sus contratos de aprovisionamiento, existencias de gas natural en almacenamientos y yacimientos, combustible en buque, etc. Desde entonces, las sociedades de aprovisionamiento del grupo GAS NATURAL (Sagane y Gas Natural Aprovisionamientos) transmiten gas natural [...] a ENAGAS para atender al suministro del mercado regulado. Sagane suministra gas natural procedente de Argelia [...] de acuerdo con lo establecido por el artículo 15 del Real Decreto Ley 6/2000 y la Orden Ministerial de 12 de febrero de 2001, sobre el procedimiento de cálculo único para la obtención del precio del aprovisionamiento de todo el mercado regulado. En concreto, el suministro a ENAGAS se produce desde 1 de agosto de 2001 [...] y el precio es el que fija periódicamente la Administración como coste de materia prima y el precio de cesión de ENAGAS a las distribuidoras. [...].

<sup>45</sup> El notificante señala que Comisión Europea atribuye a Gas Natural un porcentaje de los aprovisionamientos a España del 40%, inferior al 45% que le atribuye la CNE.

<sup>46</sup> En concreto, Sagane, sociedad propiedad al 100% de Gas Natural, es la propietaria de [...] contratos de compra de gas natural argelino con Sonatrach: un contrato de 5,6 bcm, destinado preferentemente al suministro a tarifa, y otro de [...] en vigor hasta 2021.

<sup>47</sup> Los contratos *take or pay* obligan a los compradores de gas natural a retirar la mercancía o pagarla si por alguna circunstancia decidieran no retirarla.

<sup>48</sup> La cláusula *make up* permite recuperar el pago efectuado por el gas natural no consumido como consecuencia de la cláusula *take or pay*.

<sup>49</sup> La cláusula *carry forward* permite que el cliente pueda acumular los volúmenes que consume por encima del *take or pay* para utilizarlos cuando su demanda sea menor que el *take or pay* y de esta forma no ser penalizado por consumos no realizados.

<sup>50</sup> De acuerdo con el análisis preliminar realizado por el SDC, se trataría de una empresa en participación sin “plenas funciones”, en atención, en particular, a la dependencia de sus matrices.

España posee alrededor de 7.200 km de gasoductos de transporte, dos almacenamientos subterráneos<sup>51</sup>, nueve estaciones de compresión y cuatro<sup>52</sup> conexiones internacionales, además de numerosas plantas satélite de GNL y otras instalaciones auxiliares.

En 2004 estaban registradas como empresas transportistas las siguientes:

- Enagas, S.A., principal empresa transportista en España, con una cuota aproximada del 90%. Actúa también como Gestor Técnico del Sistema, responsable de la gestión de la red básica y de la de transporte secundario. Garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución. Participa en los gasoductos Al Andalus S.A. y Extremadura S.A. junto con Transgas, la empresa transportista de Portugal.
- Gas de Euskadi Transporte, S.A. (Naturcorp Multiservicios<sup>53</sup>) es la segunda empresa transportista de España. Opera en el País Vasco.
- Transportista Regional del Gas, S.L.<sup>54</sup>.
- Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.L., titular del gasoducto que conecta el Barcelona-Valencia con la central térmica de Castejón.
- Endesa Gas Transportista, S.L.
- Bahía Bizkaia Gas, S.L. (BBG), empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).

Las siguientes tablas reflejan las cuotas de los principales transportistas en la **red gasista peninsular**, de acuerdo con la información aportada por la CNE:

ESTRUCTURA DE LA OFERTA		
(Propiedad de la red peninsular de transporte en julio de 2004)		
Empresa	km de gasoducto	(%)
-ENAGAS	5.904	82,5
-Al-Andalus (Enagas+Transgas)	277	3,8
-Gasoducto de Extremadura (Enagas+Transgas)	250	3,5
<b>Subtotal ENAGAS</b>	<b>527</b>	<b>89,8</b>
-Gas Natural SDG	509	7,1
-Endesa Gas Transportista	10	1,3
<b>Gas Natural + Endesa</b>	<b>519</b>	<b>8,4</b>
Gas de Euskadi Transporte S.A.U.	152	2,1
Transportista Regional del Gas	41	0,5
Infraestructuras Gasistas de Navarra	13	0,1
<b>Total</b>	<b>7.156</b>	<b>100,0</b>

Fuente: CNE

Según el notificante, la presencia de GAS NATURAL en la península se limita a [...]. La integración de Gas Natural y Endesa daría lugar a un transportista con el 8,4% de los km de gasoducto de transporte existentes en la península.

En cuanto a las **infraestructuras para la importación**, el cuadro siguiente recoge la estructura de la oferta de regasificación peninsular:

<sup>51</sup> Serrablo y Gaviota.

<sup>52</sup> Con Marruecos (gasoducto Magreb-Europa, por el que se transporta el gas procedente de Argelia), Francia (gasoducto Lacq-Calahorra, que conecta la red española con la francesa y por el que se transporta el gas procedente de Noruega) y dos con Portugal, en Badajoz y Tuy (Pontevedra).

<sup>53</sup> GAS NATURAL cuenta con una participación del 9,39% en el capital de Naturcorp Multiservicios S.A, sociedad controlada conjuntamente por EDP y el Ente Vasco de la Energía.

<sup>54</sup> ENDESA posee una participación del 45% de su capital.

ESTRUCTURA DE LA OFERTA DE INFRAESTRUCTURAS DE REGASIFICACIÓN EN TERRITORIO PENINSULAR ESPAÑOL					
Titular	Infraestructura	2005		2006	
		Capacidad (bcm)	Cuota (%)	Capacidad (bcm)	Cuota (%)
ENAGAS	Planta Barcelona	[...]	[10-20]	[...]	[10-20]
ENAGAS	Planta Cartagena	[...]	[10-20]	[...]	[10-20]
ENAGAS	Planta Huelva	[...]	[10-20]	[...]	[10-20]
ENAGAS	Tarifa	[...]	[20-30]	[...]	[10-20]
ENAGAS	Larrau	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]
ENAGAS	Tuy	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]
<b>Subtotal ENAGAS</b>		[...]	<b>[80-90]</b>	[...]	<b>[70-80]</b>
BBG <sup>55</sup>	Bahía de Bizkaia	[...]	[10-20]	[...]	[10-20]
Reganosa <sup>56</sup>	Planta Reganosa	[...]	---	[...]	[0-10]
Saggas <sup>57</sup>	Planta Sagunto	[...]	---	[...]	[10-20]
Total		[...]	100	[...]	100

Fuente: notificante

La capacidad en las cuatro plantas de regasificación existentes actualmente (Barcelona, Huelva, Cartagena y BBG) es de [...], de los cuales el [...] se destina al mercado libre y el [...] al mercado regulado<sup>58</sup>, en virtud de un contrato entre Gas Natural Comercializadora y Enagas.

En efecto, el 27 de julio de 2001 Enagas y Gas Natural Comercializadora suscribieron un contrato de prestación de servicios de regasificación de GNL (“contrato deslizante”) procedente de contratos de aprovisionamiento sujetos a compromisos *take or pay* por el que, durante quince años, Gas Natural Comercializadora se reservaba una capacidad de regasificación de 188,406 Gwh/día en las plantas de Barcelona y Cartagena. Esa capacidad se destinaba, en primer lugar, a suministrar a Enagas el gas necesario para atender cada año las necesidades del mercado regulado en España, quedando (“deslizándose”) el resto de la capacidad objeto de contrato a disposición de Gas Natural Comercializadora para su venta en el mercado libre. Este contrato fue declarado prohibido por el TDC el 16 de junio de 2005<sup>59</sup>.

Posteriormente, el 27 de marzo de 2003 Gas Natural Comercializadora comunicó a Enagas su decisión de modificar el contrato de 27 de julio de 2001, de forma que se abandonaba el mecanismo de deslizamiento [...].

Adicionalmente y en relación con las infraestructuras de importación en forma de gasoducto, el Grupo Gas natural controla, a través de Sagane, el 72,6% de Europe Magreb Pipeline Ltd (EMPL) y el 72,35% de Metragaz S.A., sociedades propietaria y operadora, respectivamente, del gasoducto Magreb-Europa por el que se hace llegar a los mercados español

<sup>55</sup> BBG tiene como accionistas a Iberdrola, BP, Repsol y EVE, que ejercen control conjunto sobre ella (asunto Comp/M 1.190).

<sup>56</sup> Reganosa pertenece a Endesa (21%), Unión Fenosa (21%), G. Tejeiro (18%), Xunta de Galicia (10%), Sonatrach (10%), Caixa Galicia (10%), Caixa Nova (5%) y Banco Pastor (5%).

<sup>57</sup> Saggas está participada por Unión Fenosa Gas (42,5%), Iberdrola (30%), Endesa (20%) y Omán Oil Co (7,5%) – asunto N-271 Planta de regasificación de Sagunto.

<sup>58</sup> Cabe señalar que, una vez que se ha puesto en marcha la planta de Sinés en Portugal, el suministro de GNL al mercado portugués se realiza a través de esa planta, propiedad de Gas de Portugal, luego no hay tránsito con dicho país.

<sup>59</sup> Expte. 580/04, Gas Natural

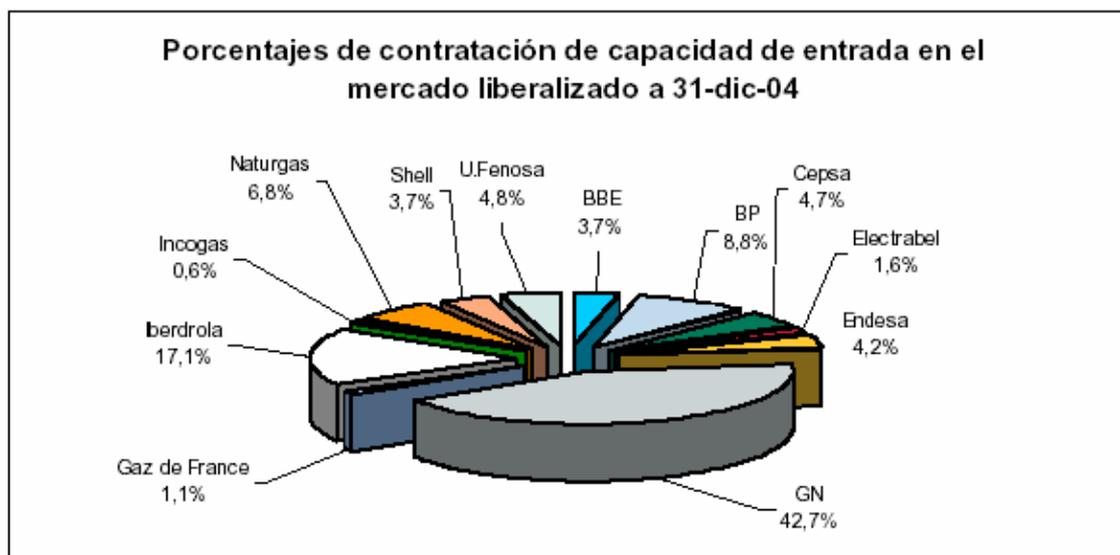
y portugués gas procedente de Argelia<sup>60</sup>. El resto de la participación en las dos sociedades es propiedad de la transportista portuguesa Transgás<sup>61</sup>.

[...]

Cabe destacar, finalmente, la participación del 25% que tiene Repsol en la sociedad que explota la planta regasificadora de Bilbao.

En cuanto a los usuarios de estas infraestructuras, de acuerdo con la CNE<sup>62</sup>, los aprovisionamientos de gas natural, todos ellos a través de los gasoductos de Lacq-Calahorra y El Magreb, están mayoritariamente utilizados por las empresas aprovisionadoras del Grupo Gas Natural<sup>63</sup>. Por lo tanto, el resto de empresas comercializadoras que actúan en el mercado gasista español se aprovisionan de GNL.

Según la CNE, actualmente cuentan con contrato de acceso a las instalaciones de transporte 19 operadores, de los cuales 12 son compañías comercializadoras, 4 consumidores cualificados y 1 transportista. La siguiente tabla muestra la contratación de capacidad de entrada en el mercado liberalizado en diciembre de 2004:



Fuente: CNE. "Cuarto informe de seguimiento de las solicitudes de acceso y contratos de acceso al sistema gasista (junio – diciembre 2004)". Publicado el 14/9/05.

La figura anterior permite confirmar dos extremos. Por una parte, que Gas Natural Comercializadora, con un 42,7% del total de la capacidad contratada, es la empresa con mayor capacidad de acceso reservada. Iberdrola (17,1%) ocupa la segunda posición en capacidad contratada y los demás operadores disponen de cuotas inferiores al 10%. Es el caso de Endesa, séptimo operador, con un 4,2% de capacidad contratada. Por otra, que se está produciendo la

<sup>60</sup> En particular y de acuerdo con el notificante, el tramo argelino del gasoducto del Magreb está controlado al 100% por Sonatrach, el tramo marroquí está controlado conjuntamente por Gas NATURAL y Transgás y en el tramo español, la propiedad y el control son compartidos por Enagas y Transgás.

<sup>61</sup> SNPP (Société Nationale de Produits Pétroliers) ostenta un 0,68% del capital de Metragaz.

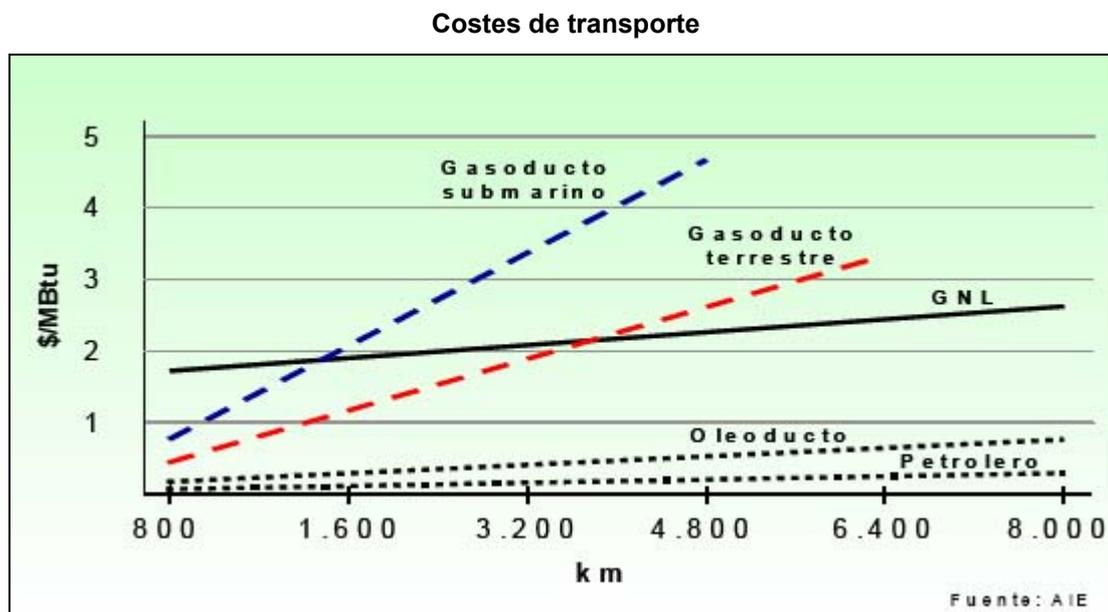
<sup>62</sup> "Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004".

<sup>63</sup> El notificante estima que en 2005 entrarán en la península [...] de gas a través del Gasoducto del Magreb y que en la actualidad hay dos contratos que utilizan esa vía de entrada:

- El contrato con Sagane que, de acuerdo con el Real Decreto 6/2000, se destina preferentemente al mercado regulado. [...].

entrada de nuevos operadores, como CEPSA, Shell, Electrabel, Unión FENOSA o Gas de France, en el aprovisionamiento de gas.

Por último, en el gráfico siguiente se recoge la relación que existe entre los costes de transporte de gas por gasoducto y en forma de GNL.



Se observa que para distancias inferiores a aproximadamente 4.000 km resulta más barato transportar gas en estado gaseoso, de donde se puede deducir que el aprovisionamiento a la península en forma de GN es más barato que en forma de GNL.

[...]

### c) Distribución

La red de distribución está integrada por 39.496 km de gasoductos de presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares, así como por 2.108 estaciones de regulación y 39 sistemas de odorización.

La importancia relativa de los operadores en gestión de redes de distribución a nivel nacional se puede aproximar a partir de la retribución que se les reconoce anualmente a través de la Orden Ministerial correspondiente. Así, de acuerdo con la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero,

para el año 2005 la retribución se distribuye del siguiente modo:

OFERTA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN 2005		
Empresa	Retribución en €	Cuota en%
Grupo Gas Natural	995.472.164	84,6
Grupo Endesa	60.426.077	5,1
<b>Gas Natural + Endesa</b>	<b>1.055.898.241</b>	<b>89,7</b>
Grupo Naturcorp (Hidrocantábrico)	120.815.362	10,3
Gas Directo	631.972	0
Gas y Servicios de Mérida	845.980	0
<b>Total</b>	<b>1.178.191.555</b>	<b>100</b>

Fuente: SDC, a partir del Anexo 5 de la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

De acuerdo con la tabla anterior, GAS NATURAL<sup>64</sup> tiene reconocido el 85% de la retribución de la actividad de distribución de gas para el 2005, mientras que a ENDESA<sup>65</sup> se le reconoce el 5%.

En cuanto a la presencia geográfica de los operadores en el territorio nacional, como se observa en el siguiente gráfico, GAS NATURAL es propietaria de redes de distribución en todas las Comunidades Autónomas de la península, ya sea a través de Gas Natural SDG o de sus numerosas participadas:

Distribuidoras peninsulares de gas



Fuente: [http://www.cne.es/documentos/distribuidoras\\_gas.pdf](http://www.cne.es/documentos/distribuidoras_gas.pdf)

<sup>64</sup> La cuota de Gas Natural incluye la retribución a Gas Natural SDG y a todas sus participadas (Gas Andalucía, Gas Natural Cantabria, Gas Castilla-La Mancha, Gas Natural Castilla y León, Compañía Española de Gas -Comunidad Valenciana-, Gas Natural La Coruña, Gas Galicia, Gas Natural Murcia, Gas Navarra y Gas Rioja).

<sup>65</sup> Gas Aragón, Gesa Gas, Distribuidora Regional de Gas, DG Gas Extremadura, Meridional del Gas y Gas Alicante.

Por su parte, ENDESA participa en la distribución a través de Endesa Gas, que agrupa las participaciones en los negocios de distribución y venta a tarifa y se encuentra presente en seis Comunidades Autónomas<sup>66</sup>:

En respuesta al requerimiento de información de este SDC, la CNE proporciona los siguientes datos:

CUOTAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR GRUPO EMPRESARIAL Y COMUNIDAD AUTÓNOMA (ENERGÍA VEHICULADA)					
CCAA	GAS NATURAL	NATURCORP	ENDESA	GAS DIRECTO	GAS Y SERVICIOS MERIDA
Andalucía	98,18%	0,00%	0,99%	0,85%	0,00%
Aragón	72,97%	0,00%	27,03%	0,00%	0,00%
Asturias	63,80%	36,20%	0,00%	0,00%	0,00%
Baleares*	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
Canarias	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cantabria	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Castilla La Mancha	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Castilla León	97,85%	0,00%	2,15%	0,00%	0,00%
Cataluña	99,83%	0,17%	0,00%	0,00%	0,00%
Extremadura	12,84%	0,00%	85,95%	0,00%	1,21%
Galicia	97,54%	0,00%	0,00%	2,46%	0,00%
La Rioja	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Madrid	99,36%	0,00%	0,00%	0,64%	0,00%
Murcia	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Navarra	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
País Vasco	40,15%	59,85%	0,00%	0,00%	0,00%
Valencia	99,88%	0,00%	0,12%	0,00%	0,00%
<b>PROMEDIO NACIONAL</b>	<b>88,14%</b>	<b>9,61%</b>	<b>2,06%</b>	<b>0,18%</b>	<b>0,01%</b>

\* Suministro de aire propanado

#### d) Suministro minorista

De acuerdo con la CNE<sup>67</sup>, el mercado a tarifa integral fue atendido en 2004 por cinco grupos distribuidores y el mercado libre por 14 empresas comercializadoras.

De acuerdo con el informe de la CNE sobre el consumo de gas natural en 2004<sup>68</sup>, las cuotas de **suministro minorista** (tanto a tarifa como a precios libres) en España en 2004, calculadas en términos de ventas fueron:

OFERTA DE SUMINISTRO MINORISTA DE GAS EN ESPAÑA EN 2004 (en términos de ventas)			
Empresa	(%) tarifa	(%) precio libre	(%) ventas totales
Grupo Gas Natural	81,5	54,3	59,7
Grupo Endesa	6,4	4,6	5,0
<b>Gas Natural + Endesa</b>	<b>87,9</b>	<b>58,9</b>	<b>64,7</b>
Grupo Iberdrola	-	13,5	10,8
BP Gas España	-	9,0	9,0

<sup>66</sup> Cinco Comunidades Autónomas en la península -Aragón (Gas Aragón), Castilla – León (Distribuidora Regional de Gas), Extremadura (DG Gas Extremadura), Andalucía (Meridional del Gas) y Comunidad Valenciana (Gas Alicante)- y Baleares (Gesa Gas).

<sup>67</sup> “Informe sobre el consumo de gas natural en el 2004”.

<sup>68</sup> La notificante ha aportado unas cifras de suministro a precio libre que no difieren sustancialmente de las de la CNE.



OFERTA DE SUMINISTRO MINORISTA DE GAS EN ESPAÑA EN 2004 (en términos de ventas)			
Empresa	(%) tarifa	(%) precio libre	(%) ventas totales
Grupo Unión Fenosa	0,6	4,7	6,2
Cepsa	-	3,8	3,9
Grupo Naturcorp	11,5	3,4	5,0
Otros <sup>1</sup>	0,0	3,7	0,4
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1</sup> BBE, Shell y Gaz de France.

Fuente: SDC, a partir de la CNE.

GAS NATURAL ostenta una cuota del 81,5% en el suministro a tarifa. Le siguen Naturacorp (11,5%) y ENDESA (6,4%).

En cuanto al suministro a precio libre, la cuota de GAS NATURAL en 2004 fue, según la CNE, del 54,3%. Le siguen Iberdrola (9,6%), BP Gas España (9%), UNIÓN FENOSA (4,7%) y ENDESA (4,6%).

Así, el Grupo Gas Natural es el principal suministrador minorista (60%), seguido del Grupo Iberdrola (11%), BP Gas España (9%), Grupo Unión Fenosa (6%), Grupo Endesa (5%) y otros.

En cuanto a los distintos mercados de suministro en función del tipo de clientes, de acuerdo con el notificante, los grandes clientes (incluyendo consumidores industriales y consumidores de gas para generación eléctrica) representan el [80-90]% del consumo de gas en 2004 y los doméstico-comerciales el [10-20]%.

#### (i) Suministro a grandes clientes

GAS NATURAL es el principal suministrador a grandes clientes [50-60]%, seguido a considerable distancia por sus competidores.

SUMINISTRO MINORISTA DE GAS EN ESPAÑA A GRANDES CLIENTES EN 2004 (en términos de consumo)	
Empresa	(%)
GN	[50-60]
Endesa Gas	[0-10]
<b>GN+Endesa Gas</b>	<b>[50-60]</b>
Iberdrola	[10-20]
BP Gas España	[0-10]
Unión Fenosa Gas Comercializadora	[0-10]
Cepsa Gas Comercializadora	[0-10]
Grupo Naturcorp	[0-10]
BBE	[0-10]
Shell España	[0-10]
TOTAL	100

Fuente: notificante

De acuerdo con GAS NATURAL, la práctica totalidad de los contratos con grandes clientes se establecen [...].

## (ii) Suministro para generación eléctrica

El gas destinado a centrales de ciclo combinado representa el 18% del total de gas consumido en España. Según la CNE, GAS NATURAL suministró en 2004 el 48,2%<sup>69</sup> del gas empleado en las plantas de ciclo combinado.

Tal y como se muestra en la tabla siguiente, de acuerdo con la CNE actualmente existen [...] empresas suministradoras de gas para generación eléctrica. De ellas, tres [...] abastecen a un buen número de sus propias plantas de ciclo combinado. Además, GAS NATURAL suministra a [....].

### Cuotas en suministro de gas para generación. Desglose por suministradora.

Empresas comercializadoras	Cuota de ventas en el mercado liberalizado para generación eléctrica	
	Año 2004	1º semestre 2005
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	48,2%	41,1%
IBERDROLA, S.A.	29,1%	29,3%
BAHÍA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.	12,9%	8,2%
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	9,8%	21,1%
SHELL ESPAÑA S.A.	0,0%	0,3%

Fuente: CNE

Empresa suministradora	Nombre del ciclo	CC.AA.	Potencia (MW)	Titular
Suministrador 1	Besós	Cataluña	400	Endesa
	Besós	Cataluña	400	Gas Natural
	San Roque	Andalucía	400	Endesa
	San Roque	Andalucía	400	Gas Natural
	Castejón	Navarra	400	Hidrocarbónico
	Tarragona	Cataluña	400	Endesa
	Arríbal	La Rioja	800	Gas Natural
	Escombreras <sup>1</sup>	Murcia	400	Gas Natural
Suministrador 2	Castellón	C. Valenciana	800	Iberdrola
	Castejón	Navarra	400	Iberdrola
	Tarragona	Cataluña	400	Tarragona Power (Iberdrola)
	Arcos de la Frontera <sup>2</sup>	Andalucía	1200	Iberdrola
	Santurce	País Vasco	400	Iberdrola
	Aceca	Castilla La Mancha	400	Iberdrola
Suministrador 3	Palos de la Frontera	Andalucía	1200	Unión Fenosa
	San Roque	Andalucía	800	Nueva Generadora del Sur (U.F.)
Suministrador 4	Aceca <sup>1</sup>	Castilla La Mancha	400	Unión Fenosa
	BBE	País Vasco	800	BBE
Suministrador 5	Amorebieta	País Vasco	800	Bizkaia Energía

(1) Ciclos iniciando pruebas actualmente

(2) El tercer grupo de Arcos de la Frontera está en pruebas actualmente

La CNE señala [...]

[....]

<sup>69</sup> De acuerdo con el notificante, Gas Natural suministró [...] Mw sobre un total de [...], lo que representa el [30-40%]

Adicionalmente, cabe señalar que, además de la mera actividad de suministro de gas a los ciclos combinados, existen otras fórmulas contractuales que vinculan a Gas Natural con diversos ciclos combinados: trasiegos<sup>70</sup> [...], servicios logísticos<sup>71</sup> [...], suministro *backup*<sup>72</sup> [...] y *ex ship*<sup>73</sup> [...].

### (iii) Suministro a clientes domésticos

GAS NATURAL es el principal suministrador a clientes domésticos ([80-90]%), seguido a considerable distancia por sus competidores.

SUMINISTRO MINORISTA DE GAS A CLIENTES DOMÉSTICOS Y COMERCIALES EN 2004 (en términos de consumo)	
Empresa	(%)
GN	[80-90]
Endesa Energía	[0-10]
<b>GN+Endesa proforma combinada</b>	<b>[90-100]</b>
Iberdrola	[0-10]
Unión Fenosa Gas Comercializadora	[0-10]
Otras	[0-10]
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

Fuente: Notificante

Los contratos de suministro de GAS NATURAL a consumidores domésticos y pequeños comerciales se estipulan [...].

## VI.2.2. Mercados eléctricos

### a) Generación

En el mercado organizado concurren en competencia la energía ofertada por el régimen ordinario (que constituye alrededor del 92% de la energía vendida), la del régimen especial de más de 50 MW y la importada. Además, los autoprodutores con potencia superior a 5 MW tienen la posibilidad de realizar ofertas<sup>74</sup>. Dentro del mercado mayorista, el mercado diario representa más del 90% del total de la electricidad que se vende en el mercado de generación.

Dentro del mercado organizado, a los efectos del presente expediente, procede analizar el mercado mayorista en su conjunto y el mercado separado de restricciones técnicas.

<sup>70</sup> Su finalidad es optimizar la descarga de buques de gran tamaño, de modo que el gas se almacena temporalmente en un buque de menor tamaño y es descargarlo en la planta en cuanto ésta tiene capacidad.

<sup>71</sup> [...].

<sup>72</sup> [...].

<sup>73</sup> [...].

<sup>74</sup> Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.



### (i) Mercado mayorista

La posición de los operadores en este mercado puede medirse tanto en términos de capacidad (por potencia instalada) como de energía vendida sobre el total del régimen ordinario. La potencia instalada total mide la capacidad de un operador de participar en el mercado y determina el tamaño del parque eléctrico peninsular. Por el contrario, la energía vendida representa la participación real de los agentes en el mercado.

En cuanto a la **capacidad instalada**, el cuadro siguiente recoge la potencia de generación eléctrica total instalada a 31-12-2004, incluyendo autoprodutores.

#### Potencia instalada a 31/12/04. Total nacional

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.319	25,4	12,3
-Convencional y mixta	15.773		
-Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.876	10,9	22,7
Carbón	12.205	17,0	28,8
-Hulla y antracita nacional	6.147		
-Lignito negro	1.502		
-Lignito pardo	2.031		
-Carbón importado	2.525		
Fuel oil-Gas oil	8.092	11,2	8,0
Gas natural	15.773	21,9	20,2
R.S.U. y Biomasa	1.439	2,0	2,4
Eólica	8.263	11,5	5,6
Solar fotovoltaica	36	0,0	0,0
Total	72.003	100,0	100,0

Fuente: SGE, Red Eléctrica de España y CNE.

Cabe destacar la especial importancia de los ciclos combinados, que representan más del 20% del parque generador español y cuya producción ha crecido un 34,3% en el último año.

Como se observa en la siguiente tabla, durante los próximos años se prevé un incremento significativo de potencia derivada de centrales de ciclo combinado. Éstas se caracterizan por su menor coste de inversión y período de construcción, así como por su flexibilidad (en términos de arranque), su alto rendimiento y bajo consumo de combustible, variando el coste de generación en función del precio del gas, que suele estar indiciado al del petróleo.

### Previsión de potencia instalada 2004-2008.

Potencia Instalada (MW)	2004	2005	2006	2007	2008
Hidráulica	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657
Nuclear	7.923	7.923	7.763	7.763	7.783
Carbón y Fuel/Gas	17.535	17.535	17.535	17.235	16.672
CCTG	7.594	11.594	16.794	22.794	24.394
Total potencia instalada	49.709	53.709	58.749	64.449	65.506

Fuente: Notificación a partir del Informe Sector de la Energía 2004, CNE.

En el anexo I figura una tabla con las centrales de ciclo combinado existentes y autorizadas en la actualidad<sup>75</sup> a partir de datos de la CNE. En el anexo II figuran las estimaciones de la notificante sobre los proyectos de ciclos combinados realizados, nuevos y ampliaciones de éstos, del conjunto de operadores.

Por lo que respecta a la **energía vendida**, la negociada para el conjunto del mercado de electricidad ascendió en el año 2004 a 241.224 GWh, un 5,5% más que el año anterior. En términos de volumen de negocio, correspondió a 8.340 millones de euros, un 1,9% más que en 2003<sup>76</sup>.

El cuadro siguiente muestra un significativo descenso de la producción hidroeléctrica (-21,6%), frente a los aumentos de la producción de centrales nucleares (2,8%), de carbón (5,6%), de fuel-oil (1,2%) y, muy especialmente, de ciclos combinados de gas(34,3%). Otros aumentos significativos se han producido en fuentes renovables como la energía fotovoltaica y la eólica.

#### Balance de energía eléctrica producida según centrales

	2003 Gwh	%	2004 Gwh	%	2004/03 %
Hidroeléctrica	43.919	16,6	34.439	12,3	-21,6
Nuclear	61.875	23,4	63.606	22,7	2,8
Carbón	76.360	28,9	80.639	28,8	5,6
Fuel oil	22.156	8,4	22.427	8,0	1,2
Gas natural	42.112	15,9	56.556	20,2	34,3
Otros (1)	18.097	6,8	22.341	8,0	23,4
Producción bruta	264.519	100,0	280.007	100,0	5,9
Consumos en generación	10.607		11.256		6,1
Producción neta	253.912		268.751		5,8
Consumo en bombeo	4.678		4.605		
Saldo de intercambios	1.264		-3.038		
Demanda (bc)	250.498		261.108		4,2

(1) Biomasa, R.S.U., eólica y solar fotovoltaica.  
Fuente: SGE.

Fuente: "La Energía en España 2004" Secretaría General de Energía

En varios de sus informes<sup>77</sup>, el TDC ha señalado que el mercado mayorista se caracteriza por la existencia de dos empresas dominantes (ENDESA e IBERDROLA), con mixes de generación relativamente complementarios, cuya cuota conjunta ronda el 80% de las ofertas y

<sup>75</sup> Fuente: CNE, abril 2005.

<sup>76</sup> Informe: "La Energía en España 2004", de la Secretaría General de Energía

<sup>77</sup> C54/00 Unión Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico, C60/00 Endesa/Iberdrola y C77/02 Ibernova/Gamesa.

cuyas producciones son indispensables para atender toda la demanda en numerosos períodos, por lo que tienen capacidad de fijación de precios por sí solas o a través de colusión tácita, tanto en períodos de demanda alta como de demanda baja, siendo el resto de operadores precio-aceptantes<sup>78</sup>.

Mercado de generación de electricidad en 2004 (%)		
Empresa	Potencia instalada	Volumen de ventas
<b>Endesa</b>	<b>35,3</b>	<b>38,5</b>
Iberdrola	37,1	27,5
Unión Fenosa	12,8	11,3
Hidrocantábrico	5,0	6,7
Riesgo	4,6	2,9
<b>Gas Natural</b>	<b>3,1</b>	<b>2,5</b>
Otros <sup>2</sup>	2,2	2,9

<sup>2</sup> Ciclos combinados participados por RWE, EVE, BP, Cepsa y Repsol.

Fuente: Notificación a partir del informe del sistema eléctrico para el año 2004 de REE.

Las cuotas de mercado de los principales operadores en el mercado de generación en régimen ordinario por potencia instalada y por volumen de ventas quedan recogidas en el siguiente cuadro:

Los cuadros siguientes muestran la importancia de cada productor en términos de potencia instalada y de producción eléctrica en cada una de las tecnologías de generación:

Potencia instalada por tecnologías en 2004 (%)								
Tecnología	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	HC	Viesgo	Gas Natural	Otros	Total
C. Combinado	<b>14,4</b>	33,9	14,2	4,8	0	<b>19,4</b>	13,30	100
Renovables	<b>13,1</b>	22,6	3,2	7,7	0	<b>0,5</b>	52,90	100
Hidráulica	<b>31,5</b>	51,5	10,6	2,5	3,9	<b>0</b>	0	100
Nuclear	<b>46,2</b>	42,3	9,4	2,1	0	<b>0</b>	0	100
Fuel-oil	<b>33,0</b>	43,7	11,9	0	11,4	<b>0</b>	0	100
Carbón	<b>49,8</b>	10,8	17,7	13,6	8,2	<b>0</b>	0	100

Fuente: Notificación a partir de los informes anuales de las compañías eléctricas.

<sup>78</sup> En el Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España se señala que estas dos empresas se caracterizan técnicamente por ser “pivotaes” en el mercado español durante un importante número de horas del año.

Energía vendida por tecnologías en 2004 (%)								
Tecnología	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	HC	Viesgo	Gas Natural	Otros	Total
C. Combinado	[20-30]	[30-40]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[10-20]	[10-20]	100
Cogeneración	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[90-100]	100
Hidráulica	[30-40]	[40-50]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	100
Nuclear	[40-50]	[40-50]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	100
Fuel-oil	[20-30]	[30-40]	[10-20]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[20-30]	100
Carbón	[50-60]	[0-10]	[10-20]	[10-20]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	100

Fuente: Notificación.

Según la notificación, de la potencia de ciclos combinados instalada en 2004, el 33,9% corresponde a Iberdrola, el 19,4% a GAS NATURAL, otro 14,4% a ENDESA, el 14,2% a Unión FENOSA y el 4,8% a Hidrocarbónico.

Por su parte, REPSOL también está presente en el mercado de generación eléctrica a través de las instalaciones de cogeneración [...]. Adicionalmente, posee [...] MW correspondientes a su participación en el ciclo combinado Bahía de Bizkaia (800 MW), conjuntamente controlado al 25% con BP, Ente Vasco de la Energía e Iberdrola (ver anexo VII).

## (ii) Mercado de restricciones técnicas

Dada la dimensión regional del mercado de restricciones técnicas, conviene destacar la ubicación geográfica de las centrales de generación de los diferentes grupos. El anexo III recoge el mapa de las instalaciones eléctricas en la Península Ibérica en 2004 y el anexo IV contiene la tabla con la titularidad de dichas instalaciones.

Las centrales de GAS NATURAL y ENDESA son habitualmente llamadas a resolver restricciones técnicas en las zonas este (Cataluña<sup>79</sup>) y en la zona sur<sup>80</sup>.

### b) Distribución

Además de la venta minorista de electricidad a tarifa, los distribuidores gestionan el suministro de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo y, por tanto, la red de distribución. Se trata de una actividad regulada con tarifas fijadas por la Administración.

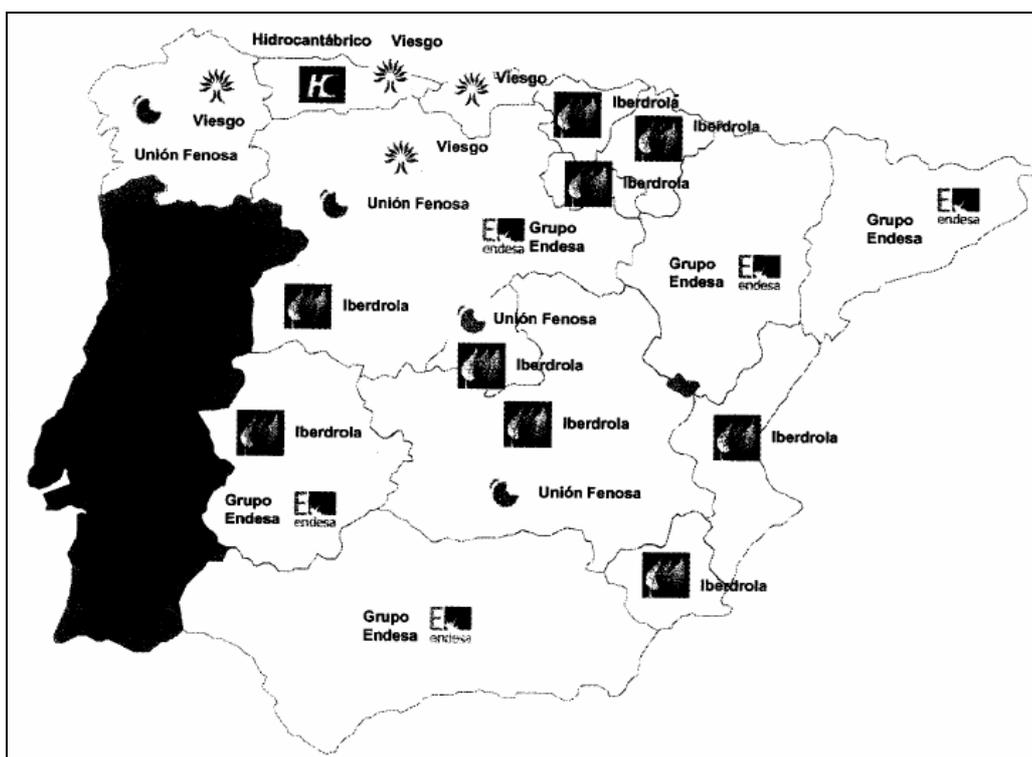
La CNE señala en su contestación al requerimiento de información que las principales empresas eléctricas (Iberdrola, ENDESA, Unión Fenosa, Viesgo e Hidrocarbónico) gestionan la distribución de electricidad en la mayor parte del territorio español. En algunas zonas como Cataluña y Levante existen numerosos pequeños distribuidores cuyo ámbito de distribución es municipal o comarcal, pero que se suministran a su vez a tarifa regulada por alguno de los operadores principales.

<sup>79</sup> En la zona este, ENDESA posee las centrales de Besós 1, 2, 3, Foix, San Adrián 1, 2 y 3 y Tarragona. GAS NATURAL posee la central de Besós 4. Tarragona Power es propiedad de Iberdrola y RWE.

<sup>80</sup> En la zona sur, ENDESA posee las centrales de Barrios y San Roque 2. GAS NATURAL posee la central de San Roque 1. Algeciras 1 y 2 son propiedad de Viesgo, Arcos 1,2 y 3 de Iberdrola y Campo de Gibraltar 1 y 2 son propiedad de Unión Fenosa y Cepsa.

El siguiente gráfico muestra el mapa de la distribución de energía eléctrica en 2004:

Mapa de distribución de electricidad. CNE 2004



Fuente: CNE

Tanto GAS NATURAL como ENDESA están presentes en el mercado de gestión de la red de distribución. GAS NATURAL es propietaria de dos empresas distribuidoras (Electra de Abusejo, S.L. y Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L.) en la provincia de Salamanca, dedicadas a la distribución de electricidad y suministro a sus 902 clientes a tarifa conectados a sus redes de distribución. En estos dos municipios, GAS NATURAL ostenta el 100% del mercado de distribución, lo que representa una cuota inferior al 1% a nivel provincial (Salamanca) e inferior al 0,1% en la Comunidad Autónoma de Castilla y León.

Por su parte, ENDESA está presente en la actividad de distribución en 11 Comunidades Autónomas, siendo especialmente relevante su presencia en Aragón, Cataluña, Andalucía, Baleares y Canarias, como muestra el cuadro siguiente. El anexo V recoge las cuotas de distribución de ENDESA por Comunidades Autónomas y por provincias.

El siguiente cuadro muestra las cuotas en distribución eléctrica por CCAA de los principales operadores estimadas por la CNE:

Cuotas en distribución por CCAA en 2004 (%)					
CCAA	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	HC	Viesgo
Andalucía	<b>99,98</b>	0	0,02	0	0
Aragón	<b>99,92</b>	0,08	0	0	0
Asturias	<b>0</b>	1,45	0	93,03	5,52
Baleares	<b>100</b>	0	0	0	0
Canarias	<b>100</b>	0	0	0	0
Cantabria	<b>0</b>	3,33	0	0	96,67
Castilla La Mancha	<b>3,16</b>	50,01	46,84	0	0
Castilla León	<b>1,11</b>	82,61	15,04	0	1,24
Cataluña	<b>99,39</b>	0,61	0	0	0
Extremadura	<b>50,36</b>	49,63	0,01	0	0
Galicia	<b>0,66</b>	0,01	94,26	0	5,07
La Rioja	<b>0</b>	100	0	0	0
Madrid	<b>0</b>	58,59	41,41	0	0
Murcia	<b>0</b>	100	0	0	0
Navarra	<b>0,15</b>	99,85	0	0	0
País Vasco	<b>0</b>	100	0	0	0
Valencia	<b>0,08</b>	99,48	0	0	0
PROMEDIO NACIONAL	<b>41,97</b>	37,57	14,15	3,99	2,32

Fuente: CNE. Base de datos liquidaciones 2003.

### c) Suministro a clientes finales

El suministro a clientes finales constituye el segmento minorista del mercado eléctrico y supone la venta de energía a los consumidores o distribuidores que la adquieran, ya sea a tarifa (suministro a tarifa) o a precio libre (comercialización).

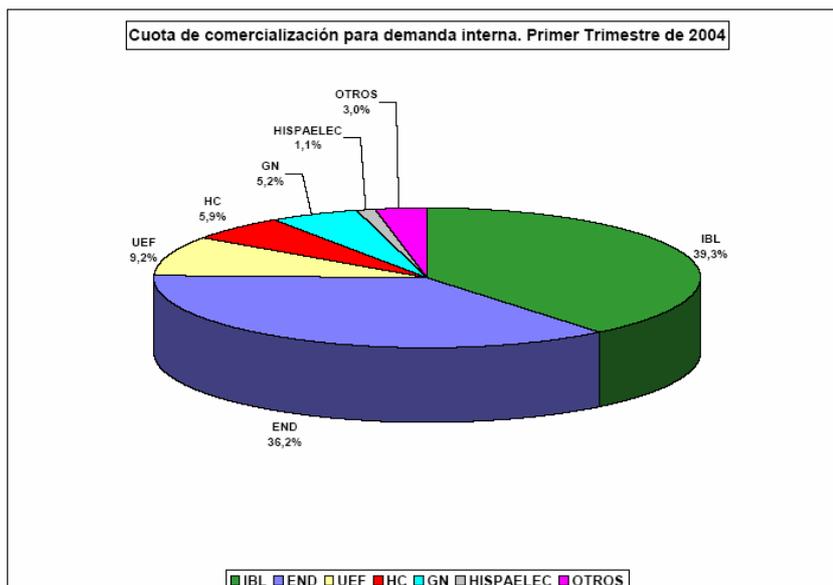
El mercado de suministro a clientes finales se caracteriza por su alto grado de concentración en torno a los principales grupos eléctricos, verticalmente integrados y con cuotas relativamente similares en generación y suministro, como se observa en la siguiente tabla:

Cuotas en mercado minorista por volumen de energía vendida en 2004						
	Mercado minorista		Tarifa		Libre	
	%	GWh	%	GWh	%	GWh
Iberdrola	[30-40]	[...]	[30-40]	[...]	[30-40]	[...]
<b>Endesa</b>	[30-40]	[...]	[30-40]	[...]	[30-40]	[...]
<b>Gas Natural</b>	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]
<b>Endesa + Gas Natural</b>	[40-50]	[...]	[30-40]	[...]	[30-40]	[...]
Unión Fenosa	[10-20]	[...]	[10-20]	[...]	[0-10]	[...]
Hidrocantábrico	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]
Riesgo	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]
Otros	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]	[0-10]	[...]
Total	<b>100</b>	<b>215.086</b>	<b>100</b>	<b>140.211</b>	<b>100</b>	<b>74.875</b>

Fuente: Notificación.

Por su parte, la CNE<sup>81</sup> señala que a fecha 31 de marzo de 2004 ya existían en torno a 352.000 consumidores en el mercado libre, distribuidos de la siguiente manera: 265.000 domésticos (frente a los 83.000 de finales de diciembre de 2003), 54.000 Pymes (15.000 más que a 31 de diciembre de 2003) y el resto, es decir unos 33.000, de Alta Tensión (1.500 más que a finales del 2003).

El gráfico siguiente muestra el reparto de las cuotas de energía eléctrica de comercializadoras con destino a clientes en el sistema eléctrico español, durante los tres primeros meses del año 2004:



Fuente: CNE.

En cuanto al tipo de consumo, la notificante aporta los siguientes datos correspondientes a 2003 sobre las cuotas por volumen de ventas en el mercado minorista, distinguiendo grandes consumidores (o suministro de alta tensión) y pequeños consumidores (o suministro de baja tensión):

Suministro minorista en 2003 - en % -						
	Mercado minorista		Tarifa		Libre	
	BT	AT	BT	AT	BT	AT
Iberdrola	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[30-40]	[70-80]	[40-50]
<b>Endesa</b>	<b>[40-50]</b>	<b>[30-40]</b>	<b>[40-50]</b>	<b>[30-40]</b>	<b>[10-20]</b>	<b>[40-50]</b>
Unión Fenosa	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[10-20]	[0-10]	[10-20]
Hidrocantábrico	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[10-20]	[0-10]	[0-10]
Viesgo	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
<b>Gas Natural</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>

Fuente: Notificación.

### VI.2.3. Mercados de hidrocarburos líquidos y gases licuados del petróleo

<sup>81</sup> Ver "Informe sobre los obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural" (17-6-04).

REPSOL YPF opera en la exploración, desarrollo, producción, refinado y comercialización de petróleo, gas natural y productos derivados del petróleo como la bitúmina.

El negocio de REPSOL en los mercados de hidrocarburos líquidos se concreta en la operación de cinco de las ocho refinerías que hay en España donde se producen hidrocarburos líquidos<sup>82</sup> y en la distribución de combustibles.

El cuadro siguiente muestra las cuotas de suministro extra-red de REPSOL en 2004:

Cuotas de Mercado de REPSOL en suministro extra-red en 2004	
Producto	Cuota (%)
Gasolinas	[30-40]
Gasóleo A	[20-30]
Gasóleo B	[30-40]
Gasóleo C	[40-50]
Fuelóleos	[30-40]
Térmicas	[30-40]
GLP	[70-80]

Fuente: Notificación.

En cuanto a los gases licuados del petróleo (GLP)<sup>83</sup>, REPSOL YPF lleva a cabo sus actividades de distribución a través de Repsol Butano, que suministra GLP envasado al mercado doméstico y a granel mediante camiones cisternas a clientes comerciales e industriales. En España, REPSOL tiene unas cuotas de [...].

Respecto al suministro a centrales térmicas de fuel-oil/gas-oil, la notificante señala que se realiza habitualmente mediante [...].

En particular, GAS NATURAL señala que en la actualidad no hay una relación de exclusividad entre REPSOL y sus centrales. [...].

#### VI.2.4 Interrelación entre los mercados: efectos conglomerado

La actividad de las partes y sus empresas participadas tanto en los mercados señalados de gas, electricidad y otros hidrocarburos, como en otros sectores no energéticos, hace necesario dedicar un apartado específico al estudio de los efectos conglomerado. En la presente operación tales efectos se derivan esencialmente de dos factores: las ofertas multiproducto y la adición de las redes de distribución de gas y electricidad.

Los efectos conglomerado consecuencia de las **ofertas multiproducto** se derivarían del hecho de que la entidad resultante pudiera ampliar y mejorar los productos y servicios que ofrece, reforzando con ello su poder de mercado en detrimento de la competencia efectiva.

Según la notificante, tanto ella como sus principales competidores (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico) realizan ofertas duales de electricidad y gas, que se incentivan con descuentos. En efecto, antes de la operación GAS NATURAL ya puede ofrecer, tanto a clientes domésticos como a industriales y generadores eléctricos, gas natural, gas butano, otros hidrocarburos líquidos y gaseosos, electricidad y servicios de instalación y mantenimiento de contadores y equipos de medida. En última instancia, cabría valorar que una de las sociedades

<sup>82</sup> Las restantes son propiedad de CEPSA y BP.

<sup>83</sup> Ver informe M.3664 Repsol Butano/Shell gas.



que controla GAS NATURAL participa también en un importante operador en suministro de agua (AGBAR)<sup>84</sup>.

Las ofertas multiproducto tienen un grado de penetración relativamente bajo en España, por lo que existe un amplio margen de desarrollo. Esta oportunidad es especialmente relevante si se tiene en cuenta que un amplio porcentaje de los hogares españoles aún no tiene acceso al gas.

Por otra parte, según la CNE, “no existe actualmente en España una regulación específica para las ofertas duales de gas y electricidad”. No obstante, la CNE elaboró el 5 de febrero de 2004 un “informe sobre los criterios generales en relación con las ofertas conjuntas de suministro de electricidad y de gas natural”, en el que se analiza someramente cómo pueden afectar las ofertas conjuntas a las obligaciones de separación jurídica de actividades reguladas y no reguladas, a los intercambios de información entre distribuidoras y comercializadoras, a los descuentos sobre las tarifas, al contenido de las facturas y a las obligaciones derivadas del derecho de la competencia.

Por tanto, los efectos de la operación en cuanto a ofertas duales o multiproducto se centrarían en el refuerzo de la posición en el ámbito eléctrico, de los efectos horizontales y verticales analizados en el informe y en particular, del posible impacto de la integración de las redes de distribución.

Precisamente el segundo tipo de efectos conglomerado derivados de la presente operación surge de la **adición de las redes de distribución de gas y electricidad** de GAS NATURAL y de ENDESA, así como de su complementariedad geográfica. En particular, distribuirían gas y/o electricidad a prácticamente todo el territorio nacional. En concreto, en Cataluña, Aragón, Andalucía, Baleares y Canarias prácticamente monopolizarían las redes de distribución de gas y electricidad.

Según la CNE<sup>85</sup>, la adición de redes podría tener determinados efectos negativos, en cuanto a desarrollo de las mismas, transparencia e integración vertical.

Según la notificante, la adición de redes genera unas eficiencias estimadas de 75 millones de euros anuales. La venta conjunta de gas y electricidad para el mercado liberalizado supone un claro atractivo para los clientes que pueden tener un sólo proveedor energético y una sola factura, con el consiguiente ahorro de costes administrativos y la optimización de recursos gracias al asesoramiento energético integrado.

Por su parte, la CNE en su respuesta al requerimiento de información de este SDC señala que la adición de redes “puede presentar economías de escala y alcance potenciales en tres grandes áreas:

- Resulta compleja la valoración de los efectos potenciales de esta adición de redes. Por una parte, la ejecución de instalaciones (permisos, topografía, cartografía, zanjas, etc.)
- Los procesos de lectura, facturación y cobro.
- Gestión conjunta de las redes de distribución de gas y electricidad (gestión de averías, atención al cliente, administración, dirección, etc.)”.

La propia CNE señala que “la ausencia de estimaciones oficiales sobre ahorros de costes procedentes de la confluencia de redes y la inexistencia de estudios de la CNE sobre la materia

<sup>84</sup> Aguas de Barcelona está controlada en un 47% por Hisusa, participada conjuntamente por La Caixa (49%) y Suez (51%).

<sup>85</sup> Resolución CNE Gas Natural-Iberdrola 30-04-2003

impide emitir opinión sobre su importancia cuantitativa que, en cualquier caso, dependerá de las especificidades de cada empresa”.

En atención a todo lo anterior, la información disponible no permite cuantificar en este momento la magnitud de los aspectos positivos y negativos de los efectos conglomerado identificados.

### VI.3. Estructura de la demanda

#### VI.3.1. Mercados del gas

Las ventas de gas natural en España en 2004, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron de 316.203 GWh, incrementándose un 16,1% respecto al año 2003 (ver cuadro). El gas natural continúa aumentando continuamente su participación en el balance de energía primaria (17,4% en el año 2004):

**Demanda de gas natural en España en 2004**

	2003	2004	Estructura %	%2004/03
Doméstico-comercial	47755	51983	16,4	8,9
- Gas natural	47301	51483	16,3	8,8
- Gas manufacturado (2)	455	500	0,2	9,8
Industrial	147733	159537	50,4	8,0
Materia prima amoniaco	6086	5687	1,8	-6,6
Cogeneración (3)	34286	34880	11,0	1,7
Generación eléctrica convencional	37010	64616	20,4	74,6
Total gas natural	272416	316203	99,8	16,1
Total gas natural y manufacturado	272871	316703	100,0	16,1
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	2290	2339		2,1

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas.

FUENTE: SGE.

Se estima que la demanda total de gas en 2004 (incluyendo el gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural) se ha dirigido en un 16,4% al mercado doméstico-comercial, en un 50,4% al mercado industrial a usos térmicos<sup>86</sup> y en un 31,4% para generación eléctrica<sup>87</sup>.

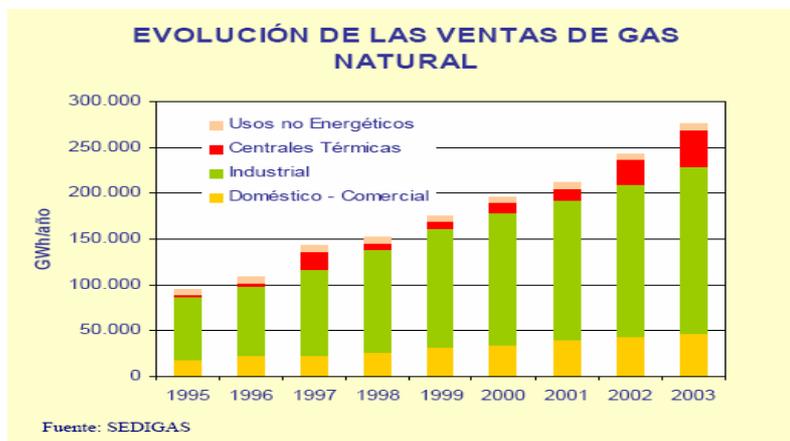
En los dos últimos años destaca el crecimiento de la generación eléctrica convencional, que alcanza ya el 20,4% de las ventas totales de gas, debido a los nuevos grupos de ciclo combinado.

<sup>86</sup> Es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

<sup>87</sup> 11% correspondientes a cogeneración más 20,4% a generación eléctrica convencional.

A continuación se recoge gráficamente la evolución de las ventas de gas natural hasta 2003:

#### Evolución de las ventas de gas natural 1995-2003



Por otra parte, en el gráfico siguiente se observa la evolución del número de clientes de gas natural en España:

#### Evolución del número de clientes de gas natural 1995-2003



El número de clientes de gas natural ha aumentado ininterrumpidamente desde 1995, hasta un total de 5.661.057 en 2004. Ello supone un aumento neto de clientes respecto de 2003 de 355.760, de los cuales 353.307 pertenecen al sector doméstico-comercial y 2.453 son clientes industriales. La captación neta de clientes durante el año 2004 es ligeramente inferior a la cifra alcanzada en el año anterior, aunque ha experimentado un crecimiento significativo en el caso de nuevos clientes industriales.

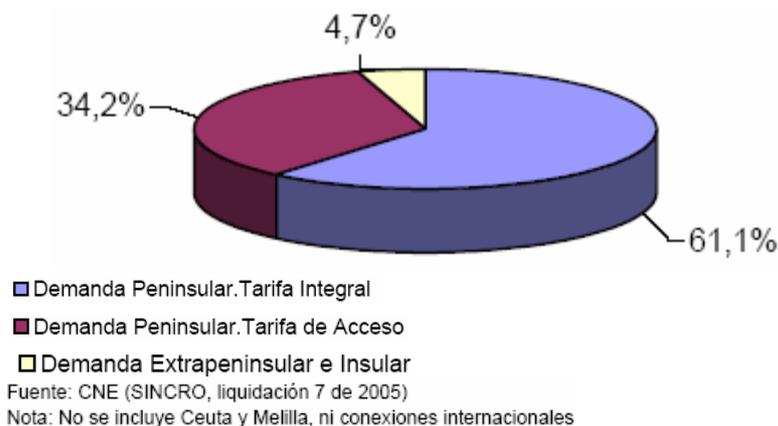
Entre los principales clientes de GAS NATURAL en suministro de gas [...].

### VI.3.2. Mercados eléctricos

Al igual que ha sucedido con la demanda de gas natural, la de energía eléctrica se ha caracterizado por sus elevadas tasas de crecimiento (alrededor del 4-7%) durante los últimos años, existiendo previsiones de mantenimiento de ritmos superiores al 4% anual<sup>88</sup>.

El siguiente gráfico muestra la distribución de la energía consumida durante el período junio 2004-mayo 2005 entre los consumidores que se mantienen a tarifa en la Península, los que han pasado al mercado libre en la Península y la demanda extrapeninsular e insular:

**Distribución de la energía consumida entre junio 2004 y mayo 2005**



Concretamente, la demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2004 fue de 261.045 GWh, lo que supone un incremento del 4,2% respecto al año anterior. El consumo industrial creció un 2,5%, el del transporte un 2,1% y el de los sectores doméstico y terciario, un 5,7%. A pesar de las favorables condiciones climáticas durante el año 2004, con temperaturas extremas más suaves que en 2003, el aumento se ha debido a la expansión del sector terciario de la economía y al aumento del equipamiento de los hogares, en particular para climatización.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro siguiente, destacando los crecimientos de la demanda en las zonas andaluza y catalana:

**Demanda eléctrica (en b.c.) por zonas <sup>(1)</sup>**

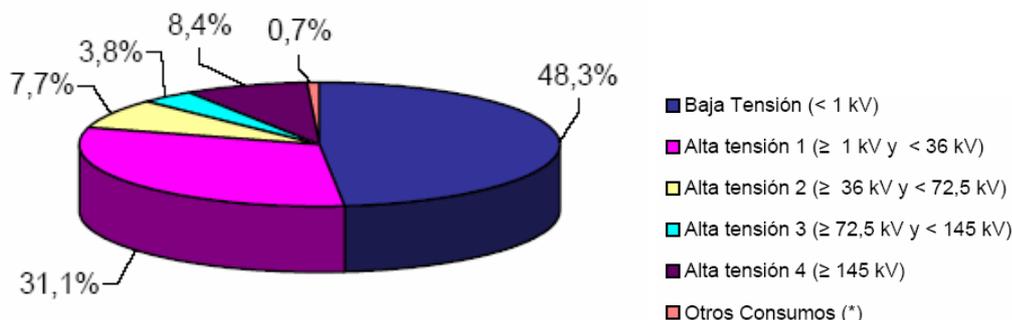
ZONAS	2003 (Gwh)	2004 (Gwh)	2004/03 %
Catalana	37.171	38.287	3,0
Centro-Levante	58.318	59.844	2,6
Centro-Norte	24.886	25.400	2,1
Noroeste	27.197	27.893	2,6
Aragonesa	4.242	4.090	-3,6
Andaluza	32.633	34.555	5,9
<b>TOTAL</b>	<b>184.447</b>	<b>190.069</b>	<b>3,0</b>

(1) Sin incluir compras al régimen especial.  
Fuente: Red Eléctrica de España.

El gráfico siguiente muestra la demanda de consumidores nacionales por tipo de consumo, en los doce últimos meses (junio 2004-mayo 2005):

<sup>88</sup> Ver Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos (CNE, septiembre 2005).

### Demanda nacional por tipo de consumo



Nota: No se incluye Ceuta y Melilla, ni conexiones internacionales

(\*) Otros consumos incluye empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo - Segura

Fuente: CNE

Los siguientes cuadros muestran los principales clientes de GAS NATURAL y sus principales proveedores en el sector eléctrico:

[...]

El siguiente cuadro recoge los principales proveedores de GAS NATURAL en el sector eléctrico:

[...]

## VI.4. Fijación de precios y otras condiciones comerciales

### VI.4.1. Mercados del gas

Las condiciones habituales de los contratos de **aprovisionamiento** de gas natural son las siguientes:

- Son difícilmente modificables por los compradores;
- Tienen larga duración, dada la imposición de plazos prolongados por parte de los proveedores, con el fin de garantizar la viabilidad financiera de las inversiones necesarias para la extracción, licuefacción y transporte del gas;
- Los precios se referencian a los productos petrolíferos con revisiones periódicas y variables en función del mercado de destino;
- Se aplican condiciones de entrega *CIF* o *ex ship*;
- La programación anual de entregas es inflexible: se suele exigir un ritmo anual regular de entregas de GNL dadas las limitaciones de carácter logístico (transporte marítimo y dificultad de almacenamiento del gas);
- Se obliga a los compradores a retirar la práctica totalidad de la mercancía (entre el 90% y el 100%) o pagarla de cualquier modo si por cualquier circunstancia decidiera no retirarla (*take or pay*);
- Finalmente, las posibles oscilaciones al alza de la demanda se cubren mediante mecanismos de *make-up* de los contratos a largo plazo o mediante contratos a corto plazo y *spot* a petición del comprador, que le permiten adquirir cargamentos de GNL pero a un precio sustancialmente superior.



En cuanto a los **servicios de regasificación**, esta actividad tiene carácter regulado, garantizándose el acceso de terceros a las instalaciones y fijándose periódicamente por el gobierno su precio o peaje, la metodología para su cálculo y procedimiento de liquidación y cobro. Dichos peajes, únicos para todo el territorio nacional, tienen el carácter de máximos.

El **almacenamiento, el transporte y la distribución** de gas tienen también carácter regulado. La LSH establece el régimen de acceso de terceros a las redes de transporte y estas actividades se retribuyen con cargo a los cánones, peajes y tarifas fijados administrativamente con carácter de máximos en todo el territorio nacional<sup>89</sup>.

Así, el artículo 70.1 de la Ley dispone que sus titulares “deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados, a los comercializadores y a los transportistas que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de los principios de no discriminación, transparencia y objetividad”.

Asimismo, según el artículo 6.6 del Real Decreto 949/2001, al menos el 75% de la capacidad total de las instalaciones debe destinarse a contratos de duración mínima de dos años y el 25% restante a contratos de duración inferior y ningún comercializador puede acceder a más de un 50% de las capacidades reservadas para contratos a corto plazo.

Además, la contratación del acceso y reserva de capacidad debe realizarse con arreglo a un procedimiento regulado<sup>90</sup>.

El precio o peaje por la prestación de servicios de transporte, su metodología de cálculo y procedimiento de liquidación y cobro se fijan y revisan periódicamente por el gobierno mediante Orden Ministerial, teniendo en cuenta los criterios y objetivos establecidos por la LSH, con los que se pretende garantizar un desarrollo suficiente de las infraestructuras.

Los peajes son únicos para todo el territorio nacional y tienen el carácter de máximos. Su importe se fija teniendo en cuenta los costes de inversión, de operación y mantenimiento, la disponibilidad y utilización de las instalaciones y otros costes necesarios para el desarrollo de las actividades. Asimismo, la retribución consta de un término fijo y otro variable en función de la utilización de cada instalación.

En cuanto a la evolución de los **precios** del gas natural, anualmente una Orden Ministerial determina las tarifas, establece un procedimiento de revisión trimestral de las aplicadas a los consumidores finales los meses de enero, abril, julio y octubre, en función de la evolución del Coste Unitario de la Materia Prima (CMP). Desde julio de 2004, todas las revisiones de las tarifas han sido al alza.

En el caso de los consumidores domésticos, los incrementos han sido inferiores debido a menor peso que el coste de la materia prima tiene en la tarifa. En este caso, los incrementos acumulados oscilan entre un 4% para el consumidor medio de la tarifa 3.1 y el 5% para el consumidor de la tarifa 3.2. En el cuadro siguiente se comparan los precios medios antes de

<sup>89</sup> En desarrollo de lo establecido en el Real Decreto 949/2001, en el año 2005 se ha publicado la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bares; la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la Orden ITC/102/2005, de 28 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Más recientemente, el 11 de octubre de 2005 se publicó en el BOE la ORDEN ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

<sup>90</sup> Artículos 5 y 6 del Real Decreto 949/2001.



impuestos practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en julio de 2004 (datos tomados de Eurostat y expresados en cent/Kwh):

#### Precios sin impuestos para usos domésticos (cent/kwh)

	(D1) 2.000 kWh/año	(D2) 4.000 kWh/año	(D3) 23.250 kWh/año	(D3-B) 34.889 kWh/año
<b>España</b>	<b>5,12</b>	<b>4,53</b>	<b>3,52</b>	<b>3,43</b>
Alemania (Berlín)	6,95	5,40	3,37	3,16
Bélgica (Bruselas)	5,61	5,18	3,07	2,93
Dinamarca	7,29	3,95	3,95	3,95
Eslovaquia	3,31	2,73	2,25	2,19
Francia (París)	5,40	4,69	3,11	2,93
Holanda (Rotterdam)	6,76	4,63	2,93	2,79
Italia (Roma)	4,32	3,92	3,52	3,52
Luxemburgo	4,83	4,22	2,45	2,40
Portugal (Lisboa)	6,52	5,99	4,22	4,08
Reino Unido	4,86	3,57	2,53	2,45
Suecia	4,87	4,09	3,51	3,48

Fuente: Eurostat.

#### VI.4.2. Mercados eléctricos

En cuanto al mercado mayorista, cabe señalar que, al margen de la contratación bilateral y de determinados mecanismos especiales, el sistema preponderante de fijación del precio de la energía eléctrica negociada en el **mercado diario** para cada período horario se basa en un mecanismo ciego de cruce de ofertas y demandas en el que los operadores introducen sus órdenes. El precio marginal, con el que se retribuye toda la energía efectivamente casada en cada tramo de negociación, es el correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender a la demanda.

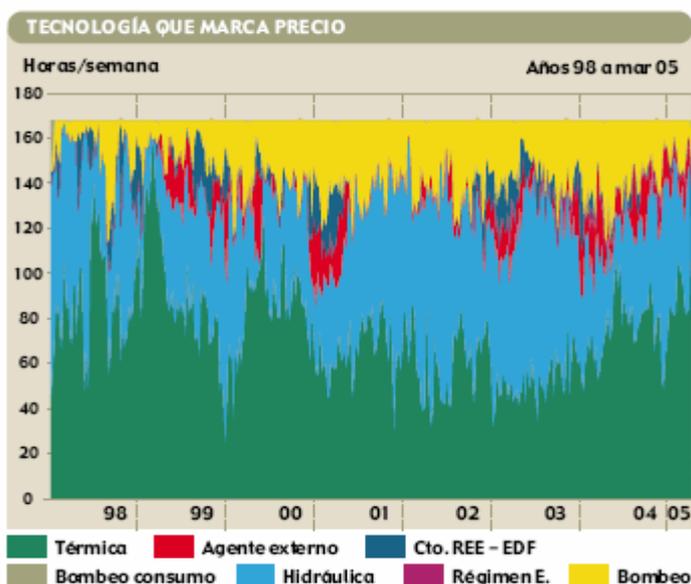
Los precios medios mensuales ponderados del mercado diario en 2004 han variado, desde el mayor del año correspondiente al mes de diciembre (3,556 c€/kWh), al menor del año correspondiente al mes de abril (2,352 c€/kWh). En el 42,1% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 c€/kWh, siendo menor la diferencia en períodos de precios bajos. El precio medio del año es de 2,794 c€/kWh y el precio medio ponderado de 2,874 c€/kWh, lo que representa unos descensos del 3,5% y 5,0% respectivamente sobre el año anterior.

Las empresas generadoras obtienen ingresos de tres fuentes:

- la participación en el mercado en función de la energía vendida y del precio de las transacciones;
- ingresos de garantía de potencia;
- retribución que incluye los costes de transición a la competencia y las primas por el consumo de carbón autóctono.

El siguiente gráfico refleja el tipo de tecnología que marca precio, siendo las tecnologías hidráulica y de bombeo las que han marcado precio en un mayor número de horas, seguidas por las térmicas:

## Tecnologías que marcan precios



Fuente: Notificación a partir de la Memoria Anual OMEL 2004.

En cuanto a los ingresos de los **suministradores** de electricidad, cabe distinguir entre los clientes que han ejercido su facultad de elegir suministrador y aquéllos que han permanecido a tarifa eléctrica regulada.

Las tarifas que satisfacen los consumidores son fijadas administrativamente<sup>91</sup>. Cabe distinguir, por un lado, unas tarifas generales en función de la tensión del suministro y la utilización de potencia contratada a las que puede acogerse cualquier tipo de consumidor, y por otro lado, unas tarifas para grandes abonados y tarifas domésticas 1.0 y 2.0, condicionadas a las características del suministro (interrumpibilidad, por ejemplo).

Anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejan, el Gobierno, mediante Real Decreto, aprueba o modifica la tarifa media o de referencia<sup>92</sup>. En el anexo VIII se muestra la evolución de los precios medios aprobados y la evolución de los precios medios totales y desagregados por tarifas de alta tensión y tarifas de baja tensión.

<sup>91</sup> Incluyen los siguientes conceptos: el coste de producción de la electricidad (en función del precio medio previsto del Kilovatio hora en el mercado de producción); los peajes por transporte y distribución de la energía; los costes de comercialización; los costes permanentes del sistema, y los de diversificación y seguridad del abastecimiento.

<sup>92</sup> El RD 2392/2004, de 30 de diciembre, establece la tarifa eléctrica para 2005.

Finalmente, los consumidores cualificados no acogidos a la tarifa regulada pagan, además de las tarifas de acceso a las redes, el precio libremente pactado con el comercializador. En este caso, las tarifas operan como precios máximos siendo habitual que los comercializadores empleen las tarifas como referencia y ofrezcan descuentos sobre las mismas<sup>93</sup>. En particular, la notificante señala que los descuentos medios sobre tarifa aplicados por GAS NATURAL durante el año 2004 se situaron en un rango del 1% al 3%.

En cuanto al **acceso de terceros a las redes** garantizado por Ley<sup>94</sup>, éste se retribuye a partir de las tarifas de acceso, que constan de un término relativo a la facturación de energía y otro de facturación de potencia, pudiendo existir otros complementos como los de discriminación horaria y energía reactiva.

En los cuadros siguientes se comparan los precios medios en diferentes países europeos para diferentes consumidores (industriales y domésticos) en julio de 2004 (datos tomados de Eurostat y expresados en cent/Kwh). Como se puede observar, todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria:

#### Precios de consumidores industriales por tipos a 1 de julio de 2004 sin tasas

País	la	lb	lc	ld	le	lf	lg	lh	li
	30 kW 1000 h	50 kW 1000 h	100 kW 1600 h	500 kW 2500 h	500 kW 4000 h	2,5 mW 4000 h	4 mW 6000 h	10 Mw 5000 h	10 Mw 7000 h
Bélgica	12,63	12,56	11,08	8,76	7,55	6,97	5,80	5,26	4,59
Alemania	15,25	14,22	11,12	8,53	7,40	7,02	6,17	6,41	5,87
Grecia	9,28	9,25	8,54	6,86	6,30	6,30	5,28	4,95	4,34
<b>España</b>	<b>9,68</b>	<b>9,68</b>	<b>6,76</b>	<b>5,83</b>	<b>5,38</b>	<b>5,06</b>	<b>4,85</b>	<b>4,79</b>	<b>4,67</b>
Francia	8,41	8,41	7,70	6,29	5,33	5,33	4,55	0,00	0,00
Irlanda	13,29	13,08	11,34	9,23	7,87	7,54	6,67	6,17	5,74
Italia	10,53	9,96	8,95	8,35	7,90	7,94	7,14	6,96	6,50
Luxemburgo	13,16	13,00	10,03	8,24	6,90	4,78	4,15	4,39	3,94
Países Bajos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Austria	9,51	9,50	8,28	6,09	5,53	4,23	4,12	4,20	3,80
Portugal	11,54	10,29	8,55	7,47	6,84	6,83	6,11	5,29	4,87
Finlandia	6,44	6,85	6,52	5,92	5,43	5,43	5,08	4,32	4,23
República Checa	7,67	7,67	6,60	6,23	4,92	4,49	4,00	3,85	4,51
Dinamarca	7,23	7,04	6,68	6,54	6,31	0,00	0,00	0,00	0,00
Estonia	5,61	5,57	5,18	4,89	4,55	4,69	4,14	3,14	2,86
Chipre	18,67	18,50	14,07	9,31	8,18	8,17	7,57	7,74	7,28
Letonia	5,13	5,10	4,52	4,32	4,31	3,87	3,59	3,70	3,51
Lituania	7,10	6,72	6,40	5,65	5,13	4,84	4,81	4,49	0,00
Hungría	13,40	15,67	9,76	7,84	6,54	6,03	5,21	5,54	4,95
Malta	8,37	8,37	6,51	6,51	6,51	5,81	5,65	0,00	0,00
Polonia	6,96	7,72	6,47	4,80	4,46	4,22	3,94	3,73	3,69
Eslovenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eslovaquia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suecia	6,93	6,98	6,23	5,91	5,20	4,87	4,45	4,51	4,29
Reino Unido	6,50	7,51	7,08	5,42	4,78	4,29	3,83	0,00	3,47
Noruega	7,58	7,24	7,52	6,11	5,42	4,56	3,88	3,67	3,60
Bulgaria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rumanía	6,27	6,00	5,78	5,25	4,68	4,51	4,05	4,21	4,00
Turquía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	12,31	12,03	10,67	9,04	8,21	7,37	6,50	5,82	5,46

Fuente: "La Energía en España 2004". Secretaría General de Energía.

#### Precios de consumidores domésticos por tipos a 1 de julio de 2004 con tasas

<sup>93</sup> Los regímenes de comercialización y de acceso de terceros a las redes se regulan en los Reales Decretos 1955/2000, 1164/2001 y 1435/2002.

<sup>94</sup> El régimen de suministro a tarifa, así como el régimen de tarifas se contiene principalmente en los Reales Decretos 1955/2000, 1164/2002, 1414/2002 y 1436/2002.

País	Da 3 Kw 600 Kwh	Db 3-4 Kw 1,2 Mwh	Dc 4-9 Kw 3,5 Mwh	Dd 6-9 Kw 7,5 Mwh	De 9 Kw 20 Mwh
Bélgica	18,73	17,42	14,22	13,70	9,26
Alemania	26,29	21,08	16,98	15,69	9,62
Grecia	8,38	7,87	6,71	7,60	5,79
<b>España</b>	<b>13,80</b>	<b>13,80</b>	<b>10,79</b>	<b>9,90</b>	<b>7,07</b>
Francia	16,67	14,25	11,42	11,09	9,07
Irlanda	16,67	14,25	11,42	11,09	9,07
Italia	9,47	9,83	19,50	19,01	0,00
Luxemburgo	24,20	18,25	13,65	12,52	8,51
Países Bajos	20,55	19,02	18,27	17,96	12,16
Austria	19,46	16,53	14,16	13,19	11,13
Portugal	13,95	15,86	13,50	11,99	8,73
Finlandia	19,75	14,06	10,79	9,12	6,99
República Checa	13,23	11,95	8,07	6,60	4,83
Dinamarca	32,98	26,72	22,62	21,41	20,81
Estonia	7,35	7,03	6,49	5,97	4,31
Chipre	12,21	11,56	10,66	10,54	7,28
Letonia	5,81	5,81	5,75	5,82	5,41
Lituania	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hungría	12,15	12,15	9,92	10,15	7,65
Malta	0,00	0,23	5,88	7,88	9,49
Polonia	10,43	10,14	7,99	7,84	5,06
Eslovenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eslovaquia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suecia	31,68	21,26	14,40	13,41	12,25
Reino Unido	15,55	12,45	9,14	8,59	5,64
Noruega	44,77	25,96	13,60	10,16	8,29
Bulgaria	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rumania	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Turquía	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	17,91	14,24	12,00	11,36	8,19

Fuente: "La Energía en España 2004". Secretaría General de Energía.

## VI.5. Competencia potencial - barreras a la entrada

### VI.5.1. Mercados del gas

De acuerdo con los precedentes nacionales existentes<sup>95</sup>, cabe destacar las siguientes barreras a la entrada en el sector del gas:

- La alejada posición de España con relación a las principales fuentes de **aprovisionamiento** mundiales (Norte de África, Mar del Norte y Noruega), lo que dificulta la competencia e influye decisivamente en la gestión de las infraestructuras de importación, al condicionar la vía y el ritmo de entrega del gas importado.

Además, los contratos habituales de aprovisionamiento, cuyas características se han descrito en el apartado V.4.1, si bien aseguran la disponibilidad a largo plazo del gas que se precisa importar a precios relativamente estables, proporcionan poca flexibilidad para atender cambios puntuales de la demanda, apenas dejan hueco para el desarrollo de un mercado *spot* relevante y tienden a mantener los precios del gas natural ligados a los del petróleo, dado el plazo tan largo de duración de los compromisos.

En definitiva, el aprovisionamiento constituye una barrera a la entrada que hace inviable la actividad de cualquier operador que no disponga de una fuente fiable de suministro a medio y largo plazo. Sin embargo, los principales grupos energéticos presentes en España han podido acceder en los últimos años a distintos contratos de suministro. La expansión de los mercados internacionales de *trading* de gas previsiblemente resultará en un acceso más fácil a este recurso, pudiendo resultar en una reducción de la importancia de estas barreras.

<sup>95</sup> Informes del Tribunal de Defensa de la Competencia C38/99 Endesa/Gas Natural y del Servicio de Defensa de la Competencia N-271 Planta de Regasificación de Sagunto y N-03001 Gas Asturias/Gas Figueres.



En este terreno, GAS NATURAL es el principal proveedor de gas al mercado español. Sus aprovisionamientos en 2004 representaron el 54% del total del mercado, siendo Argelia su principal fuente, en virtud del acuerdo a largo plazo suscrito con Sonatrach.

- Aún más relevante que el aprovisionamiento de gas es el **acceso a las infraestructuras** necesarias para la entrada de ese gas en la península (gasoductos internacionales y plantas de regasificación), teniendo en cuenta el carácter importador de nuestro país.

De acuerdo con la CNE, no existe capacidad disponible a través del gasoducto del Magreb, ya que se encuentra reservada en parte para el suministro a tarifa y el resto para GAS NATURAL y Trangas

Asimismo, según la CNE, GAS NATURAL controla casi toda la capacidad de entrada del gasoducto de Lacq-Calahorra, por el que se transporta el gas natural de Noruega. A través de estas dos vías GAS NATURAL controla el 37% del gas que entra en Península, que en general suele ser más barato que el que entra como GNL.

El resto de operadores tienen que abastecerse con GNL, que es más inflexible que el gas que entra por los gasoductos, ya que depende del tamaño y frecuencia de los buques (que obliga a un almacenamiento en dientes de sierra), y de la disponibilidad de pocos días de almacenamiento en las plantas de regasificación. Todas estas inflexibilidades generan problemas de gestión y pueden obligar a la coordinación entre los distintos agentes.

En cuanto a las plantas de regasificación, GAS NATURAL también tiene una importante posición en este terreno, por sus vínculos contractuales con Enagas que, de facto, le garantizan capacidad en Barcelona y por el control conjunto que ejerce Repsol sobre la planta de Bahía de Bizkaia.

- Las elevadas **inversiones necesarias** para la construcción de infraestructuras gasistas y el prolongado período de maduración de las mismas constituyen barreras que también desincentivan la entrada.

La necesidad de obtención de numerosas **autorizaciones administrativas** para la construcción y explotación de infraestructuras gasistas puede constituir también una barrera a la entrada, a pesar de sujetarse a procedimientos reglados y objetivos.

En lo que respecta a las redes de distribución de gas, se trata de una actividad regulada que se autoriza mediante licitaciones públicas de carácter local. En la actualidad hay al menos tres operadores (Gas Natural, Endesa e Iberdrola) que muestran interés por pujar.

En este contexto, cabe recordar lo ya señalado por el TDC con respecto a la posesión de las infraestructuras necesarias para realizar actividades declaradas monopolios naturales que, pese a estar sometidas a regulación, pueden ser utilizadas como barrera de entrada, factor de discriminación, fuente de información privilegiada frente a terceros y activo de captación de clientes.

- Contar con una importante **masa crítica** en términos de contratos de suministro de gas es otra barrera que obstaculiza la entrada. Para ofrecer gas en condiciones competitivas se requiere la suscripción de un volumen significativo de contratos y, generalmente, de considerable duración.

En la negociación de dichos contratos a medio y largo plazo existen importantes economías de escala, de forma que cuanto mayor es la cantidad contratada mejores son las condiciones acordadas.

GAS NATURAL controla el 100% del aprovisionamiento del mercado regulado, ya que suministra a Enagas todo el GN [...] que ésta necesita para el abastecimiento de los consumidores a tarifa. Además, disfruta del exceso sobre las necesidades del mercado regulado en los contratos de que es titular SAGANE.

- Los clientes, especialmente los domésticos, tienden a preferir como suministradores a precios libres a empresas del grupo propietario de las infraestructuras de distribución de gas hasta su punto de suministro antes que al resto de operadores, ya que entienden que la seguridad en el suministro y en el servicio y la asistencia técnica serán mayores en el primer caso. Además, el temor a posibles discriminaciones en la calidad del servicio actúa como freno para afrontar el cambio de suministrador<sup>96</sup>.
- Como ha señalado el Tribunal, cabe destacar la intensa concentración e **integración vertical** del sector, a pesar de las medidas de separación relativas a Enagas.
- Finalmente, cabría destacar como barreras de entrada las **ventajas de información** derivadas de la posición de GAS NATURAL y ENDESA como principales operadores en los sectores del gas y electricidad, respectivamente. Cada una de las partes, como distribuidoras en su sector energético, han llevado a cabo no sólo las labores propias del negocio de gestión de redes sino también el suministro de gas o electricidad, según el caso.

#### VI.5.2. Mercados eléctricos

Las barreras a la entrada al sector eléctrico ya han sido apuntadas por el Tribunal y el Servicio de Defensa de la Competencia<sup>97</sup>. Entre ellas, destacan la **escasa capacidad de interconexión con otros sistemas**, el **difícil acceso a activos estratégicos y a emplazamientos adecuados** para instalar capacidad de generación, las **limitaciones de la red de transporte**, los **costes de instalación** y la necesaria **diversificación del parque de generación**, la integración vertical de los principales operadores, con posiciones cerradas en generación y suministro minorista, y su concentración y los monopolios zonales que crean las redes de distribución.

En cuanto a la **integración vertical**, es particularmente relevante para el análisis de la presente operación el efecto que la propiedad de redes de distribución tiene sobre la actividad de suministro y, en concreto, de comercialización<sup>98</sup>.

En el Informe sobre los obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural (junio de 2005), la CNE señala en primer lugar las dificultades que encuentran las empresas comercializadoras independientes, para la captación de clientes en el mercado liberalizado de electricidad, frente a las ventajas competitivas que disfrutaban las empresas comercializadoras pertenecientes a los grupos de sociedades verticalmente integrados.

---

<sup>96</sup> En este sentido, aunque no se dispone de cifras actualizadas, el informe de la CNE sobre el consumo de gas natural durante 2004 apunta a una fidelización de los clientes de Gas Natural superior al 87%.

<sup>97</sup> Informes del TDC C54/00, C60/00, C66/00 y C82/03.

<sup>98</sup> El TDC, en su informe C82/03 Iberdrola/Ayuntamiento de Villatoya, señala que *“la integración vertical [...] existente permite que los mismos agentes en todas las fases intercambien información y puedan optar por la obtención del margen “total” en la fase en la que no hay competencia. En el mercado de comercialización, supone que la empresa perteneciente a un grupo puede disponer de información sobre las curvas de consumo de sus clientes, de forma que la comercialización se encuentra en gran medida ligada a la propiedad de los activos de distribución”*.

Además de las asimetrías informativas, la CNE apunta a las incidencias constatadas en la aplicación de los procedimientos de cambio comercializador<sup>99</sup>.

Otras incidencias y obstáculos se derivan de una serie de posibles prácticas discriminatorias llevadas a cabo por las empresas distribuidoras o instaladoras que forman parte de grupos de sociedades verticalmente integrados, en materia de instalación, alquiler y mantenimiento de los equipos de medida, facturación e información a los consumidores. En este marco, cabe mencionar las Directivas 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural exigen la separación jurídica y funcional de la figura del distribuidor (propietario y gestor de la red) del suministrador a tarifa.

Por último, la CNE señala la falta de homogeneización de la metodología de cálculo de costes relativos a energía reactiva como otro de los obstáculos a la efectividad de la plena elegibilidad.

A este respecto, la propia notificante señala que persisten ciertas dificultades de tipo técnico (no necesariamente atribuibles a la conducta “cautiva” del distribuidor) para que los consumidores puedan hacer efectivo el cambio de tarifa a comercialización.

No obstante lo anterior, la CNE subraya que prosigue en aumento la tasa de cambio de comercializador en grandes consumidores de energía<sup>100</sup>.

## VI.6. Análisis comparativo

Como se ha señalado anteriormente, desde hace años se observa un creciente proceso de convergencia e integración de los sectores de hidrocarburos y eléctrico a nivel internacional, que se concreta en los últimos años en proyectos como E.ON/Ruhrgas en Alemania o ENI/EDP/GDP en Portugal.

A finales de 2001 **E.ON** notificó al Bundeskartellamt la adquisición del control de **Ruhrgas**. Ambas empresas operaban entre otros en los sectores de gas y electricidad. La operación de concentración fue prohibida por la autoridad de defensa de la competencia el 26 de febrero de 2002.

Dicha decisión se basaba en que la operación permitiría que uno de los operadores dominantes del sector eléctrico alemán se hiciera con participaciones muy elevadas en los gasoductos de larga distancia alemanes, así como con el agente dominante en suministros primarios a distribuidores de la red de gasoductos de larga distancia, siendo además proveedor de todos los revendedores relevantes. Adicionalmente, se consideró que Ruhrgas tenía acceso preferente a todas las fuentes de gas que suministran a Alemania, con una participación estratégica en un importante proveedor como Gazprom y en la red de gasoductos VNG. En este contexto, la concentración reforzaría la posición de dominio descrita, asegurando y ampliando la capacidad de suministro de Ruhrgas a E.ON y sus filiales, que se podrían beneficiar de un trato preferente en sus contratos de suministro, obteniendo ventajas importantes frente a sus competidores tanto en términos de costes de generación de electricidad como de comercialización de gas, y posibilitando la oferta multiproducto de ambas energías.

El Ministro de Economía alemán finalmente autorizó la operación de concentración con condiciones. Entre otras, cabe señalar las relativas a la enajenación de varias participaciones,

<sup>99</sup> Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes de baja tensión.

<sup>100</sup> A 31 de diciembre de 2003, la cuota de fidelización por número de consumidores y por energía vendida ascendía al 82% y 78%, respectivamente.



entre las que destaca VNG (entidad propietaria de infraestructuras gasistas) y Bayerngas; la liberación en el mercado de 200.000 kw/h de gas y la desagregación del negocio de transporte a través de los gasoductos de larga distancia.

Por otro lado, en julio de 2004 se notificó a la Comisión el proyecto del Gobierno portugués de integrar el negocio de gas natural con el negocio eléctrico, mediante la toma de control conjunto por **ENI** y **EDP de Gas de Portugal (GDP)**.

ENI es una compañía eléctrica italiana integrada verticalmente que opera en todos los mercados energéticos. EDP es el principal operador eléctrico en los mercados portugueses de generación, distribución y comercialización de electricidad. También está presente en los mercados del ciclo del agua, entre otros. Tiene una cuota del 70% en capacidad instalada y generación en el mercado eléctrico. También ostenta un 68% en el mercado de distribución minorista liberalizado. Está controlado por el estado portugués, que ostenta un 30% de su capital. Tiene el control exclusivo sobre Hidrocantábrico y, con ello, también el control conjunto sobre Naturcorp, que opera en el norte de España.

El grupo GDP opera en importación, transporte y distribución de gas natural. Tiene el monopolio legal para todas las actividades de la cadena del gas en Portugal, a excepción de la distribución en el área de Oporto. Está controlado por GALP, primer operador en hidrocarburos líquidos, con lo que la concentración respondía a la idea de separar el negocio petrolífero (Petrogal) y el de gas natural (GDP) dentro del grupo.

El 9 de diciembre la Comisión declaró la operación incompatible con el mercado común por no ser suficientes los compromisos presentados para evitar el refuerzo de la posición de dominio de EDP en los mercados eléctricos y la de GDP en los del gas, en particular en lo relativo a suministro de gas natural a centrales de ciclo combinado, a distribuidores locales de gas natural, a grandes clientes industriales y a pequeños consumidores en Portugal.

Con fecha 21 de septiembre de 2005, el Tribunal de Primera Instancia (TPI) confirmó la decisión de la Comisión Europea de prohibir la operación<sup>101</sup>. Sin embargo, el TPI ha considerado que la Comisión evaluó incorrectamente las ventajas de la concentración en los mercados de gas en la medida en que éstos no están todavía sometidos a competencia en Portugal, que dispone de un periodo transitorio para la adaptación de las correspondientes Directivas comunitarias.

Finalmente, en la actualidad, la Comisión analiza otras operaciones en los mercados de gas y electricidad<sup>102</sup>.

---

<sup>101</sup> Asunto T-87/05.

<sup>102</sup> E.ON/MOL, DONG/ELSAM/ENERGI E2, Suez/Tractebel y E.ON/Scottish Gas.



## VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

La operación notificada consiste en la adquisición por parte de GAS NATURAL SDG del control sobre ENDESA, mediante la formulación de una oferta pública de adquisición sobre el 100% de sus acciones.

Mediante la operación notificada se integra el principal grupo gasista español, controlado conjuntamente por La Caixa y Repsol, con uno de los dos principales operadores eléctricos, dando lugar a un operador verticalmente integrado y con fuerte presencia en todos los mercados energéticos. Además, desaparece un competidor presente en los respectivos mercados de gas y electricidad, con perspectivas de crecimiento en el futuro inmediato.

La entidad resultante sería el primer operador de gas natural del mercado español, con una cuota del [50-60]% en el aprovisionamiento, una participación importante en infraestructuras de importación de gas, una cuota del [80-90]% en distribución y del [60-70]% en suministro minorista.

En el sector eléctrico, GAS NATURAL/ENDESA tendría aproximadamente el [30-40]% en capacidad de generación (potencia instalada nacional), el [40-50]% de la electricidad contratada en el mercado mayorista y el [40-50]% del suministro a consumidores finales. Adicionalmente, la entidad resultante reforzaría su posición en el mercado de restricciones técnicas en la zona este (Cataluña) y en la zona sur.

Además de los efectos horizontales, es preciso considerar los efectos verticales y de conglomerado de la operación.

### VII.1. Efectos horizontales

#### a) Mercados del gas natural

- En el ámbito del **aprovisionamiento**, GAS NATURAL es el principal operador en el mercado español [50-60]%. Esta posición se vería reforzada con la operación de concentración como consecuencia de:
  - La adición de los aprovisionamientos de ENDESA [0-10]%, con el consiguiente refuerzo del poder de compra del grupo resultante y la diversificación de sus fuentes de suministro.
  - La desaparición de ENDESA como competidor en el aprovisionamiento y como competidor potencial en los negocios de *midstream*, en los que la adquirente opera a través de una empresa en participación con una de sus matrices, REPSOL.

No obstante, es importante recordar que se trata de un mercado de ámbito como mínimo europeo, cuyos oferentes tienen importante poder de negociación y en el que están presentes importantes operadores internacionales verticalmente integrados.

- Ambas partes están presentes en el mercado de **infraestructuras para la importación** de gas a la península:
  - En gasoductos internacionales, GAS NATURAL dispone de la práctica totalidad del acceso de gas a través del gasoducto del Magreb y de Lacq-Calahorra. A ello se añadiría la participación del 12% de ENDESA en el gasoducto de Medgaz, que estará operativo a partir de 2009, cuyo efecto dependerá de la capacidad de control que otorgue dicha participación.
  - En plantas de regasificación, GAS NATURAL (a través del contrato con ENAGAS) tiene reservada capacidad [...] y REPSOL controla conjuntamente la regasificadora de Bahía de Bizkaia, con una participación del 25%.

Esta posición se reforzaría con las participaciones de ENDESA en las futuras plantas de regasificación de Sagunto y Mugaros. Con ello, el grupo GAS NATURAL tendría acceso a todos los puntos de entrada en la península.

En este ámbito, desde una perspectiva dinámica, no cabe ignorar el reciente proceso de entrada de nuevos operadores, nacionales y multinacionales, en el aprovisionamiento a España, así como la expansión de las infraestructuras derivada de la prevista entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación a corto plazo y del nuevo gasoducto a partir de 2008.

- En **distribución**, GAS NATURAL cuenta con el 85% de las redes de distribución. Está presente en todas las Comunidades Autónomas de la península, siendo su cuota superior al 97% en once de ellas<sup>103</sup>. Por su parte, ENDESA cuenta con el 5% de las redes, localizadas en seis Comunidades Autónomas<sup>104</sup>.
- En **suministro minorista**, GAS NATURAL reforzaría su posición en un 5%, alcanzándose una cuota conjunta del 65%:
  - En el suministro a grandes clientes industriales, la cuota de GAS NATURAL se ampliaría en un [0-10]%, alcanzando la cuota conjunta el [50-60]%
  - En el suministro a generadores eléctricos, GAS NATURAL suministra gas a sus propios ciclos combinados [...]. Cualitativamente la operación supondría sustituir el acuerdo de suministro de GAS NATURAL a ENDESA por un vínculo estructural.
  - En el suministro a clientes domésticos, la entidad resultante alcanzaría una cuota del [90-100]% con la adición del [0-10]% de ENDESA.

## b) Mercados eléctricos

- En el **mercado mayorista peninsular de generación**, ENDESA tiene una cuota por volumen de ventas del 38,5% y por capacidad instalada del 35,3%, con un equipo diversificado ([40-50]% carbón, [40-50]% nuclear, [30-40]% fuel-oil, [30-40]% hidráulica, [10-20]% ciclo combinado y [10-20]% renovables).

Esta posición se vería reforzada por la adición de las centrales de GAS NATURAL, representativas actualmente del 3,1% del parque de generación nacional y, en particular, del 19,4% en ciclos combinados, fuente caracterizada por su mayor flexibilidad y capacidad para marcar precio en el pool. La cuota resultante en ciclos combinados alcanzaría tras la operación 33,8% frente al 33,9% de Iberdrola, cuota que en 2008 sería de [30-40]% frente al [20-30]% de Iberdrola.

En cuanto a la competencia efectiva en el mercado mayorista, cabría analizar en qué medida el refuerzo de la posición de la entidad resultante en generación podría agravar los problemas derivados de la posición pivotal conjunta actual de ENDESA e Iberdrola.

Además, desaparece GAS NATURAL como competidor en este mercado con una posición abierta en generación y comercialización y con perspectivas de crecimiento en el corto plazo mediante ciclos combinados.

- En el **mercado de restricciones técnicas** se reforzaría la posición de la entidad resultante en las zonas este (Cataluña) y sur, en las que se producen restricciones con frecuencia.

<sup>103</sup> Cantabria, Castilla La Mancha, Murcia, Navarra y La Rioja, con cuotas del 100% y Galicia, Castilla León, Cataluña, Madrid, Valencia y Andalucía, con cuotas superiores al 97%.

<sup>104</sup> Baleares 100%; Extremadura 86%; Aragón 27%; Castilla León 2%; Andalucía 1%; Valencia 0,1%.

- En **distribución**, el grupo resultante asume la presencia actual de ENDESA en once Comunidades Autónomas, siendo especialmente relevante en Aragón, Cataluña, Andalucía, Baleares y Canarias, con cuotas superiores al 95%, aunque la adición de GAS NATURAL es residual (inferior a [0-10]% en Castilla y León).
- En el **suministro a clientes finales**, se alcanzaría una cuota conjunta del [40-50]%. El refuerzo viene dado por el suministro a precio libre (ENDESA [30-40]% y GAS NATURAL [0-10]%), pasando la entidad resultante a liderar este segmento. Por tipo de clientes, la cuota conjunta ascendería a [40-50]% en baja tensión y [30-40]% en alta tensión.

### c) Mercados de hidrocarburos líquidos y gases licuados del petróleo

En principio, la presente operación no genera efectos horizontales en este mercado dado que ENDESA no está presente en el mismo.

#### VII.2. Efectos verticales

La operación supone un refuerzo de la integración vertical del grupo GAS NATURAL, que tendría una fuerte posición en toda la cadena de los mercados del gas y la electricidad y acceso interno a dos fuentes principales de generación eléctrica: fuel y gas natural.

Podrían darse los siguientes efectos verticales entre los mercados de **aprovisionamiento de gas, generación eléctrica y suministro minorista**:

- En primer lugar, la entidad resultante dispondría, en función de la evolución de los precios del gas y de la electricidad, de la posibilidad de emplear el gas como output (suministro minorista) o como input para la generación de electricidad. Asimismo, podrían darse posibilidades de arbitraje fuel – electricidad por parte de REPSOL.
- Si bien GAS NATURAL ya venía suministrando gas a otros operadores en generación eléctrica, sería preciso valorar cualquier posible efecto derivado del cambio relativo de su posición en estos mercados.
- Finalmente, GAS NATURAL pasa a contar con una mayor demanda asegurada por parte de los ciclos combinados de ENDESA, al hacerse estructural la actual relación contractual, y de su negocio de comercialización.

Por otra parte, cabría considerar los efectos verticales entre **distribución y suministro** derivados de la posición de la entidad resultante como propietaria y gestora de las redes de distribución y a la vez suministradora de gas y electricidad, con una imagen de marca consolidada. Este efecto se relaciona con los puntos siguientes.

#### VII.3. Efectos conglomerado

Uno de los potenciales efectos de la operación se deriva de las ventajas del grupo resultante para realizar **ofertas multiproducto**, tanto a nivel mayorista como en suministro minorista.

En este ámbito, resulta especialmente relevante valorar los cambios normativos recientes y en marcha en cuanto a las garantías de separación entre la **gestión de la red de distribución** y el suministro minorista así como las obligaciones de acceso e información para facilitar la entrada de nuevos comercializadores de gas y electricidad.

Igualmente, es preciso valorar las posibles sinergias derivadas de esta gestión conjunta de redes y de los efectos conglomerado así como su traslado a los consumidores en la forma de mejores servicios y menores precios.

#### VII.4 Competencia potencial - barreras de entrada

De entre el conjunto de barreras señaladas, pueden resultar especialmente relevante a los efectos de la presente operación las derivadas de:

- El acceso a las **infraestructuras de importación de gas** y, en especial, la saturación de los gasoductos internacionales, que proporcionan importantes ventajas dado el mayor coste relativo e inflexibilidad del gas natural licuado.
- La **integración vertical**, que ha sido apuntada por el TDC en informes anteriores como una barrera a la entrada de los mercados eléctricos.
- El **control de las redes de distribución de gas y electricidad** en determinadas zonas de la península.

## VII.5. Compromisos

Junto con la notificación, GAS NATURAL ha presentado determinados compromisos que, según la notificante, van dirigidos a:

- Solventar los problemas de adición de cuotas en los mercados de generación eléctrica (venta de centrales actuales y en proyecto) y en los de suministro de gas y electricidad.
- Eliminar los vínculos con los activos de regasificación.
- Reducir los vínculos accionariales con Enagás.
- Promover la competencia referencial en los sistemas eléctricos insulares y en las redes de distribución (venta de puntos de suministro de gas).
- Eliminar los vínculos con los competidores [...].
- Limitar las consecuencias negativas de los efectos verticales de la operación (garantías de separación jurídica, acceso a la información y transparencia, objetividad y no discriminación).
- Traspasar a los consumidores eficiencias de la operación (inversión en redes).

En concreto, se ofrecen dos tipos de compromisos:

### a) *Compromisos ligados al Acuerdo con Iberdrola:*

Con fecha 5 de septiembre, GAS NATURAL ha suscrito un acuerdo con IBERDROLA, S.A. condicionado a la toma de control efectivo de ENDESA y a su compatibilidad con lo que dispongan las autoridades competentes, por el que IBERDROLA adquiere una serie de activos y participaciones en España<sup>105</sup>. [...]. Los activos que adquiere IBERDROLA en España son:

- a.1. Todas las actividades de generación<sup>106</sup> y distribución eléctrica de ENDESA en las islas Baleares.
- a.2. 1.250.000 puntos de suministro de gas, propiedad de GAS NATURAL, en las Comunidades Autónomas de Baleares<sup>107</sup> (83.000 puntos), Valencia, Murcia y Madrid donde coinciden con las redes de distribución de electricidad de IBERDROLA.<sup>108</sup>
- a.3. Activos de generación de electricidad de ENDESA con una potencia instalada total de 2.970 MW en funcionamiento y 800 MW proyectados. En particular, IBERDROLA acuerda adquirir los grupos de carbón de As Pontes (1400 MW), Teruel (1050 MW), la central de

<sup>105</sup> Iberdrola también acuerda adquirir, fuera de España, la participación de ENDESA en SNET (Francia) y parte de los activos de generación de ENDESA en Italia. Estos son los dos únicos elementos del acuerdo con IBERDROLA que no se vinculan a compromisos con las autoridades de competencia españolas.

<sup>106</sup> 1789 MW de potencia instalada más el proyecto de planta de ciclo combinado de 210 MW de Cas Tresorer.

<sup>107</sup> Son los únicos que en la actualidad son propiedad de Endesa. Suministran aire propanado.

<sup>108</sup> También se ceden los medios técnicos y humanos necesarios para permitir el desarrollo, explotación y mantenimiento de la red, así como el suministro con la calidad y seguridad requerida.



fuel-gas de Foix (fuel-gas; 520 MW), así como el proyecto de central de ciclo combinado en esta localidad (800 MW), que, conforme a la CNE, está previsto que se ponga en marcha no antes del 31 de diciembre de 2009 (diciembre de 2008 según la notificante).

Como ya se ha indicado, **el acuerdo entre GAS NATURAL e IBERDROLA no forma parte de la operación de concentración objeto del presente expediente**. De hecho, constituye otra operación de concentración que, en su caso, debería ser notificada, en el marco del procedimiento de control de concentraciones, a las autoridades competentes en función de su dimensión.

No obstante, cabe considerar lo planteado por Gas Natural en tanto en cuanto **venta de activos**, sin prejuzgar o valorar en absoluto al posible comprador y el procedimiento de desinversión.

*b) Otros compromisos*

Además de los compromisos ligados al acuerdo con IBERDROLA, GAS NATURAL también ofrece:

*b.1.* La venta del proyecto de planta de ciclo combinado de 400 MW en Estremera (Madrid) que, según la notificante, se pondrá en marcha en diciembre de 2008.

*b.2.* La liberación de un volumen de ventas de electricidad equivalente a la cartera de GAS NATURAL en el mercado liberalizado de electricidad, es decir, 4.457 GWh.

De forma análoga, la liberación de un volumen de ventas de gas equivalente a la cartera de Endesa en el mercado liberalizado de gas, es decir, 11.800 GWh.

*b.3.* [....].

*b.4.* La venta de las participaciones de ENDESA en las plantas regasificadoras de Mugaros y Sagunto.

*b.5.* La venta de las participaciones de GAS NATURAL en [....].

*b.6.* [....].

*b.7.* Garantías de la separación de la red de distribución de la actividad de suministro conforme a los principios de las directivas comunitarias 54 y 55/2003.

*b.8.* Garantías del cumplimiento efectivo de las medidas regulatorias dirigidas a garantizar el acceso a la información de los consumidores que sea legalmente disponible.

*b.9.* Garantías de transparencia, objetividad y no discriminación de los precios y condiciones de servicios no regulados a los comercializadores.

*b.10.* El incremento en 75 millones de euros de la inversión en las redes de distribución con el fin de mejorar la calidad del servicio y trasladar a los consumidores las eficiencias generadas por la gestión conjunta de las redes de gas y electricidad.

El marco español de control de concentraciones no prevé la oferta de compromisos por parte de las empresas sino sólo la imposición de condiciones por parte del Consejo de Ministros.

Únicamente, como señala el **artículo 15.ter.1. sobre terminación convencional** en expedientes de concentraciones de la Ley 16/1989, *“Cuando de una operación de concentración que no suponga la creación o reforzamiento de una posición de dominio que pueda dificultar el desarrollo de la competencia efectiva en un mercado, puedan derivarse obstáculos a la competencia fácilmente subsanables, el Ministro de Economía y Hacienda, previo informe del Servicio de Defensa de la Competencia, podrá instar a las partes a presentar compromisos o modificaciones de la operación, la cuál no se beneficiará del supuesto de autorización tácita”*.



Por tanto, procede señalar los compromisos que GAS NATURAL para determinar si se dan los dos requisitos para que el Ministro de Economía y Hacienda pueda, en su caso, proponer a la notificante una terminación convencional, es decir:

- (i) La operación de concentración no supone la creación o reforzamiento de una posición de dominio que pueda dificultar el desarrollo de la competencia efectiva en un mercado.
- (ii) De la operación puedan derivarse obstáculos a la competencia fácilmente subsanables.

Desde una perspectiva preliminar, los compromisos ofrecidos pueden vincularse a los problemas detectados en el presente informe de la siguiente manera:

**a) Mercados del gas natural**

- La venta de las participaciones de ENDESA en las plantas regasificadoras de Mugaros y Sagunto.
- [...].

**b) Mercados eléctricos**

- Enajenación de activos de generación de electricidad de ENDESA con una potencia instalada total de 2.970 MW en funcionamiento y 800 MW proyectados. En particular, IBERDROLA acuerda adquirir los grupos de carbón de As Pontes (1400 MW), Teruel (1050 MW), la central de fuel-gas de Foix (fuel-gas; 520 MW), así como el proyecto de central de ciclo combinado en esta localidad (800 MW), que, conforme a la CNE, está previsto que se ponga en marcha no antes del 31 de diciembre de 2009 (diciembre de 2008 según la notificante).
- La venta del proyecto de planta de ciclo combinado de 400 MW en Estremera (Madrid) que, según la notificante, se pondrá en marcha en diciembre de 2008.

**c) Integración vertical**

- [...].
- En este mismo sentido, se ofrece la venta de dos proyectos de ciclo combinado: los de Foix y Estremera, que en principio no entrarían en funcionamiento antes de finales de 2008.

#### d) Efectos conglomerado

- La desinversión de todas las actividades de generación<sup>109</sup> y distribución eléctrica de ENDESA en las islas Baleares.
- 1.250.000 puntos de suministro de gas, propiedad de GAS NATURAL, en las Comunidades Autónomas de Baleares<sup>110</sup> (83.000 puntos), Valencia, Murcia y Madrid donde coinciden con las redes de distribución de electricidad de IBERDROLA.<sup>111</sup>
- La liberación de un volumen de ventas de electricidad equivalente a la cartera de GAS NATURAL en el mercado liberalizado de electricidad, es decir, 4.457 GWh.
- De forma análoga, la liberación de un volumen de ventas de gas equivalente a la cartera de Endesa en el mercado liberalizado de gas, es decir, 11.800 GWh.
- La venta de las participaciones de GAS NATURAL en [...].
- Garantías de la separación de la red de distribución de la actividad de suministro conforme a los principios de las directivas comunitarias 54 y 55/2003.
- Garantías del cumplimiento efectivo de las medidas regulatorias dirigidas a garantizar el acceso a la información de los consumidores que sea legalmente disponible.
- Garantías de transparencia, objetividad y no discriminación de los precios y condiciones de servicios no regulados a los comercializadores.
- El incremento en 75 millones de euros de la inversión en las redes de distribución con el fin de mejorar la calidad del servicio y trasladar a los consumidores las eficiencias generadas por la gestión conjunta de las redes de gas y electricidad.

A luz de lo expuesto, es preciso un análisis en profundidad para determinar el alcance de las amenazas a la competencia efectiva y, en su caso, la adecuación de compromisos para descartar cualquier posible deterioro sobre la competencia. Por tanto, **no se dan las condiciones para que quepa valorar en primera fase la solicitud de presentación de compromisos por la notificante, a efectos del artículo 15 ter de la Ley.**

#### VIII. LEVANTAMIENTO DE LA SUSPENSIÓN DE LA OPERACIÓN

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 15.2 de la Ley 16/1989, el notificante ha solicitado el levantamiento de la obligación de suspensión de la ejecución de la operación en el caso de que ésta se remitiese para su estudio al Tribunal de Defensa de la Competencia.

Considerando los posibles efectos señalados en este informe, no cabe descartar que de la ejecución de la operación puedan derivarse perjuicios irreversibles para la competencia durante el periodo máximo en el que se produzca la decisión final del Consejo de Ministros. Por ello, se propone que, en aplicación del artículo 15.2 de la Ley, **no se acuerde el levantamiento de la suspensión de la operación** de adquisición de ENDESA por GAS NATURAL.

<sup>109</sup> 1789 MW de potencia instalada más el proyecto de planta de ciclo combinado de 210 MW de Cas Tresorer.

<sup>110</sup> Son los únicos que en la actualidad son propiedad de Endesa. Suministran aire propanado.

<sup>111</sup> También se ceden los medios técnicos y humanos necesarios para permitir el desarrollo, explotación y mantenimiento de la red, así como el suministro con la calidad y seguridad requerida.



## IX. PROPUESTA

En atención a todo lo anterior, se propone **remitir** el expediente de referencia al Tribunal de Defensa de la Competencia para su informe en aplicación de lo previsto en el artículo 15 bis apartado 1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.

Adicionalmente, se propone **no levantar** la suspensión de la operación a los efectos del artículo 15.2 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.

En todo caso, dicha propuesta se entienden sin perjuicio de la aplicación de la normativa sectorial correspondiente.



## ANEXO I

### Ciclos combinados según información de la CNE

Las siguientes tablas recogen las centrales existentes y los proyectos de ciclo combinado de GAS NATURAL y ENDESA, así como los de sus competidores:

PROPIEDAD	CENTRAL	INICIO ACTIVIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)
ENDESA	BESÓS COGENERACIÓN	2002	400
	TARRAGONA	2003	400
	SAN ROQUE	2002	400
	GUADAIRA	Previsto 2006	400
	PUENTES	Previsto 2006	800
	COLÓN	Previsto 2007	380
	BESÓS	Previsto 2008	800
GAS NATURAL SDG SA	ARRUBAL	2003	800
	SANT ADRIA	2002	400
	SAN ROQUE	2002	400
	ESCOBRERAS	Previsto 2006	1.200
	MÁLAGA	Previsto 2007	400
	BARCELONA	Previsto 2007	800
	PLANA VENT	Previsto 2007	800
	PARACUELLOS DE JARAMA	Previsto 2008	800
UNIÓN FENOSA	PALOS FRONTERA	2005	1.200
	CAMPO GIBRALTAR	2005	400
	ACECA	Previsto 2006	400
	SAGUNTO	Previsto 2006-2007	1.200
	SABÓN	Previsto 2007	800
IBERDROLA	CASTELLÓN	2003-2007	1.600
	SANTURCE	2004	400
	ARCOS	2004-2006	1.600
	ACECA	2005	400
	ESCOBRERAS	Previsto 2006	800
ELÉCTRICA RIBERA DEL EBRO	CASTEJON	2002	400
CEPSA	CAMPO GIBRALTAR	2005	400
GLOBAL 3 ENERGÍA	ESCATRÓN	Previsto 2005	285
	PINTO	Previsto 2007	285
	CONGOSTO	Previsto 2007	400
	LA ROBLA	Previsto 2007	400
ESB (Irlanda)	BIZKAIA ENERGÍA	Previsto 2005	800
ELECTRABEL	CASTELNOU	Previsto 2006	800
	MORATA DE TAJUÑA	Previsto 2007	1.200
	CANTABRIA	Previsto 2008	800
BAHIA BIZKAIA <sup>1</sup>	BAHIA BIZKAIA	2003	800
TARRAGONA POWER <sup>2</sup>	TARRAGONA POWER	2003	400
ELCOGAS <sup>3</sup>	ELCOGAS	1996	335
AES DE ENERGÍA CARTAGENA	ESCOBRERAS	Previsto 2006	1.200
ENERGÍA Y GAS DE HUELVA	PALOS FRONTERA	Previsto 2007	1.200
HIDROCANTÁBRICO	CASTEJÓN	Previsto 2007	400
	SOTO DE RIBERA	Previsto 2007-2008	800
	CÁDIZ		400
ELECTRA DE VIESGO	ESCATRÓN	Previsto 2007	800
	SAN ROQUE	Previsto 2007	800
INTEGEN Ltd	CATADAU	Previsto 2008	1.200

<sup>1</sup> BP (25%), Ente vasco energía (25%), Iberdrola (25%), Repsol (25%)

<sup>2</sup> Iberdrola (50%), RWE (50%)

<sup>3</sup> Endesa (41%), EDF (31%), Iberdrola (12%), Hidrocantábrico (5%), Otros (11%)

Fuente: SDC a partir de datos de la CNE.



## **ANEXO II**

### **Estimaciones de GAS NATURAL sobre proyectos de ciclos combinados**

[...]

## **ANEXO III**

### **Mapa de las instalaciones eléctricas en la Península Ibérica en 2004**



Fuente: Notificación a partir del Avance del Informe Anual REE, 2004



## ANEXO IV. Titularidad de las centrales de generación Titulares de Centrales del Régimen Ordinario Peninsular

COMBUSTIBLE	CENTRAL	PROPIEDAD		
		EMPRESA	%	
HULLAS Y ANTRACITAS	ABONO G°1	HIDROCANTABRICO	100,00	
	ABONO G°2	HIDROCANTABRICO	100,00	
	SOTO DE RIBERA G°1	HIDROCANTABRICO	100,00	
	SOTO DE RIBERA G°2	HIDROCANTABRICO	100,00	
	SOTO DE RIBERA G°3	HIDROCANTABRICO	100,00	
	LADA G°3	IBERDROLA	100,00	
	LADA G°4	IBERDROLA	100,00	
	NARCEA G°1	UNION FENOSA	100,00	
	NARCEA G°2	UNION FENOSA	100,00	
	NARCEA G°3	UNION FENOSA	100,00	
	ANLLARES	ENDESA	66,67	
			33,33	
	LA ROBLA G°1	UNION FENOSA	100,00	
	LA ROBLA G°2	UNION FENOSA	100,00	
	COMPOSTILLA G°1	ENDESA	100,00	
	COMPOSTILLA G°2	ENDESA	100,00	
	COMPOSTILLA G°3	ENDESA	100,00	
	COMPOSTILLA G°4	ENDESA	100,00	
	COMPOSTILLA G°5	ENDESA	100,00	
	GUARDO G°1	IBERDROLA	100,00	
	GUARDO G°2	IBERDROLA	100,00	
	PUERTOLANO	VIESGO	100,00	
	P.NUEVO	IBERDROLA	100,00	
	HULLAS IMPORTACION	PASAJES	IBERDROLA	100,00
		LITORAL G°1	ENDESA	100,00
LITORAL G°2		ENDESA	100,00	
LOS BARRIOS		ENDESA	100,00	
FUEL	SABON G°1	UNION FENOSA	100,00	
	SABON G°2	UNION FENOSA	100,00	
	CASTELLON G°2	IBERDROLA	100,00	
	ESCOMBRERAS G°4	IBERDROLA	100,00	
	ESCOMBRERAS G°5	IBERDROLA	100,00	
NUCLEAR	ASCO G°1	ENDESA	100,00	
	ASCO G°2	ENDESA	85,00	
		IBERDROLA	15,00	
		ENDESA	72,00	
	VANDELLOS	IBERDROLA	28,00	
	COFRENTES	IBERDROLA	100,00	
	JOSE CABRERA	UNION FENOSA	100,00	
	S.M. GARONA	ENDESA	50,00	
		VIESGO	50,00	
		IBERDROLA	49,00	
	TRILLO	UNION FENOSA	34,50	
		HIDROCANTABRICO	15,50	
		ENDESA	1,00	
		IBERDROLA	52,50	
	ALMARAZ G°1	UNION FENOSA	11,25	
	ENDESA	36,02		
	IBERDROLA	52,69		
ALMARAZ G°2	UNION FENOSA	11,25		
	ENDESA	36,02		
	VIESGO	100,00		
LIGNITO NEGRO	CERCS	VIESGO	100,00	
	ESCATRON	VIESGO	100,00	
	TERUEL G°1	ENDESA	100,00	
	TERUEL G°2	ENDESA	100,00	
	TERUEL G°3	ENDESA	100,00	
	ESCUCHA	VIESGO	100,00	
	PUENTES DE GARCIA RODRIGUEZ G°1	ENDESA	100,00	
	PUENTES DE GARCIA RODRIGUEZ G°2	ENDESA	100,00	
	PUENTES DE GARCIA RODRIGUEZ G°3	ENDESA	100,00	
	PUENTES DE GARCIA RODRIGUEZ G°4	ENDESA	100,00	
FUEL Y GAS	MEIRAMA	UNION FENOSA	100,00	
	SANTURCE G°1	IBERDROLA	100,00	
	SANTURCE G°2	IBERDROLA	100,00	
	SANTURCE G°3	IBERDROLA	100,00	
	SADRIAN G°1	ENDESA	100,00	
	SADRIAN G°2	ENDESA	100,00	
	SADRIAN G°3	ENDESA	100,00	
	FOJA	ENDESA	100,00	
	ALGECIRAS G°1	VIESGO	100,00	
	ALGECIRAS G°2	VIESGO	100,00	
	COLON G°2	ENDESA	100,00	
	COLON G°3	ENDESA	100,00	
	ACECA G°1	UNION FENOSA	50,00	
		IBERDROLA	50,00	
	ACECA G°2	UNION FENOSA	50,00	
		IBERDROLA	50,00	
		ENDESA	40,87	
		EDF	31,39	
		IBERDROLA	11,99	
	ELCOGAS	HIDROCANTABRICO	4,31	
	EDF	4,31		
	ENEL	4,31		
	AUTOCARTERA	0,17		
	BWE	0,11		
	SIEMENS	2,52		
	KRUPP UHDE	0,04		
CICLO COMBINADO	AMOREBIETA	ESB	50,00	
		OSAKA GAS	50,00	
		IBERDROLA	25,00	
	BAHIA DE VIZCAYA	ENTE VASCO DE LA ENERGIA	25,00	
		BP	25,00	
		REPSOL YPF	25,00	
	SANTURCE G°4	IBERDROLA	100,00	
	ARRUBAL G°1	GAS NATURAL	100,00	
	ARRUBAL G°2	GAS NATURAL	100,00	
	TARRAGONA	ENDESA	100,00	
	TARRAGONA POWER	IBERDROLA	50,00	
		RWE	50,00	
	CASTEJON G°1	HIDROCANTABRICO	100,00	
	CASTEJON G°2	IBERDROLA	100,00	
	CASTELLON G°3	IBERDROLA	100,00	
	CAMPO DE GIBRALTAR G°1	UNION FENOSA	50,00	
		CEPSA	50,00	
	CAMPO DE GIBRALTAR G°2	UNION FENOSA	50,00	
		CEPSA	50,00	
	ARCOS G°1	IBERDROLA	50,00	
	ARCOS G°2	IBERDROLA	50,00	
	ARCOS G°3	IBERDROLA	50,00	
	PALOS DE LA FRONTERA G°1	UNION FENOSA	50,00	
		CEPSA	50,00	
	PALOS DE LA FRONTERA G°2	UNION FENOSA	50,00	
		CEPSA	50,00	
	PALOS DE LA FRONTERA G°3	UNION FENOSA	50,00	
		CEPSA	50,00	
	S ROQUE G°1	GAS NATURAL	100,00	
	S ROQUE G°2	ENDESA	100,00	
	CARTAGENA G°1	GAS NATURAL	100,00	
	BESOS G°3	ENDESA	100,00	
	BESOS G°4	GAS NATURAL	100,00	
	SALIME G°1	HIDROCANTABRICO	100,00	
	SALIME G°2	HIDROCANTABRICO	100,00	
	SALIME G°3	ENDESA	100,00	
	SALIME G°4	ENDESA	100,00	
	BELESAR	UNION FENOSA	100,00	
	PREARES	UNION FENOSA	100,00	
	SESTEBAN	IBERDROLA	100,00	
CASTREJO	UNION FENOSA	100,00		
FRIEIRA	UNION FENOSA	100,00		
SOUTELO	IBERDROLA	100,00		
CONSO	IBERDROLA	100,00		
P.BIBEY	IBERDROLA	100,00		
CONRNATEL	ENDESA	100,00		
TANES	HIDROCANTABRICO	100,00		
ACUAYO	VIESGO	100,00		
TABESCAN	ENDESA	100,00		
ESTANGENTO	ENDESA	100,00		
GANELLES	ENDESA	100,00		
MORALETES	ENDESA	100,00		
MEQUINENZA	ENDESA	100,00		
RIBARROJA	ENDESA	100,00		
COFRENTES	IBERDROLA	100,00		
CORTES II	IBERDROLA	100,00		
M.CORTES	IBERDROLA	100,00		
BOLARQUE	UNION FENOSA	100,00		
TAJO DE LA ENCANTADA	ENDESA	100,00		
QUILLERA	ENDESA	100,00		
AZUTAN	IBERDROLA	100,00		
VALDECANAS	IBERDROLA	100,00		
GUARA	ENDESA	100,00		
GABRIEL Y GALAN	IBERDROLA	100,00		
TORREJON	IBERDROLA	100,00		
J.M. DE ORIOL	IBERDROLA	100,00		
GEDILLO	IBERDROLA	100,00		
SAUCELLE	IBERDROLA	100,00		
ALDEADAVILA	IBERDROLA	100,00		
VILLARINO	IBERDROLA	100,00		
VILLALCAMP	IBERDROLA	100,00		
RICOBAYP	IBERDROLA	100,00		
CASTRO	IBERDROLA	100,00		



### Titulares de Centrales del Régimen Ordinario en Baleares

CENTRAL	PROPIEDAD	
	EMPRESA	%
ALCUDIA	ENDESA	100,00
ALCUDIA	ENDESA	100,00
MAHÓN	ENDESA	100,00
S. JUAN DE DIOS	ENDESA	100,00
SON REUS	ENDESA	100,00
SON MOLINES	ENDESA	100,00
EIVISSA	ENDESA	100,00
FORMENTERA	ENDESA	100,00

### Titulares de Centrales del Régimen Ordinario en Canarias

CENTRAL	PROPIEDAD	
	EMPRESA	%
PUNTA GRANDE	ENDESA	100,00
LAS SALINAS	ENDESA	100,00
JINAMAR	ENDESA	100,00
BCO. TIRAJANA	ENDESA	100,00
CANDELARIA	ENDESA	100,00
GRANADILLA	ENDESA	100,00
LOS GUINCHOS	ENDESA	100,00
EL PALMAR	ENDESA	100,00
LLANOS BLANCO	ENDESA	100,00

Fuente: Notificación.



## ANEXO V

### Cuotas de ENDESA en el mercado de distribución por provincias

	END			TOTAL PROVINCIAL	
	MWh	% respecto SP	% respecto Provincia	Distribución (SP)	Total Provincial (SP + Autoprod.)
ALAVA	0	0%	0%	2.303.166	2.576.417
ALBACETE	1.080	0%	0%	1.864.534	1.906.552
ALICANTE	0	0%	0%	7.813.510	7.905.231
ALMERIA	2.366.265	99%	99%	2.399.274	2.399.274
AVILA	0	0%	0%	659.304	659.304
BADAJOS	1.829.775	77%	77%	2.376.983	2.386.698
BALEARES	4.748.630	99%	98%	4.788.984	4.826.048
BARCELONA	27.453.399	97%	94%	28.210.806	29.179.330
BURGOS	0	0%	0%	1.861.340	2.282.758
CACERES	0	0%	0%	1.058.060	1.058.060
CADIZ	5.632.838	91%	89%	6.208.442	6.317.412
CASTELLON	10.846	0%	0%	3.561.691	4.400.201
CIUDAD REAL	315.267	15%	14%	2.110.090	2.278.704
CORDOBA	2.661.486	95%	95%	2.789.152	2.816.308
LA CORUÑA	234.395	4%	3%	6.690.883	7.560.349
CUENCA	0	0%	0%	809.989	816.878
GIRONA	4.153.492	88%	86%	4.704.545	4.803.185
GRANADA	2.590.656	99%	97%	2.618.054	2.672.843
GUADALAJARA	0	0%	0%	1.658.112	1.730.085
GUIPUZCOA	0	0%	0%	6.578.598	6.953.399
HUELVA	2.888.208	96%	88%	3.006.956	3.291.565
HUESCA	2.101.004	96%	92%	2.185.600	2.275.499
JAEN	2.466.975	97%	94%	2.546.377	2.627.509
LEON	6.462	0%	0%	2.152.710	2.184.743
LLEIDA	2.065.721	89%	84%	2.314.937	2.468.370
LA RIOJA	0	0%	0%	1.444.602	1.462.957
LUGO	0	0%	0%	4.840.562	4.876.915
MADRID	0	0%	0%	25.262.599	25.739.690
MALAGA	5.053.548	99%	99%	5.093.501	5.113.544
MURCIA	0	0%	0%	6.197.305	6.542.875
NAVARRA	6.211	0%	0%	4.000.526	4.242.267
ORENSE	10.022	1%	1%	1.146.516	1.209.692
ASTURIAS	0	0%	0%	9.239.397	9.683.954
PALENCIA	0	0%	0%	872.590	983.099
LAS PALMAS	4.107.772	100%	99%	4.107.772	4.134.730
PONTEVEDRA	0	0%	0%	3.419.863	3.625.774
SALAMANCA	0	0%	0%	1.185.770	1.192.443
S.C.TENERIFE	3.143.401	95%	92%	3.301.053	3.402.209
CANTABRIA	0	0%	0%	3.813.518	4.165.803
SEGOVIA	0	0%	0%	826.340	846.314
SEVILLA	6.818.263	98%	97%	6.963.900	7.000.986
SORIA	122.791	27%	26%	451.428	477.745
TARRAGONA	6.132.730	93%	78%	6.570.887	7.864.260
TERUEL	927.604	98%	96%	951.202	965.126
TOLEDO	0	0%	0%	3.388.773	3.486.603
VALENCIA	6.865	0%	0%	10.877.885	11.314.796
VALLADOLID	0	0%	0%	2.458.337	2.666.305
VIZCAYA	0	0%	0%	7.497.745	8.135.229
ZAMORA	0	0%	0%	678.403	700.913
ZARAGOZA	4.658.015	99%	83%	4.702.414	5.620.262
CEUTA	0	0%	0%	159.291	159.291
MELILLA	0	0%	0%	135.934	135.934

Datos según Anexo III de la Estadística de Industria de la Energía Eléctrica del 2003 de la Dirección General de Política Energética y Minas



## Cuotas de mercado de ENDESA en distribución por CCAA.

	END			TOTAL PROVINCIAL	
	MWh	% respecto SP	% respecto Provincia	Distribución (Servicio Público)	Total Provincial (SP + Autoprod.)
GALICIA	244.417	2%	1%	16.097.824	17.272.730
ASTURIAS	0	0%	0%	9.239.397	9.683.954
CANTABRIA	0	0%	0%	3.813.518	4.165.803
PAÍS VASCO	0	0%	0%	16.379.509	17.665.045
NAVARRA	6.211	0%	0%	4.000.526	4.242.267
LA RIOJA	0	0%	0%	1.444.602	1.462.957
CASTILLA Y LEÓN	129.253	1%	1%	11.146.222	11.993.624
ARAGÓN	7.686.623	98%	87%	7.839.216	8.860.887
CATALUÑA	39.805.342	95%	90%	41.801.175	44.315.145
EXTREMADURA	1.829.775	53%	53%	3.435.043	3.444.758
MADRID	0	0%	0%	25.262.599	25.739.690
CASTILLA LA MANCHA	316.347	3%	3%	9.831.498	10.218.822
COMUNIDAD VALENCIANA	17.711	0%	0%	22.253.086	23.620.228
BALEARES	4.748.630	99%	98%	4.788.984	4.826.048
MURCIA	0	0%	0%	6.197.305	6.542.875
ANDALUCÍA	30.478.239	96%	95%	31.625.656	32.239.441
CANARIAS	7.251.173	98%	96%	7.408.825	7.536.939
CEUTA	0	0%	0%	159.291	159.291
MELILLA	0	0%	0%	135.934	135.934
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>92.513.721</b>	<b>42%</b>	<b>40%</b>	<b>222.860.210</b>	<b>234.126.438</b>

Datos según Anexo III de la Estadística de Industria de la Energía Eléctrica del 2003 de la Dirección General de Política Energética y Minas

Fuente: Notificación



**ANEXO VI**  
**Distribución provincial de ventas por mercados de**  
**GLP de REPSOL YPF en 2004**

[...]



## **ANEXO VII**

### **Actividad de generación de Repsol**

[...]



## ANEXO VIII

### Evolución de la tarifa media o de referencia

Año	Real Decreto Tarifas Núm.	Incremento anual	
		R.D. Tarifas Núm.	IPC %
1983	RD 69/83, RD 1486/83	13,95	12,2
1984	RD 774/84	8,75	9,0
1985	RD 153/85	6,80	8,2
1986	RD 441/86	7,25	8,3
1987	RD 162/87	4,01	4,6
1988	RD 36/88	5,50	5,8
1989	RD 61/89	4,10	6,9
1990	RD 58/90	5,50	6,5
1991	RD 1678/90	6,80	5,5
1992	RD 1821/91	3,20	5,3
1993	RD 1594/92	2,90	4,9
1994	RD 2320/93	2,06	4,3
1995	RD 2550/94	1,48	4,3
1996	RD 2204/95	0,00	3,2
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,9
2000	RD 2066/99	-4,85	4,0
2001	RD 3490/00	-1,52	2,7
2002	RD 1483/01	0,32	4,0
2003	RD 1436/02	1,65	2,6
2004	RD 1802/03	1,72	3,2
2005	RD 2392/04	1,71	2,0 (prev.)

(\*) IPC Previsto.  
Fuente: SGE.

### Evolución de la tarifa de alta tensión

Año	Real Decreto Tarifas núm.	Incremento anual		INC rel %
		Rd Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-5,94	2,0	-7,94
1998	RD 2016/97	-5,15	1,4	-6,55
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-1,41	2,9	-4,31
2000	RD 2066/99	2,00	4,0	-2,00
2001	RD 3490/00	1,50	2,7	-1,20
2002	RD 1483/01	1,00	4,0	-3,00
2003	RD 1436/02	2,00	2,6	-0,60
2004	RD 1802/03	1,60	3,2	-1,60
2005	RD 2392/04	1,61	2,0 (prev.)	-0,39

Fuente: SGE.



## Evolución de la tarifa doméstica

Año	Real Decreto Tarifas núm.	Incremento anual		INC rel %
		Rd Tarifas %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0	-5,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4	-5,03
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-4,00	2,9	-6,90
2000	RD 2066/99	-2,11	4,0	-6,11
2001	RD 3490/00	-4,00	2,7	-6,70
2002	RD 1483/01	0,00	4,0	-4,00
2003	RD 1436/02	1,00	2,6	-1,60
2004	RD 1802/03	1,48	3,2	-1,72
2005	RD 2392/04	1,74	2,0 (prev.)	-0,26

Fuente: SGE.