COMISIÓN

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 9 de diciembre de 2004

por la que se declara una concentración incompatible con el mercado común en virtud de lo dispuesto en el artículo 8, apartado 3, del Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo (Reglamento de concentraciones)

(Asunto nº COMP/M.3440 — EDP/ENI/GDP)

[notificada con el número C(2004) 4715]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

(2005/801/CE)

El 9 de diciembre de 2004, la Comisión aprobó una Decisión sobre un asunto de concentración entre empresas de conformidad con el Reglamento (CEE) nº 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas [1], y, en particular, con su artículo 8, apartado 3. Existe una versión no confidencial de la Decisión completa en la versión lingüística auténtica del asunto y en las lenguas de trabajo de la Comisión en la página web de la Dirección General de Competencia: http://europa.eu.int/comm/competition/index_en.html

I. LAS PARTES

(1) La empresa de electricidad que existe actualmente en Portugal es Energias de Portugal, S.A. (EDP). Como tal, sus actividades principales consisten en la generación, distribución y suministro de electricidad en Portugal. EDP también controla la empresa española Hidrocantábrico, que opera en España en los sectores de la electricidad y del gas. EDP cotiza en el Euronext Lisboa y el Estado portugués es propietario directa o indirectamente de alrededor del 30 % de las acciones.

(2) ENI S.p.A. (ENI) trabaja en la prospección y producción de petróleo y gas natural en todo el mundo. Asimismo se ocupa del suministro, transmisión, almacén, distribución y comercialización de gas natural. Por otra parte, ENI posee acciones en empresas con capacidad de transporte que se encargan del funcionamiento de gaseoductos transnacionales para la transmisión de gas natural.

(3) Gás de Portugal, S.G.P.S., S.A., (GDP) es la empresa de gas tradicional en Portugal. GDP es una filial propiedad al cien por cien de la empresa portuguesa Galp Energia, SGPS, S.A. (GALP), actualmente controlada conjuntamente por el Estado portugués y ENI, con intereses en los sectores del petróleo y del gas. GDP y sus filiales cubren todos los niveles de la cadena del sector del gas en Portugal. A través de su filial Transgás, GDP importa gas natural en Portugal por el gaseoducto que recorre el Magreb, España y Portugal y a través del terminal de GNL de Sines, y realiza el transporte, almaceénamiento, y suministro a través de la red portuguesa de gaseoductos de alta presión («la red»). GDP suministra también gas natural a gran escala industrial y trabaja en el desarrollo y futuro funcionamiento de las primeras cuevas subterráneas de almacén de gas natural en Portugal. GDP también controla actualmente, a través de GDP Distribuição (GDPD), cinco de las seis empresas locales de distribución de gas de Portugal.

(4) Rede Eléctrica Nacional S.A. (REN) no es parte notificante de la presente concentración, pero participa en la transacción global en la que aquélla se inscribe. REN es una empresa portuguesa que resulta de la segregación en 1994 de EDP de la red eléctrica portuguesa. En la actualidad gestiona la red eléctrica y es comprador único, adquiriendo energía eléctrica de los productores y revendiéndola a los distribuidores, que suministran a clientes no cualificados. El Estado portugués controla directa o indirectamente el 70 % de REN, mientras que el resto pertenece a EDP.

[1] DO L 395 de 30.12.1989, p. 1. Reglamento modificado en último lugar por el Reglamento (CE) nº 1310/97 (DO L 180 de 9.7.1997, p. 1).

II. **LA OPERACIÓN**

(5) El presente asunto se refiere a una concentración mediante la que EDP y ENI («las partes») proyectan hacerse con el control conjunto de GDP. La operación prevé que la red de transmisión de gas (excepto el terminal GNL de Sines, el gaseoducto de importación y el almacén subterráneo de Carriço) se transfiera a REN, el operador portugués de la red eléctrica, en un plazo establecido. Durante un período de transición, EDP controlará la red de gas junto con ENI y REN.

(6) Con arreglo a la segunda Segunda Directiva del gas ([2]) y a la excepción concedida a Portugal, el 33 % del mercado portugués se liberalizará a más tardar antes de 2007, para todos los clientes no domésticos a más tardar antes de 2009 y para todos los clientes (incluidos los domésticos) a más tardar antes de 2010. El Gobierno portugués puede empezar antes el proceso de liberalización.

III. **MERCADO DE REFERENCIA**

A. *MERCADO DE REFERENCIA DE LA ELECTRICIDAD*

1. MERCADO DE PRODUCTOS DE REFERENCIA

(7) Tomando en consideración las particularidades de los mercados portugueses y del marco competitivo y regulador, la Comisión ha llegado a la conclusión de que deberían distinguirse los siguientes mercados:

i) suministro de electricidad al por mayor,

ii) prestación de servicios de regulación y compensación de la energía ([3]),

iii) red de transmisión

iv) red de distribución,

v) suministro de electricidad al por menor (grandes y pequeños clientes).

(8) El sistema eléctrico nacional consta de dos sistemas coexistentes, el sistema público de electricidad o «sistema vinculado» (*bound system*) (*Sistema Eléctrico de Serviço Público*, SEP) y el sistema independiente de electricidad (*Sistema Eléctrico Independete*, SEI). La red nacional de transmisión se utiliza para ambos y Rede Eléctrica Nacional (REN) se encarga de su explotación gracias a un régimen de concesión.

(9) El SEP es un sistema regulado que cubre la generación y la distribución. Está integrado por generadores y redes de distribución «vinculados». En él, REN es el comprador único de electricidad al por mayor. Adquiere principalmente la electricidad de un grupo de centrales «vinculadas», de conformidad con los acuerdos de adquisición de energía (*Power Purchase Agreements*, PPA).

(10) Con arreglo a los PPA, las centrales vinculadas suministran electricidad al SEP de forma exclusiva durante un período de más de 20 años y con una fórmula de precios fija ([4]). La construcción de esas plantas de generación no está liberalizada sino regulada por el Estado. De acuerdo con la legislación aplicable, están integradas en el SEP las siguientes empresas: EDP (a través de EDP Produção y la Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade), Tejo Energia ([5]) y Turbogás ([6]). En Portugal, la mayoría de la electricidad (el 83 % en 2003) ([7]) se suministra a través de estos PPA exclusivos entre REN y los productores de energía.

(11) La electricidad adquirida por REN se vende al distribuidor regulado, que controla EDP, con arreglo a un sistema regulado de tarifas. El organismo portugués regulador de la energía, ERSE, establece las tarifas reguladas.

(12) El sistema independiente (SEI) está integrado por el sistema no vinculado (*Sistema Eléctrico Não Vinculado*, SENV), que funciona con arreglo a las condiciones de mercado libre (es decir, la mayoría de esta energía se vende a los clientes que dejan el sistema regulado), y el sistema de régimen especial (*Productores em régimen particular*, PRE), en el que se suministra a REN con tarifas reguladas la generación mediante plantas de cogeneración, centrales minihidráulicas, y otras energías renovables, como instalaciones de energía eólica.

(13) Los clientes cualificados pueden elegir su proveedor de electricidad y, por tanto, comprar la electricidad al SEP con tarifas reguladas, o al SENV (el abastecimiento corre entonces a cargo de un minorista en condiciones de libre mercado). El Decreto-Ley de 17 de agosto de 2004 establecía en último término que todos los clientes son cualificados ([8]).

([2]) Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE (DO L 176 de 15.7.2003, p. 57).

([3]) Véase el asunto COMP/M.3268-Sydkraft/Graninge.

([4]) La fórmula de precios garantiza sobre todo el pago de la capacidad (que supone una recuperación predeterminada sobre el capital invertido en la planta) y de energía (basado en datos de los costes).

([5]) Tejo Energia está controlada por la British Company International Power, que posee el 45 % de las acciones, y por la empresa española Endesa, propietaria del 35 % de las acciones. EDP y Electricité de France sólo tienen cada una un interés minoritario del 10 %, que no parece ofrecer a ninguno de ellos la posibilidad de un control conjunto sobre la empresa.

([6]) En el momento de la notificación, Turbogás estaba controlado por la empresa alemana RWE. EDP posee una participación del 20 %, lo que no parece conferirle la posibilidad de ejercer el control conjunto sobre la empresa. RWE ha concluido un acuerdo de ventas con International Power. La compra por parte de esta última ha sido aprobada por la autoridad portuguesa de competencia.

([7]) 35 TWh de un suministro total de 43 TWh en 2003.

([8]) Portugal adelantará así la aplicación de la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 176 de 15.7.2003, p. 37), que prevé la apertura completa de los mercados minoristas de electricidad a partir del 1 de julio de 2007.

(14) Actualmente se está modificando el marco regulador vigente.

Electricidad al por mayor

(15) La electricidad al por mayor abarca la electricidad producida en centrales así como la importada físicamente a través de interconexiones con el fin de revenderla a minoristas. Al igual que en otros Estados miembros, algunos grandes consumidores industriales de electricidad pueden también decidir que adquieren directamente del mercado mayorista (en España, constituyen menos del 5 % de las compras de este mercado).

(16) La Comisión considera que, una vez que se concluyan los PPA, habrá en Portugal un mercado de electricidad al por mayor que abarcará la oferta de la antigua generación vinculada, la generación no vinculada y las importaciones. La evaluación se centra en este mercado mayorista con independencia de los sistemas liberalizados y regulados.

Los servicios de compensación de energía y servicios complementarios

(17) Existe una necesidad técnica de este servicio, ya que el operador del sistema de transmisión se ocupa de que la tensión de la red de se mantenga dentro de unos límites muy reducidos. Si hay consumo excesivo, la tensión de la red caerá, lo que podría producir en algún momento problemas de estabilidad. También surgen dificultades si el consumo es bajo y la tensión de la red aumenta por encima de un nivel de tolerancia aceptable, y el operador del sistema de transmisión deberá entonces desconectar cierta capacidad de generación o añadir consumo.

(18) Este servicio debe pagarse y normalmente habrá una penalización en caso de desviación, si la demanda de un cliente excede o no alcanza el nivel deseado correspondiente a la cantidad que cada proveedor adquiere del mayorista o prevé producir él mismo, y que ha de que comunicar por adelantado al operador del sistema de transmisión.

(19) Actualmente, en Portugal, REN ofrece a todos los agentes del sistema este servicio, así como otros servicios complementarios similares (como el de gestión de la congestión). Hasta el momento no existe en Portugal un mercado establecido de este tipo de servicios. No obstante, es posible que estos mercados emerjan tras la terminación de los PPA. A efectos de la presente Ddecisión la descripción exacta de este mercado o mercados emergentes puede quedar abierta.

Transmisión y distribución

(20) Estos mercados no se ven afectados por la operación propuesta. En Portugal la red de transmisión está ya desagregada y REN, el operador portugués de sistemas de transmisión, se ocupa de su funcionamiento. EDP y los municipios son los propietarios de las redes de distribución, que gestiona la filial de EDP, EDP Distribuição Energia SA (EDPD). El acceso a las redes de transmisión y de distribución está regulado por ERSE.

Suministro de electricidad al por menor

(21) A efectos de la presente exposición, se tendrán en cuenta los siguientes mercados minoristas de electricidad: i) el suministro de electricidad a grandes clientes industriales (LIC) que se conectan con la red de alto y medio voltaje (HV y MV) y ii) el suministro de electricidad a pequeños clientes industriales, comerciantes y hogares, que se conectan a la de baja tensión (LV).

(22) Los clientes de alta y media tensión y los de baja difieren mucho en cuanto al consumo y las condiciones en las que adquieren electricidad. La relación comercial es también muy distinta. Los primeros son en su mayoría clientes industriales para los que la electricidad constituye una parte significativa de sus costes. Por el contrario, la mayoría de los clientes de baja tensión son pequeños industriales, comerciantes y hogares, cuyo volumen de consumo individual es muy limitado.

2. MERCADOS GEOGRÁFICOS DE LA ELECTRICIDAD

(23) En anteriores Decisiones de la Comisión se consideró que el mercado geográfico de referencia para el suministro de electricidad al por mayor no superaba las fronteras nacionales ([9]). En el presente caso, la investigación ha mostrado que los mercados mayorista y minorista son claramente portugueses y permanecerán así en el futuro próximo.

(24) Las partes sostuvieron que pronto se crearía un intercambio ibérico conocido como MIBEL que conduciría a un mercado ibérico. Esta opinión no ha se ha visto confirmada por la pormenorizada investigación de la Comisión. Parece que: 1) el nivel actual de interconexiones entre España y Portugal no es suficiente para considerar la existencia de un mercado único en la Península Ibérica, y 2) es muy poco probable que el mercado de electricidad al por mayor llegue a ser de alcance ibérico en un futuro próximo, por las siguientes razones:

i) quedan todavía por eliminar numerosas barreras reglamentarias para que pueda crearse el MIBEL,

([9]) Véase, por ejemplo, el asunto M. 2434 — Grupo Villar MIR/ENBW/Hidrocantábrico.

ii) las condiciones de competencia entre España y Portugal seguirán siendo muy diferentes incluso después del lanzamiento del MIBEL,

iii) los planes nacionales sobre distribución de emisiones de CO_2 y el régimen nacional de compensación de costes de transición probablemente mantengan o hasta aumenten estas diferencias en las condiciones competitivas,

iv) el nivel previsto de capacidad de interconexión entre España y Portugal no parece que vaya a facilitar la integración efectiva de ambos mercados en un futuro próximo.

B. *MERCADOS DE REFERENCIA DEL GAS NATURAL*

1. MERCADO DE PRODUCTOS

(25) La Comisión señala cuatro mercados de productos distintos a los que afectará la operación:

i) suministro de gas a productores de energía [CCGT ([10])],

ii) suministro de gas a empresas locales de distribución (LDC),

iii) suministro de gas a grandes clientes industriales (LIC),

iv) suministro de gas a pequeños clientes industriales, comerciantes y hogares.

(26) Son seis las empresas locales de distribución que abastecen a la mayoría de consumidores a través de redes de media y baja tensión ([11]) y operan en áreas de concesión exclusiva.

(27) El mercado del suministro de gas a productores de energía será el primero que se abra a la competencia en Portugal. Las partes señalaron que las CCGT y los grandes clientes industriales debían considerarse parte de un mercado mayorista único más amplio. La Comisión no está de acuerdo. Efectivamente, los productores de energía tienen necesidades de demanda particulares en términos de cantidad y flexibilidad de suministro. Las CCGT precisan combinar contratos a largo plazo, que son necesarios para la viabilidad económica y técnica básica y para la seguridad del abastecimiento del proyecto CCGT, con contratos a corto plazo de períodos más limitados. Asimismo, son también diversos los márgenes, las relaciones con el cliente, las necesidades comerciales de los revendedores y las dinámicas de crecimiento.

2. MERCADO GEOGRÁFICO

(28) En todos los mercados de referencia del gas, la Comisión y las partes coinciden en que el suministro de gas natural en Portugal no supera el ámbito nacional.

([10]) CCGT son las siglas en inglés de «turbinas de gas de ciclo combinado».

([11]) Respectivamente entre 4 y 20 bar y por debajo de 4 bar.

IV. **EVALUACIÓN COMPETITIVA**

A. *MERCADOS DE LA ELECTRICIDAD*

1. MERCADO MAYORISTA

a) ***EDP mantiene una posición dominante en el mercado mayorista de la electricidad de Portugal***

(29) Según la pormenorizada investigación de la Comisión, parece que EDP mantiene una posición dominante en el mercado mayorista de Portugal, con independencia de que se considere con la estructura actual o después de la terminación de los PPA.

(30) Efectivamente, en el mercado mayorista EDP ostenta en 2003 el 70 % de la capacidad de generación y es el mayor importador de electricidad. Por otra parte, la cartera portuguesa de generación de EDP seguirá siendo sin parangón tras la abolición de los PPA. Cuando éstos expiren, habrá que introducir un régimen de costes de compensación para resarcir a los actuales generadores de energía de cualquier posible pérdida en el mercado en un futuro. Este sistema favorece a los operadores tradicionales. EDP saca el mayor partido, lo que le ayuda a blindarse de la futura competencia.

(31) Por lo que se refiere a la demanda, EDP realiza casi el 100 % de la distribución de electricidad en Portugal. Su futuro papel de minorista del sistema regulado le confiere ventajas sustanciales.

(32) Respecto al suministro, la adición de la nueva central de EDP alimentada con gas (TER) es significativa en su cartera. Por lo que respecta a las nuevas plantas generadoras construidas por terceros, la Comisión concluye que los proyectos CCGT de los competidores son inciertos y que EDP no es ajena a uno de ellos (Tejo Energia).

b) ***La operación consolidará la posición dominante de EDP, debido tanto a los efectos horizontales como verticales***

Efectos horizontales: eliminación de un competidor importante

(33) En cuanto a los efectos horizontales, la Comisión concluye que, en ausencia de la concentración, GDP se habría convertido con toda probabilidad en el principal competidor del mercado de electricidad de Portugal, considerando que: i) tener acceso a recursos de gas competitivos otorga una ventaja importante en el ámbito de la electricidad, ya que las plantas alimentadas con gas (CCGT) constituyen en la actualidad el medio más frecuente de generar nueva energía, y ii) que GDP, como empresa portuguesa, podía basarse en su marca y en sus clientes de gas, a los que podría ofrecer un suministro conjunto de gas y electricidad.

(34) Esta significativa competencia potencial se perdería con la concentración, fortaleciéndose con ello la posición dominante de EDP.

Efectos no horizontales: aumento de los costes de los competidores

Acceso privilegiado y preferencial a la infraestructura de gas portuguesa (terminal de GNL de Sines, canalización de importación y almacén subterráneo de Carriço)

(35) Además de la transacción propuesta, EDP tendrá la capacidad y el incentivo para mantener un acceso privilegiado y preferencial al gas natural en detrimento de empresas real o potencialmente implicadas en la producción eléctrica.

(36) *Red de gas de alta presión:* como consecuencia de la fusión, EDP podrá tener cierto peso en la gestión de la red de gas de alta presión: i) a corto plazo, controlará conjuntamente Transgás (incluida la red de gas) durante un período ([12]) de hasta 19 meses y medio. En este plazo, EDP puede influir de manera importante en la estrategia y gestión de la red. Esta situación favorecerá una comprensión profunda de las características de funcionamiento de la red, de la que posteriormente EDP podrá beneficiarse; ii) a largo plazo, REN se hará cargo de la red de gas de alta presión como resultado de la concentración.

(37) *Gaseoducto internacional de GDP:* la entidad surgida de la concentración podría utilizar el primer punto de entrada en Portugal (el gaseoducto que va de Argelia a Portugal a través de Marruecos y España y que accede a Portugal por Campo Maior) a pleno rendimiento para evitar que sus competidores pudieran aprovecharlo en alguna medida. Por lo tanto, incluso si se aplicara el acceso a terceros (*Third Party Access*, TPA), no existe en la actualidad la suficiente capacidad libre para que otras empresas importen de forma permanente y con un mínimo de seguridad en cuanto al nivel de gas que introducirían.

(38) *Terminal de GDP de Sines:* el terminal de GNL situado en Sines es el único de Portugal. Se inauguró a principios de 2004 y GDP ostenta su propiedad y se ocupa de su funcionamiento (a través de su filial Transgás participada al 100 %). Su capacidad de importación máxima es de 5,3 mmc anuales. A falta de liberalización en el sector del gas, hasta ahora no se ha impuesto al terminal ninguna norma TPA. En consecuencia, los terceros que quisieran tener acceso a aquél tendrían que contactar con GDP y negociar condiciones concretas.

([12]) La Comisión tiene también que evaluar las fases intermedias de la evolución de la estructura del mercado, en especial cuando una situación, aunque sea temporal, pueda tener un fuerte impacto negativo en la competencia y, posiblemente, efectos duraderos.

(39) *Almacén subterráneo de Carriço:* a raíz de la concentración, EDP estará asimismo en condiciones de encargarse del almacén subterráneo de GDP Carriço. Éste es el único almacén de gas natural de Portugal (aparte del de GNL de Sines, que es mucho más pequeño). Los generadores de energía que operan CCGT no deben ser discriminados en el acceso a la flexibilidad que ofrece este almacén. La investigación de mercado confirmó que estas condiciones de acceso no eran suficientes para garantizar la plena utilización real del almacén por parte de los competidores, pues EDP podrá restringir el acceso oponiendo argumentos técnicos.

(40) A raíz de la operación notificada, EDP adquiere un control importante de los puntos de entrada de gas, así como las instalaciones de almacén. La operación le facilitaría, por tanto, todos los medios e incentivos necesarios para dificultar aún más el acceso a la red de gas a sus competidores, aunque la propiedad de la red de gas de alta presión de Portugal vaya a transferirse a REN.

Capacidad de gestionar las dificultades del suministro de gas a las CCGT en detrimento de las CCGT de la competencia

(41) La gran incertidumbre sobre la eficacia de la transferencia de infraestructuras y derechos de transporte a REN no garantiza que las necesidades de gas de las CCGT competidoras actuales (es decir, Turbogás) y potenciales se asuman por otra empresa distinta de la entidad resultante de la concentración. Cuando en Portugal se produzcan restricciones en el suministro de gas, GDP tendrá el incentivo de favorecer las instalaciones de EDP en detrimento de las centrales CCGT competidoras.

Capacidad e incentivo para controlar el precio del gas y aumentar los costes de los competidores, excluyendo así su entrada actual y potencial y disuadiéndoles de ella

(42) A raíz de la concentración, EDP tendrá la capacidad y el incentivo de subir el precio del gas suministrado a sus actuales competidores (Turbogás, para sus necesidades a corto plazo). También sucederá así con los competidores potenciales (para el conjunto de sus necesidades), puesto que el ritmo de la liberalización y la incertidumbre en el acceso a puntos de entrada abren la probabilidad de que las futuras productoras CCGT, si existen, reciban el suministro de gas de GDP.

Acceso a información reservada sobre los costes de los competidores de EDP, confiriéndole una ventaja significativa

(43) La entidad resultante de la concentración conocerá los costes reales de los insumos de sus competidores reales y podrá así fijar los precios con vistas a excluir a sus rivales. Esta ventaja estructural también consolidará la posición dominante de EDP, pues es probable que disuada o retrase las entradas de posibles competidores que deseen poner en marcha nuevas CCGT a través del suministro de gas de GDP.

Acceso a la nominación diaria de gas de sus principales competidores, confiriéndole una ventaja significativa

(44) A raíz de la concentración, EDP también tendrá acceso a las nominaciones diarias de gas de Turbogás (y de otras CCGT a las que GDP pueda suministrar en el futuro), que es la información con un día de adelanto del volumen de gas que la CCGT prevé consumir por hora. En consecuencia, EDP podrá conocer por adelantado el modelo de producción de energía previsto por Turbogás para el día siguiente. Dada la volatilidad de la producción de las CCGT, esta información resulta estratégica: al conocer, por ejemplo, que Turbogás no generará energía en cierto momento del día siguiente, EDP podrá subir sus precios por encima de los costes variables de Turbogás sin temor a perder ventas a favor de Turbogás.

(45) Los efectos horizontales y verticales previamente mencionados, considerados individualmente o en su conjunto, consolidan la posición dominante de EDP en el mercado de electricidad al por mayor.

2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

(46) La presente operación eliminará a GDP del mercado de electricidad como probable competidor, y por tanto a un posible proveedor de servicios complementarios. Teniendo en cuenta las razones expuestas en la evaluación del mercado mayorista y dado que sólo unas pocas centrales pueden ofrecer estos servicios, la entrada de GDP en el mercado mayorista habría debilitado la posición de EDP en la prestación de dichos servicios. La concentración elimina a este competidor potencial del mercado de servicios complementarios.

3. MERCADOS DE ELECTRICIDAD AL POR MENOR DE PORTUGAL

a) ***EDP mantiene una posición dominante en los mercados de electricidad al por menor de Portugal***

(47) El mercado de suministro de electricidad a grandes clientes industriales (el 45 % del consumo total) es totalmente cualificado. En este mercado, EDP tiene una cuota de mercado del 92 % en términos de volumen (y una cuota mucho mayor de clientes).

(48) El mercado de pequeños clientes no se abrió hasta 2004. EDP se aproxima a una cuota del 100 %. La experiencia de otros Estados miembros muestra claramente que los índices de transferencia de esos clientes serán mucho más bajos que los de los clientes industriales. Así pues, el dominio de EDP sólo podrá verse amenazado a un ritmo más lento.

b) ***Consolidación de la posición dominante de EDP en el mercado de la electricidad al por menor de Portugal***

(49) La operación propuesta consolidará la posición dominante de EDP, puesto que eliminará a GDP como competidor potencial importante. Durante la investigación de la Comisión, las personas consultadas confirmaron que GDP sería la empresa con acceso más probable y efectivo a estos mercados, en particular gracias a su amplia base de clientes de gas, su marca, bien conocida a nivel nacional, y su capacidad de ofrecer dos combustibles.

(50) Por otra parte, la concentración levantará otras barreras a la entrada pues la entidad resultante combinará las ventajas de los operadores tradicionales de gas y electricidad y obligará a los competidores a entrar simultáneamente en ambos mercados para poder ofrecer dos combustibles.

B. *MERCADOS DEL GAS*

1. GDP MANTIENE UNA POSICIÓN DOMINANTE EN LOS MERCADOS DEL GAS DE PORTUGAL

(51) Debido a su actual posición de monopolio legal, GDP goza de una posición dominante en todos los mercados del gas, con la única excepción de la distribución de gas natural en la región de Oporto, en la que opera Portgás (empresa de la que EDP ha adquirido recientemente el control conjunto).

(52) GDP mantiene, y mantendrá tras la apertura de los mercados, ventajas significativas como operador tradicional en relación con los nuevos operadores potenciales. En particular: i) ha adquirido una experiencia y conocimiento importantes de los mercados del gas en todos los niveles, ii) ha logrado una amplia base de clientes y un volumen de ventas sustancioso en el país, iii) ha desarrollado marcas muy conocidas tanto a nivel nacional como local, iv) ha adquirido un conocimiento único del perfil de los clientes (en términos de perfil de consumo y de solvencia y condiciones de crédito) y de las necesidades concretas (como la de los servicios adicionales o la atención especial al cliente), y v) por último, controla, a través de sus grandes clientes industriales, a los operadores de sistemas de distribución.

2. CONSOLIDACIÓN DE LA POSICIÓN DOMINANTE DE GDP EN LOS MERCADOS DEL GAS DE PORTUGAL

a) ***Suministro de gas a productores de energía (CCGT)***

(53) Por lo que se refiere al suministro de gas a las CCGT, la operación notificada excluirá toda la demanda de gas de las CCGT [es decir, las necesidades a corto plazo de Turbogás ([13]) y TER/Carrigado] que podría haber sido satisfecha por los competidores de GDP, una vez que las CCGT sean cualificadas. Este hecho consolida la posición dominante de GDP en el mercado del suministro de gas a las CCGT.

([13]) La participación del 20 % de EDP en Turbogás le confiere ciertos derechos de bloqueo.

b) ***Suministro de gas a empresas de distribución local (LDC,* Local Distribution Companies**)

(54) La operación notificada satisface la demanda de gas de la única LDC que hasta ahora no controla GDP, a saber, Portgás. Tras la operación, cuando las LDC sean clientes cualificados, los competidores dejarán de ser un rival para el suministro de gas. Esta situación consolida la posición dominante de GDP en el mercado de suministro de gas a LDC.

c) ***Suministro de gas a LIC (grandes clientes industriales)***

(55) La investigación ha mostrado que, una vez liberalizado el mercado, EDP habría sido la empresa con más posibilidades de acceso al suministro de gas a grandes clientes industriales.

(56) EDP parece ser el principal competidor potencial en este mercado, considerando: i) que opera una CCGT para la producción de electricidad (y por tanto tiene acceso a grandes cantidades de gas), lo que le confiere un fuerte incentivo para incorporarse a los mercados de suministro de gas, ii) que podría basarse en sus clientes de electricidad (EDP controla casi el 100 % de la distribución de electricidad de Portugal), a los que ofrecería un suministro conjunto de gas y electricidad (combustible dual), y iii) que podría también basarse en la experiencia, la reputación y la base de clientes del distribuidor Portgás. La entrada efectiva de operadores de electricidad en los mercados del gas se ha producido en muchos Estados miembros.

(57) La pérdida de la competencia potencial de EDP consolida la posición dominante de GDP en el mercado de suministro de gas a LIC.

d) ***Suministro de gas a pequeños clientes***

(58) La Comisión ha llegado a la conclusión de que, en ausencia de la concentración, EDP habría sido el principal competidor potencial en el mercado de suministro de gas a pequeños clientes.

(59) Las ventajas de EDP pueden dividirse en tres grupos: a) ventajas en la adquisición, debido a su posición como productor de energía de gas de Portugal; b) ventajas derivadas de la posición de EDP como minorista y distribuidor de electricidad que opera en la actualidad, y c) ventajas debidas a su posición y conocimiento del mercado minorista de gas de Portugal (Portgás e intercambio de información sobre Lisboagás).

(60) La voluntad de EDP de incorporarse a los mercados del gas queda clara tras su adquisición reciente del control de un LDC portugués, Portgás, y su fuerte desarrollo en los mercados del gas españoles (EDP se hizo con el control de la segunda empresa de gas más importante de España, Naturcorp).

(61) Habida cuenta de todo lo anterior, la concentración eliminaría al principal competidor de GDP y aumentaría las barreras a la entrada en el mercado del suministro de gas a pequeños clientes, consolidando así la posición dominante de GDP en el mercado minorista de Portugal.

V. **COMPROMISOS PROPUESTOS POR LAS PARTES NOTIFICANTES**

(62) Las partes presentaron compromisos el 28 de octubre de 2004 y una versión revisada el 17 de noviembre de 2004. Esta última se resume a continuación con la enumeración empleada por las partes:

EDP.1: Reducción de las acciones de EDP en REN del 30 % al 5 %.

EDP.2: Desinversión de las acciones de EDP en Tejo Energia.

EDP.3: Moratoria referente a la construcción de una nueva CCGT sujeta a una cláusula de revisión.

EDP.4: Arrendamiento de la capacidad de producción de TER equivalente a una unidad, sujeto a una cláusula de revisión.

EDP.5: Suspensión de algunos de los derechos de voto de EDP en Turbogás y nombramiento de miembros independientes en el Consejo de Turbogás.

ENI.II: Venta del terminal de GNL de Sines a REN.

ENI.III: Venta del almacén subterráneo de Carriço a REN.

ENI.IV: Venta anticipada de la red de gas de alta presión a REN.

ENI.V: Garantías para el acceso a la red hasta que finalice la venta de la red a REN.

ENI.VI: Cesión a REN de la capacidad en el punto de entrada de Campo Maior reservado actualmente y no utilizado por Transgás.

ENI.VII: Compromiso de no reservar más capacidad en el punto de entrada de Campo Maior.

ENI.VIII: Compromiso de no reservar más capacidad en el gaseoducto de Extremadura.

ENI.IX: Compromiso de poner a disposición capacidad en el gaseoducto de Extremadura o en el punto de entrada de Campo Maior con arreglo a ciertas condiciones.

ENI.X: Eliminación del derecho preferente de GDP, basado en el «mecanismo de igualar la mejor oferta».

ENI.XI: Medidas dirigidas a evitar problemas relacionados con el posible acceso privilegiado a información sobre precios.

ENI.XII: Medidas dirigidas a asegurar un margen para la liberalización efectiva de la demanda representada por los LIC.

ENI.XIII: Compromiso de no hacer ofertas duales de gas natural y electricidad destinadas a LIC y a clientes minoristas en Portugal hasta que se liberalice el suministro de gas natural a estos grupos de clientes.

ENI.XIV: Venta del LDC Setgás.

VI. **EVALUACIÓN DE LOS COMPROMISOS PROPUESTOS**

A. *COMPROMISOS SOBRE ELECTRICIDAD*

1. MERCADO AL POR MAYOR DE LA ELECTRICIDAD

a) ***Efectos horizontales de la operación (supresión de GDP como el competidor más probable)***

(63) La propuesta de las partes consiste en una combinación de medidas que garanticen la entrada de competidores evitando al mismo tiempo desinvertir activos de generación. Se basa principalmente en una moratoria de la construcción de nuevas CCGT por EDP y del arrendamiento de una cierta capacidad de producción de la central eléctrica TER de EDP durante un período limitado de tiempo.

(64) Las personas que respondieron a la encuesta sobre mercado de la Comisión consideraron estas propuestas muy insuficientes en términos de escala, alcance y duración para compensar la importante pérdida de GDP como competidor potencial y para facilitar de manera efectiva la entrada oportuna de competidores potenciales. La Comisión comparte estas preocupaciones.

(65) El arrendamiento de la capacidad de producción de TER equivale sólo a un tercio de la planta y al 4 % de la capacidad total de generación de Portugal. El arrendamiento puede terminarse de manera automática sobre la base de criterios que no garantizan la presencia de nuevos competidores ni la existencia real de un mercado ibérico. El arrendamiento puede durar tres años. EDP conocerá en tiempo real los costes y volúmenes de electricidad que el arrendatario puede comercializar. Todo ello resta probabilidad a la influencia del arrendatario en el mercado y a su capacidad de ejercer presión competitiva sobre EDP.

(66) Dada la cláusula de revisión adjunta a la moratoria propuesta, es probable que ésta termine en breve sin garantía de que realmente puedan acceder al mercado nuevos competidores. Además, no se impide a EDP iniciar nuevos proyectos de CCGT (dando todos los pasos excepto el de la construcción en sí). La moratoria y el arrendamiento propuestos carecen, por tanto, de un efecto favorable a la competencia asimilable a una medida correctora estructural.

(67) Además, las partes proponen desprenderse del 10 % de EDP en Tejo Energia, uno de los competidores de EDP. Si bien ésta es una propuesta positiva, no garantiza en absoluto que Tejo Energia construya efectivamente una CCGT en el futuro.

(68) Las partes han propuesto asimismo suspender los derechos de voto de EDP en Turbogás. Esta suspensión se limita a un período de tres años y solamente a dos áreas de decisión concretas. EDP también ha adquirido recientemente una opción de compra del 20 % más de participaciones en Turbogás y gestiona toda la producción de esta última. Por todo ello resulta muy dudoso que los compromisos de las partes eviten que EDP influya en la política de suministro de gas de Turbogás y en proyectos futuros.

b) ***Efectos no horizontales (aumentar los costes de la competencia)***

Acceso privilegiado y preferencial de EDP a la infraestructura portuguesa de gas

(69) La venta del terminal de GNL de Sines y del almacén subterráneo de Carriço al operador de red de alta presión, es decir, la separación de la propiedad, es una propuesta positiva acogida con satisfacción por la Comisión. Sin embargo, las condiciones impuestas a estas transferencias no garantizan a terceros una capacidad suficiente. En particular, la medida permite explícitamente a las filiales de las partes activas en España, Unión Fenosa Gas y Naturcorp, reservar capacidad suplementaria incluso antes de la transferencia, así como a las partes, tras la transferencia.

(70) Las partes también propusieron facilitar capacidad del gaseoducto España-Portugal en el punto de entrada portugués (Campo Maior). Según el estudio de mercado, el porcentaje es demasiado pequeño (menos del 10 % de la capacidad del gaseoducto; ni siquiera abastece una sola unidad CCGT de 400 MW) y no garantiza que el tramo de Extremadura pueda conducir gas hasta la frontera portuguesa. Se ha previsto un mecanismo para facilitar más capacidad, pero en condiciones que no hacen el acceso oportuno, económicamente viable ni lo bastante duradero para que los terceros puedan contar con él.

(71) Por todo ello parece que los compromisos sobre infraestructuras de gas natural tendrán efectos positivos muy limitados en los mercados portugueses de la electricidad y el gas.

Otros impactos verticales de la concentración

(72) Por lo que se refiere a las demás cuestiones verticales de competencia ([14]) originadas por la operación, los compromisos prevén crear principalmente obstáculos («murallas chinas») que limiten los flujos de información entre GDP y EDP. El estudio de mercado indicó claramente que, en el presente caso, las medidas no son suficientes para abordar estos problemas.

2. MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

(73) El arrendamiento de la capacidad de producción previsto en los compromisos no permite al arrendatario operar en el mercado de compensación de la energía, que requiere adaptar la producción de la instalación en tiempo real.

(74) Según lo explicado anteriormente, los compromisos no garantizan suficientemente que los competidores construyan nuevas plantas de producción de energía en Portugal en un futuro próximo. En consecuencia, las soluciones propuestas no sirven para paliar la consolidación de la posición dominante de EDP en este mercado.

3. SUMINISTRO AL POR MENOR DE ELECTRICIDAD

(75) La única solución que se refiere directamente al suministro al por menor de electricidad es el «compromiso de no realizar ofertas duales de gas natural y electricidad a clientes al por menor hasta que se liberalice el suministro de gas natural para este grupo de clientes». Este compromiso se aplicaría solamente por un período limitado de tiempo y, en todo caso, tampoco garantiza la aparición de competidores que compensen la desaparición de GDP.

(76) Otras medidas pueden afectar indirectamente de manera positiva al mercado al por menor de la electricidad, pero tampoco garantizan la incorporación efectiva de nuevos competidores al suministro al por menor de electricidad de Portugal de una manera oportuna y suficientemente amplia que compense la pérdida de la competencia futura de GDP.

([14]) Es decir: i) capacidad e incentivo de EDP para controlar los precios del gas y aumentar los costes de sus rivales, excluyendo a sus competidores reales y potenciales y disuadiendo del acceso; ii) capacidad de EDP de gestionar los problemas de suministro de gas a CCGTs en detrimento CCGTs competidoras; iii) acceso de EDP a información reservada sobre los costes de sus competidores y asignaciones de gas diarias, confiriéndole una ventaja significativa.

B. *MERCADOS DEL GAS NATURAL*

1. SUMINISTRO DE GAS A PRODUCTORES DE ENERGÍA (EXCLUSIÓN DE LA CLIENTELA)

(77) Tres compromisos se refieren directamente a este asunto: i) la supresión del derecho preferente de GDP para el suministro de gas de TER, ii) la suspensión por tres años de algunos de los derechos de voto de EDP en Turbogás, y iii) el arrendamiento parcial de TER.

(78) i) Los participantes en el mercado subrayaron que la supresión del derecho preferente de GDP de suministrar gas de TER no elimina los incentivos de EDP relativos al suministro de gas de GDP; ii) la simple suspensión de algunos derechos de voto por un período limitado de tiempo no impide que EDP influya en la política de suministro de gas de Turbogás; iii) el arrendamiento afecta sólo a un tercio de TER y el arrendatario deberá adquirir la mayor parte de gas a GDP. La Comisión considera, por tanto, que estos compromisos no evitan la consolidación de la posición dominante de GDP en el mercado de suministro de gas a los productores de energía.

2. SUMINISTRO DE GAS A LDC (EMPRESAS LOCALES DE DISTRIBUCIÓN) (EXCLUSIÓN DE LA CLIENTELA)

(79) La operación excluye la demanda de gas de Portgás, la única LDC no controlada por GDP. El consumo de gas de la LDC propuesta para desinversión, Setgás, es cuatro veces menor que el de Portgás. El compromiso, por tanto, no elimina la consolidación de la posición dominante de GDP en el mercado del suministro de gas a las LDC.

3. SUMINISTRO DE GAS A GRANDES CLIENTES INDUSTRIALES (LIC)

(80) Las únicas medidas correctivas que abordan directamente los problemas de este mercado son los compromisos de no realizar ofertas duales (gas/electricidad) antes de la liberalización del gas para LIC y de ofrecer a éstos la posibilidad de renovar su contrato de gas anualmente. Ambas medidas no llegan a garantizar la incorporación de un nuevo competidor al mercado del gas para LIC.

(81) Sin embargo, también se han analizado las soluciones que pueden tener una repercusión indirecta en este ámbito: por lo que se refiere a las infraestructuras de importación de gas, sigue existiendo un alto nivel de incertidumbre sobre si se dispondrá de la capacidad suficiente. Además, Setgás, que se cedería, supone menos del 10 % de los clientes de gas en Portugal y sería una base de arranque mucho más limitada para incorporarse al mercado de LIC en comparación con las bases de clientes de electricidad de EDP y de gas de Portgás.

4. SUMINISTRO DE GAS A PEQUEÑOS CLIENTES

(82) La desinversión de Setgás es una medida estructural pero no compensa la pérdida de la competencia futura de EDP/Portgás en el mercado al por menor. Las ventas de Setgás suponen el 8 % del total de las ventas al por menor de gas en Portugal, mientras que Portgás tiene una cuota de mercado del 30 %. El compromiso de no ofrecer suministros de combustible dual a los clientes al por menor de gas que no son todavía cualificados en gas y en electricidad es muy limitado en tiempo y efectos. No se ha propuesto ninguna otra medida para abordar directamente la pérdida de competencia potencial procedente de la capacidad de EDP de basarse en su clientela de electricidad a escala nacional, su fuerte marca y su incentivo para presentar ofertas duales (electricidad/gas) a los clientes.

VII. **ÚLTIMAS MEDIDAS CORRECTIVAS**

(83) Después de la expiración del plazo establecido para la presentación de medidas correctivas ([15]), el 26 de noviembre de 2004 las partes presentaron documentos que proponían modificar las medidas ya presentadas con vistas a abordar las cuestiones planteadas por la Comisión. Sin embargo, las propuestas no resolvían por completo los problemas de competencia apuntados por la Comisión.

(84) El viernes 3 de diciembre de 2004, las partes presentaron un nuevo conjunto de «compromisos del gas» con el fin de llevar a la práctica las intenciones expuestas en el documento enviado a la Comisión el 26 de noviembre de 2004. Teniendo en cuenta que estos nuevos compromisos se presentaron en una fase muy avanzada del procedimiento (sólo tres días laborables antes de la reunión de la Comisión de 9 de diciembre de 2004 prevista para aprobar la Decisión final, dejando a la Comisión poco tiempo para evaluarlas con arreglo a las exigencias de procedimiento) y dado que esta propuesta aspira simplemente a ejecutar las intenciones expresadas en el documento remitido el 26 de noviembre de 2004, este último conjunto de compromisos no puede fundamentar una decisión de autorización.

VIII. **CONCLUSIÓN**

(85) Por las razones anteriormente expuestas, consideradas individualmente o en su conjunto, la Comisión publicó una Decisión el 9 de diciembre de 2004 que declaraba la concentración propuesta incompatible con el mercado común, de conformidad con el artículo 8, apartado 3, del Reglamento de concentraciones, por consolidar posiciones dominantes en varios mercados del gas y de la electricidad de Portugal y, en consecuencia, obstaculizar de manera significativa la competencia en una parte importante del mercado común.

([15]) El plazo límite para presentar medidas correctivas era el 17 de noviembre de 2004.