COMISSÃO

DECISÃO DA COMISSÃO

de 9 de Dezembro de 2004

que declara uma concentração incompatível com o mercado comum nos termos do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CEE) n.º 4064/89 do Conselho («Regulamento das concentrações»)

(Processo COMP/M.3440 — EDP/ENI/GDP)

[notificada com o número C(2004) 4715]

(Apenas faz fé o texto em língua inglesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

(2005/801/CE)

Em 9 de Dezembro de 2004 a Comissão adoptou uma decisão sobre uma concentração nos termos do Regulamento (CEE) n.º 4064/89 do Conselho, de 21 de Dezembro de 1989, relativo ao controlo das operações de concentração de empresas [1], nomeadamente do n.º 3 do artigo 8.º desse regulamento. Uma versão não confidencial do texto integral dessa decisão na língua que faz fé e nas línguas de trabalho da Comissão pode ser consultada no sítio web *da Direcção Geral da Concorrência: http://europa.eu.int/comm/competition/index_en.html*

I. AS PARTES

(1) A empresa Energias de Portugal, SA («EDP») é o operador histórico no sector da electricidade em Portugal. A este título, as suas actividades principais consistem na produção, distribuição e abastecimento de electricidade em Portugal. A EDP controla igualmente a empresa espanhola Hidrocantábrico, que opera em Espanha nos sectores da electricidade e do gás. A EDP está cotada na Euronext de Lisboa e o Estado português tem uma participação, directa ou indirecta, de aproximadamente 30 % no seu capital social.

(2) A ENI SpA («ENI») consagra se à exploração e produção de óleo e gás natural à escala mundial. Desenvolve igualmente actividades a nível do fornecimento, transporte, armazenamento, distribuição e comercialização de gás natural. Além disso, a ENI tem participações em empresas com capacidade de transporte que exploram gasodutos transnacionais para transporte de gás natural.

(3) A empresa Gás de Portugal, SGPS, SA («GDP») é o operador histórico em Portugal no sector do gás. A GDP é uma filial a 100 % da empresa portuguesa Galp Energia, SGPS, SA («GALP»), actualmente controlada em conjunto pelo Estado português e pela ENI e que tem participações nos sectores petrolífero e do gás. A GDP e as suas filiais englobam todos os níveis da cadeia de gás em Portugal. A GDP, através da sua filial Transgás, importa gás natural para Portugal através de um gasoduto Magrebe-Espanha-Portugal e do terminal de GNL de Sines, sendo responsável pelo transporte, armazenamento e fornecimento do gás através da rede portuguesa de gasodutos de alta pressão («Rede»). A GDP também desenvolve actividades no sector do abastecimento de gás natural a grandes clientes industriais, bem como a nível do desenvolvimento e futura exploração dos primeiros entrepostos subterrâneos de gás natural em Portugal. A GDP, através da GDP Distribuição («GDPD»), também controla actualmente cinco das seis empresas de distribuição de gás a nível local («EDL») em Portugal.

(4) A Rede Eléctrica Nacional SA («REN») não constitui uma parte notificante para efeitos da presente concentração, mas participa na operação global em que a presente concentração se insere. A REN é uma empresa portuguesa resultante da alienação da rede eléctrica portuguesa pela EDP em 1994. Actualmente, a REN gere a rede eléctrica portuguesa e funciona como adquirente único, comprando electricidade junto dos produtores para proceder à sua revenda ao distribuidor/fornecedor, tendo em vista o fornecimento a clientes não elegíveis. O Estado português tem uma participação directa ou indirecta de 70 % no capital social da REN, sendo o restante capital propriedade da EDP.

[1] JO L 395 de 30.12.1989, p. 1. Regulamento com a última redacção que lhe foi dada pelo Regulamento (CE) n.º 1310/97 (JO L 180 de 9.7.1997, p. 1).

II. **A OPERAÇÃO**

(5) A presente operação diz respeito a uma concentração através da qual a EDP e a ENI («as partes») projectam adquirir o controlo conjunto da GDP. A operação prevê que a rede de transporte de gás (isto é, excluindo o terminal de GNL de Sines, o gasoduto utilizado para as importações e o entreposto subterrâneo de Carriço) será transferida para a REN, o operador responsável pela rede eléctrica portuguesa, dentro de um determinado prazo. Durante um período transitório, a EDP controlará a rede de gás em conjunto com a ENI e a REN.

(6) Em conformidade com a segunda directiva do gás ([2]) e a derrogação concedida a Portugal, 33 % do mercado de gás português deve ser liberalizado, o mais tardar, até 2007. A liberalização do mercado respeitante a todos os clientes não residenciais deve verificar-se, o mais tardar, até 2009 e a de todos os clientes (incluindo os clientes residenciais) até 2010. O Governo português pode decidir iniciar o processo de liberalização antes das datas acima referidas.

III. **MERCADO RELEVANTE**

A. *MERCADO DE ELECTRICIDADE RELEVANTE*

1. MERCADO DO PRODUTO RELEVANTE

(7) Atendendo às especificidades dos mercados portugueses e ao quadro concorrencial e regulamentar, a Comissão concluiu que deve ser estabelecida uma distinção entre os seguintes mercados:

i) fornecimento grossista de electricidade;

ii) prestação de serviços de ajustamento de energia ([3]);

iii) rede de transporte;

iv) rede de distribuição;

v) fornecimento de electricidade a nível retalhista (grandes e pequenos clientes).

(8) O sistema eléctrico nacional encontra-se organizado sob a forma de dois sistemas coexistentes, o sistema eléctrico público ou sistema «vinculado» («SEP») e o sistema eléctrico independente («SEI»). A rede de transporte nacional é utilizada para ambos os sistemas, sendo explorada ao abrigo de um regime de concessão pela Rede Eléctrica Nacional («REN»).

(9) O SEP é um sistema regulamentado que engloba a produção e a distribuição. É composto por produtores «vinculados» e por redes de distribuição «vinculadas». Neste sistema, a REN é o adquirente único de electricidade a nível grossista. Adquire a electricidade principalmente junto de um grupo de centrais eléctricas (os «produtores vinculados»), segundo Contratos de Aquisição de Energia («CAE»).

(10) Nos termos destes contratos, os produtores vinculados comprometem-se a fornecer electricidade ao SEP numa base exclusiva por um prazo superior a 20 anos, ao abrigo de uma fórmula de preços fixos ([4]). A construção destas centrais eléctricas vinculadas não se encontra liberalizada, sendo regulamentada pelo Estado. De acordo com a legislação aplicável, o SEP inclui as seguintes empresas: EDP (através da EDP Produção e da Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade), Tejo Energia ([5]) e Turbogás ([6]). A maior parte da electricidade em Portugal (83 % em 2003) ([7]) é fornecida com base nestes CAE celebrados entre a REN e os produtores de energia.

(11) A electricidade adquirida pela REN é subsequentemente vendida ao distribuidor regulamentado, controlado pela EDP, ao abrigo de um sistema de tarifas regulamentadas. Estas tarifas são fixadas pelo organismo português de regulação do sector de energia, a ERSE.

(12) O sistema eléctrico independente (SEI) é composto pelo sistema eléctrico não vinculado («SENV»), que opera em condições de mercado livre (ou seja, a maior parte desta energia é vendida em última instância aos clientes que optam por sair do sistema regulamentado), e pelo sistema de regime especial, constituído por produtores em regime especial (PRE), no âmbito do qual a energia produzida por centrais de co-produção, pequenas centrais hidroeléctricas e outras fontes de energia renováveis, tais como as instalações de energia eólica, é fornecida à REN com base em tarifas regulamentadas.

(13) Os clientes elegíveis dispõem de plena liberdade de escolha quanto ao seu fornecedor de electricidade, podendo assim adquirir a electricidade junto do SEP, com base nas tarifas regulamentadas, ou junto do SENV (abastecimento de energia por um fornecedor retalhista não vinculado em condições de mercado). O Decreto-Lei de 17 de Agosto de 2004 estabeleceu que todos os clientes são elegíveis ([8]).

([2]) Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva 98/30/CE (JO L 176 de 15.7.2003, p. 57).

([3]) Ver processo COMP/M.3268-Sydkraft/Graninge.

([4]) A fórmula de preços garante essencialmente o pagamento da capacidade (que implica uma remuneração pré determinada sobre o capital investido nas instalações) e da electricidade (que se baseia nos custos suportados).

([5]) A Tejo Energia é controlada pela empresa britânica International Power, que tem uma participação de 45 %, e pela empresa espanhola Endesa, que tem 35 % do seu capital social. A EDP e a Electricité de France têm apenas uma participação minoritária de 10 % cada uma, o que não confere a qualquer destas empresas a possibilidade de exercer o controlo conjunto da empresa.

([6]) Aquando da notificação, a Turbogás era controlada pela empresa de energia alemã RWE. A EDP tem uma participação de 20 %, o que não parece conferir lhe a possibilidade de exercer o controlo conjunto da empresa. Desde essa data, a RWE celebrou um acordo de venda com a International Power. A aquisição por esta última empresa foi aprovada pela Autoridade de Concorrência portuguesa.

([7]) 35 TWh em relação a um fornecimento global de 43 TWh em 2003.

([8]) Portugal assegurará assim antes do prazo a transposição da Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 176 de 15.7.2003, p. 37), que prevê a plena abertura dos mercados retalhistas de electricidade a partir de 1 de Julho de 2007.

(14) O quadro regulamentar em vigor está actualmente a ser alterado.

Venda por grosso de electricidade

(15) A venda por grosso de electricidade engloba a electricidade produzida nas centrais eléctricas e a electricidade importada através de interconexões para efeitos de revenda aos retalhistas. Tal como noutros Estados-Membros, um reduzido número de grandes consumidores de electricidade pode igualmente optar pela sua aquisição directa no mercado grossista (em Espanha, representam menos de 5 % das compras no mercado grossista).

(16) A Comissão considera que, finda a vigência dos CAE, passará a haver um mercado grossista de electricidade em Portugal que englobará a oferta dos antigos produtores vinculados, toda a produção não vinculada e as importações. A apreciação centra-se neste mercado grossista, independentemente dos sistemas liberalizado e regulamentado.

Serviços de ajustamento de energia e serviços auxiliares

(17) Do ponto de vista técnico, a necessidade deste serviço impõe-se, dado que o operador do sistema de transporte é responsável por manter a tensão na rede dentro de limites muito restritos. Em caso de consumo excessivo poderá verificar-se uma descida da tensão na rede, o que pode provocar, a dado momento, problemas a nível da estabilidade da rede. Verificam-se igualmente problemas em caso de subconsumo, dado que neste caso se assiste a um aumento da tensão na rede para além de um nível de tolerância aceitável e o operador do sistema de transporte deve garantir o encerramento de parte da capacidade de produção ou um maior consumo.

(18) Este serviço deve ser pago e, normalmente, haverá uma «sanção» em caso de desvio, ou seja, se a procura de um cliente exceder ou for inferior ao nível previsto, que corresponde ao volume que cada fornecedor adquire a nível grossista ou prevê produzir ele próprio e que deve notificar previamente ao operador do sistema de transporte.

(19) Actualmente, em Portugal estes serviços, bem como outros serviços auxiliares semelhantes (serviços de gestão das situações de saturação), são prestados pela REN a todos os operadores no âmbito do sistema. Até à data não existe ainda um mercado estabelecido para o fornecimento de tais serviços em Portugal. No entanto, é provável que, uma vez findos os CAE, se assista à emergência de um ou vários mercados deste tipo. Para efeitos da presente decisão, a questão da demarcação exacta deste novo mercado pode ser deixada em aberto.

Transporte e distribuição

(20) Estes mercados não são afectados pela operação proposta. Em Portugal, a rede de transporte já foi separada, sendo explorada pela REN, o operador português do sistema de transporte. As redes de distribuição são propriedade da EDP e das autarquias, sendo geridas pela EDP Distribuição Energia SA («EDPD»), uma filial da EDP. O acesso à rede de transporte e às redes de distribuição é regulado pelo organismo de regulação português, a ERSE.

Fornecimento retalhista de electricidade

(21) Serão considerados os seguintes mercados retalhistas de electricidade para efeitos da presente comunicação: i) fornecimento de electricidade a grandes clientes industriais («GCI»), que estão ligados à rede de alta e média tensão («AT» e «MT»); e ii) fornecimento de electricidade a pequenos clientes industriais, comerciais e domésticos, que estão ligados à rede de baixa tensão (BT).

(22) Os clientes de AT/MT e os clientes de BT são muito distintos do ponto de vista do consumo e das condições de compra de electricidade. As relações comerciais são igualmente muito diferentes. Os clientes de MT e AT são, na sua maioria, clientes industriais para os quais a electricidade pode representar uma parte significativa dos seus custos. Ao invés, a maioria dos clientes de BT corresponde a pequenos clientes industriais, comerciais ou domésticos, cujos consumos individuais de electricidade são bastante limitados em termos de volume.

2. MERCADOS GEOGRÁFICOS DE ELECTRICIDADE

(23) Nas decisões anteriores da Comissão considerou-se que o mercado geográfico relevante para o fornecimento grossista de electricidade não excedia as fronteiras nacionais ([9]). No presente caso, a investigação demonstrou que os mercados de electricidade por grosso e a retalho correspondem claramente ao território português, o que deverá continuar a ser o caso num futuro próximo.

(24) As partes argumentaram que muito brevemente seria criado um mercado de comercialização ibérico denominado MIBEL, conduzindo deste modo à implantação de um mercado ibérico. Tal não foi confirmado pela investigação aprofundada realizada pela Comissão. Afigura-se que 1) o actual nível de interconexões entre Espanha e Portugal não é suficiente para considerar a existência de um mercado único na Península Ibérica e 2) é muito pouco provável que o mercado grossista de electricidade venha a ter uma dimensão ibérica num futuro próximo pelas razões a seguir referidas:

i) ainda há muitos entraves regulamentares importantes a suprimir com vista à criação do MIBEL;

([9]) Ver, por exemplo, processo M. 2434 — Grupo Villar MIR/ENBW/Hidrocantabrico.

ii) é provável que as condições de concorrência entre Espanha e Portugal continuem a ser substancialmente diferentes mesmo após o lançamento do MIBEL;

iii) os planos nacionais de afectação das emissões de CO_2 e o regime nacional de indemnização dos custos ociosos deverão provavelmente manter ou mesmo incrementar estas diferenças no que diz respeito às condições de concorrência;

iv) não é provável que o nível projectado da capacidade de interconexão entre Espanha e Portugal assegure a integração efectiva de ambos os mercados num futuro próximo.

B. *MERCADOS RELEVANTES DE GÁS NATURAL*

1. MERCADO DO PRODUTO

(25) A Comissão identificou quatro mercados do produto distintos no sector do gás que serão afectados pela operação:

i) Fornecimento de gás a produtores de energia [TGCC ([10])];

ii) fornecimento de gás a empresas de distribuição a nível local («EDL»);

iii) fornecimento de gás a grandes clientes industriais (GCI);

iv) fornecimento de gás a pequenos clientes industriais, comerciais e domésticos.

(26) Seis empresas de distribuição local distribuem o gás e abastecem a maioria dos clientes finais através de redes de média e baixa pressão ([11]), operando em áreas de concessão exclusiva.

(27) O mercado de fornecimento de gás a produtores de energia será o primeiro a ser aberto à concorrência em Portugal. As partes alegam que as TGCC e os GCI devem ser considerados como fazendo parte de um mercado grossista único mais alargado. A Comissão não concorda com a opinião das partes. Com efeito, os produtores de energia caracterizam-se por necessidades específicas do ponto de vista da procura em termos de quantidades e flexibilidade da oferta. Por conseguinte, as TGCC precisam de combinar contratos a longo prazo, que são necessários para assegurar a sua viabilidade económica e técnica, bem como a segurança do projecto de TGCC em termos de oferta, com contratos a curto prazo para períodos mais restritos. Caracterizam-se igualmente por outras diferenças em termos de margens, relações com a clientela, necessidades comerciais dos revendedores e dinâmica de crescimento.

([10]) Trata-se da sigla utilizada para designar as centrais eléctricas «turbinas a gás de ciclo combinado».

([11]) Entre 4 e 20 bar e abaixo de 4 bar, respectivamente.

2. MERCADO GEOGRÁFICO

(28) Em cada mercado de gás relevante, a Comissão e as partes concordaram que o fornecimento de gás natural em Portugal não excede a dimensão nacional.

IV. **APRECIAÇÃO DO PONTO DE VISTA DA CONCORRÊNCIA**

A. *MERCADOS DE ELECTRICIDADE*

1. MERCADO GROSSISTA

a) ***A EDP tem uma posição dominante no mercado grossista de electricidade em Portugal***

(29) Na sequência da investigação aprofundada da Comissão, conclui se que a EDP tem uma posição dominante no mercado grossista em Portugal, independentemente de tal ser examinado no âmbito da estrutura actual ou após a vigência dos CAE.

(30) Com efeito, em 2003, no mercado grossista, a EDP possuía 70 % da capacidade de produção, representava 70 % da produção e constituía o maior importador de electricidade. Além disso, a carteira de produção portuguesa da EDP continuará a ser de longe a mais importante após a supressão dos CAE. Findo o prazo de vigência destes CAE, deverá instituir-se um regime de custos ociosos para compensar no futuro os produtores de energia existentes pelas eventuais perdas no mercado. Este regime é favorável aos operadores históricos. A EDP será provavelmente a empresa que mais beneficiará deste regime, o que contribuirá para a proteger face à futura concorrência.

(31) Do lado da procura, a EDP tem aproximadamente 100 % da distribuição da electricidade em Portugal. O futuro papel da EDP Distribuição como operador retalhista no âmbito do sistema regulamentado confere à EDP vantagens cruciais.

(32) Do lado da oferta, a nova central alimentada a gás da EDP («TER») representa uma contribuição importante para a carteira da EDP. No que se refere às novas capacidades de produção a criar por terceiros, a Comissão concluiu que os projectos de TGCC dos concorrentes são incertos e que a EDP exerce influência sobre um deles (Tejo Energia).

b) ***A operação reforçará a posição dominante da EDP, devido aos efeitos horizontais e verticais***

Efeitos horizontais: supressão de um concorrente significativo

(33) Quanto aos efeitos horizontais, a Comissão concluiu que, na ausência da concentração, seria provável que a GDP se tornasse o principal concorrente nos mercados de electricidade em Portugal, dado que i) o acesso a recursos competitivos no sector do gás lhe confere uma vantagem significativa no sector da electricidade, uma vez que as centrais alimentadas a gás (TGCC) constituem actualmente a forma mais comum de produzir energia, e ii) a GDP, enquanto empresa portuguesa, pode basear-se na sua marca própria e nos seus clientes no sector do gás, aos quais poderia propor o fornecimento duplo de gás e electricidade.

(34) Esta concorrência potencial significativa seria suprimida após a concentração, reforçando ainda mais a posição dominante da EDP.

Efeitos não horizontais: aumento dos custos dos operadores concorrentes

Acesso privilegiado e preferencial à infra-estrutura de gás portuguesa (terminal de GNL de Sines, gasoduto de importação e entreposto subterrâneo de Carriço)

(35) Após a operação projectada, a EDP disporia da capacidade e do incentivo para manter um acesso privilegiado e preferencial ao gás natural em detrimento das empresas efectiva ou potencialmente envolvidas na produção de electricidade.

(36) *Rede de gás de alta pressão*: após a concentração, a EDP poderia exercer influência sobre a gestão da rede de gás de alta pressão: i) a curto prazo, a EDP exercerá um controlo conjunto sobre a Transgás (incluindo a rede de gás) durante um período temporário ([12]), que poderá durar até 19,5 meses. Neste período, a EDP poderá exercer uma forte influência sobre a estratégia e a gestão da rede. Tal poderá igualmente permitir à EDP adquirir um profundo conhecimento sobre o funcionamento da rede, podendo reverter em seu benefício posteriormente; ii) a longo prazo, a REN explorará a rede de gás de alta pressão em consequência da concentração.

(37) *Gasoduto internacional da GDP*: a entidade resultante da concentração estaria em condições de utilizar a plena capacidade do gasoduto no primeiro ponto de entrada existente em Portugal (trata-se do gasoduto da Argélia até Portugal, que passa por Marrocos e Espanha e cujo ponto de entrada em Portugal se situa em Campo Maior), com vista a impedir os concorrentes de utilizarem qualquer capacidade livre. Por conseguinte, mesmo sendo assegurado o acesso de terceiros ao gasoduto, não existe actualmente capacidade livre suficiente para estes últimos importarem gás numa base duradoura e com um grau mínimo de segurança em termos de volume.

(38) *Terminal de Sines da GDP*: o terminal de GNL situado em Sines é o único existente em Portugal. Foi criado no início de 2004, sendo propriedade da GDP e por ela explorado (através da sua filial a 100 %, a Transgás). A sua capacidade de importação máxima cifra se em 5,3 mil milhões de metros cúbicos por ano. Dada a ausência da liberalização do sector do gás até à data, não foram impostas quaisquer regras quanto ao acesso de terceiros ao terminal. Em consequência, os terceiros que pretendam ter acesso ao terminal devem contactar a GDP e negociar condições específicas com esta última.

([12]) A Comissão deve igualmente apreciar as etapas intermédias na evolução da estrutura de mercado, nomeadamente dado que uma situação, mesmo temporária, pode ter um importante efeito negativo na concorrência e, eventualmente, produzir efeitos duradouros.

(39) *Entreposto subterrâneo de Carriço*: após a concentração, a EDP estaria igualmente em condições de explorar o entreposto subterrâneo de Carriço da GDP. Trata-se do único entreposto de gás natural existente em Portugal (para além do entreposto de GNL em Sines, muito mais pequeno). É essencial que os produtores de electricidade concorrentes que exploram TGCC disponham de acesso a este entreposto numa base não discriminatória, dada a flexibilidade propiciada pelo mesmo. A investigação de mercado confirmou que estas condições de acesso não são suficientes para garantir que os concorrentes beneficiem plenamente do entreposto, uma vez que a EDP estará em condições de limitar o seu acesso, invocando questões técnicas para o efeito.

(40) Na sequência da operação, tal como notificada, a EDP adquiria um controlo significativo sobre os pontos de entrada de gás e sobre as instalações de armazenagem. A operação poderia assim conferir-lhe todos os meios necessários e incentivos para dificultar o acesso à rede de gás por parte dos seus concorrentes, mesmo deixando a rede de gás de alta pressão em Portugal de ser propriedade da REN.

Capacidade de gerir os condicionalismos inerentes ao fornecimento de gás às TGCC em detrimento das TGCC concorrentes

(41) As grandes incertezas quanto à eficácia da transferência das infra-estruturas e direitos de transporte da REN não garantem que as necessidades em matéria de gás das TGCC concorrentes actuais (por exemplo, a Turbogás) e potenciais sejam satisfeitas por outra empresa que não a entidade resultante da concentração. Quando se verificarem restrições a nível do fornecimento de gás em Portugal, a GDP disporá do incentivo para favorecer as unidades da EDP em detrimento das TGCC concorrentes.

Capacidade e incentivo para controlar os preços de gás e aumentar os custos dos concorrentes, encerrando assim o mercado aos concorrentes actuais e potenciais e dissuadindo a entrada no mercado de novos operadores

(42) Após a concentração, a EDP teria capacidade e incentivo para aumentar os preços do gás fornecido aos seus concorrentes actuais (Turbogás no que diz respeito às suas necessidades a curto prazo). Tal é igualmente válido em relação aos seus concorrentes potenciais (no que se refere à totalidade das suas necessidades), uma vez que o ritmo de liberalização e as incertezas quanto ao acesso aos pontos de entrada tornam provável que as eventuais TGCC futuras sejam abastecidas de gás pela GDP.

Acesso a informações exclusivas sobre os custos dos concorrentes da EDP, conferindo-lhe uma vantagem significativa

(43) A entidade resultante da concentração teria conhecimento dos custos de produção dos seus concorrentes efectivos e poderia fixar os preços de molde a encerrar o mercado aos seus concorrentes. Esta vantagem estrutural reforçaria igualmente a posição dominante da EDP, uma vez que é susceptível de entravar ou atrasar a entrada de potenciais concorrentes no mercado que pretendam explorar novas TGCC, com base no abastecimento de gás assegurado pela GDP.

Acesso à informação diária sobre o volume de gás disponível e correspondentes informações exclusivas sobre os custos dos seus concorrentes, conferindo lhe uma vantagem significativa

(44) Após a concentração, a EDP disporia igualmente de acesso à informação diária sobre o volume de gás disponível da Turbogás (e de outras TGCC eventualmente abastecidas pela GDP no futuro), ou seja, acesso a informações com um dia de antecedência sobre o volume de gás que as TGCC projectam consumir numa base horária. Consequentemente, a EDP teria conhecimento prévio da estrutura de produção de electricidade prevista pela Turbogás para o dia seguinte. Atendendo à volatilidade da produção das TGCC, esta informação apresenta um interesse estratégico: por exemplo, ao ter conhecimento que a Turbogás não projecta produzir energia num determinado momento do dia seguinte, a EDP estaria em condições de aumentar os seus preços para um nível superior aos custos variáveis da Turbogás, sem receio de perder vendas a favor da Turbogás.

(45) Os efeitos horizontais e verticais acima mencionados, considerados individualmente ou no seu conjunto, reforçam a posição dominante da EDP no mercado grossista de electricidade.

2. SERVIÇOS AUXILIARES

(46) A presente operação suprimirá a possibilidade de a GDP vir a tornar-se um eventual novo operador no mercado de electricidade e, por conseguinte, um potencial fornecedor de serviços auxiliares. Tendo em conta as razões enunciadas na apreciação do mercado grossista e dado que somente algumas instalações podem prestar este tipo de serviços, a entrada da GDP no mercado grossista teria enfraquecido a posição da EDP no que se refere ao fornecimento de serviços auxiliares. A concentração conduz à supressão deste concorrente potencial no mercado de fornecimento de serviços auxiliares.

3. MERCADOS RETALHISTAS DE ELECTRICIDADE EM PORTUGAL

a) ***A EDP tem uma posição dominante nos mercados retalhistas de electricidade em Portugal***

(47) O mercado de fornecimento de electricidade a grandes clientes industriais (45 % do consumo total) é plenamente elegível. A EDP tem uma quota de 92 % neste mercado em termos de volume (e uma quota de mercado muito superior em termos de clientes).

(48) A abertura do mercado de abastecimento a pequenos clientes iniciou-se apenas em 2004. A EDP tem uma quota de mercado perto dos 100 %. A experiência noutros Estados-Membros demonstra claramente que as taxas de transferência destes clientes serão muito inferiores às dos clientes industriais. Por conseguinte, a posição dominante da EDP só poderá ser contestada a um ritmo mais lento.

b) ***Reforço da posição dominante da EDP no mercado retalhista de electricidade em Portugal***

(49) A operação proposta reforçaria as posições dominantes da EDP, dado que eliminaria a GDP enquanto concorrente potencial significativo. Com efeito, no decurso da investigação realizada pela Comissão, os inquiridos confirmaram que a GDP seria o novo concorrente potencial mais provável e eficaz nestes mercados, nomeadamente devido à sua grande clientela no sector do gás, à sua marca nacional muito conhecida e à sua capacidade para propor ofertas duplas de combustível.

(50) Além disso, a concentração reforçaria ainda mais as barreiras à entrada no mercado, uma vez que a entidade resultante da concentração conjugaria as vantagens dos operadores históricos no sector do gás e da electricidade e obrigaria os concorrentes a entrarem simultaneamente nos mercados de gás e da electricidade para poderem propor ofertas duplas de combustível.

B. *MERCADOS DE GÁS*

1. A GDP TEM UMA POSIÇÃO DOMINANTE NOS MERCADOS DE GÁS PORTUGUESES

(51) Em virtude do seu actual monopólio legal, a GDP tem uma posição dominante em todos os mercados de gás, salvo no que diz respeito à distribuição de gás natural na região do Porto, onde opera a Portgás — empresa de que a EDP adquiriu recentemente o controlo conjunto.

(52) A GDP beneficia, e continuará a beneficiar após a abertura dos mercados, de vantagens significativas devido à sua posição de operador histórico em relação aos novos operadores potenciais. Em especial, i) adquiriu uma forte experiência e um sólido conhecimento dos mercados de gás portugueses a todos os níveis; ii) dispõe de uma grande clientela e de um volume significativo de vendas no país; iii) desenvolveu marcas muito conhecidas tanto a nível nacional como a nível local; iv) adquiriu um conhecimento único do perfil dos seus clientes (em termos de perfil de consumo ou de condições de solvência e de crédito) e das suas necessidades específicas (como a necessidade de serviços adicionais ou de serviços específicos ao cliente); e v) controla, através das suas empresas de distribuição a nível local, os operadores do sistema de distribuição.

2. REFORÇO DA POSIÇÃO DOMINANTE DA GDP NOS MERCADOS DE GÁS PORTUGUESES

a) ***Fornecimento de gás às empresas produtoras de electricidade (TGCC)***

(53) Em relação ao abastecimento de gás às TGCC, a operação notificada poria fim a toda a procura de gás por parte das TGCC [designadamente no que se refere às necessidades a curto prazo da Turbogás ([13]) e da TER/Carregado] que, noutras condições, poderia ser satisfeita por concorrentes da GDP, logo que as TGCC se tornem elegíveis. Tal reforça a posição dominante da GDP no mercado de fornecimento de gás às TGCC.

([13]) A participação de 20 % da EDP na Turbogás confere-lhe determinados direitos de bloqueio.

b) ***Fornecimento de gás às empresas de distribuição a nível local (EDL)***

(54) A operação notificada poria fim à procura de gás por parte da única EDL que ainda não é controlada pela GDP, a saber, a Portgás. Após a operação, os concorrentes no sector do gás deixariam de poder fornecer gás às EDL quando se tornarem elegíveis. Tal reforça a posição dominante da GDP no mercado de fornecimento de gás às EDL.

c) ***Fornecimento de gás aos grandes clientes industriais (GCI)***

(55) A investigação demonstrou que o operador mais provável de penetrar no mercado de fornecimento de gás a grandes clientes industriais, após a liberalização, teria sido a EDP.

(56) Conclui-se que a EDP seria o mais provável concorrente potencial neste mercado atendendo ao seguinte: i) explora uma TGCC para a produção de electricidade (dispondo assim de acesso a grandes quantidades de gás), o que lhe confere um forte incentivo para entrar nos mercados de fornecimento de gás; ii) poderia basear-se nos seus clientes de electricidade (a EDP controla perto de 100 % da distribuição de electricidade em Portugal), aos quais poderia propor um abastecimento duplo de gás e electricidade; e iii) poderia igualmente basear-se na experiência, na reputação e na clientela do distribuidor de gás Portgás. Em muitos Estados-Membros assistiu-se à entrada efectiva nos mercados de gás dos operadores históricos do sector de electricidade.

(57) A perda da concorrência potencial da EDP reforçaria a posição dominante da GDP no mercado de fornecimento de gás aos GCI.

d) ***Fornecimento de gás aos pequenos clientes***

(58) A Comissão concluiu que, na ausência da concentração, o novo concorrente mais provável no mercado de fornecimento de gás aos pequenos clientes teria sido a EDP.

(59) As vantagens da EDP podem ser agrupadas em três conjuntos principais: a) vantagens em termos de abastecimento devido à posição da EDP enquanto produtor de energia a partir de centrais alimentadas a gás em Portugal; b) vantagens devido à posição da EDP de operador histórico, tanto na qualidade de retalhista como de distribuidor, no sector da electricidade; c) vantagens decorrentes da sua posição a nível da venda retalhista de gás em Portugal e das informações por ela obtidas neste contexto (Portgás e partilha de informações com a Lisboagás).

(60) O desejo da EDP de entrar nos mercados de gás é ainda evidenciado pela sua recente aquisição do controlo de uma EDL portuguesa, a Portgás, e pelo seu importante desenvolvimento nos mercados de gás em Espanha (a EDP adquiriu o controlo da segunda maior empresa de gás em Espanha, a Naturcorp).

(61) Tendo em conta o que precede, a concentração eliminaria o principal concorrente da GDP e reforçaria ainda mais as barreiras à entrada no mercado de fornecimento de gás a pequenos clientes. Deste modo, reforçaria a posição dominante da GDP no mercado retalhista de gás em Portugal.

V. **COMPROMISSOS PROPOSTOS PELAS PARTES NOTIFICANTES**

(62) As partes apresentaram compromissos em 28 de Outubro de 2004 e uma nova versão melhorada em 17 de Novembro de 2004. Os compromissos apresentados nesta última data são em seguida resumidos, recorrendo para o efeito à numeração utilizada pelas partes:

EDP.1: Redução da participação da EDP na REN de 30 % para 5 %

EDP.2: Alienação da participação da EDP na Tejo Energia

EDP.3: Moratória relativa à construção de novas CCGT, sob reserva de uma cláusula de revisão

EDP.4: Aluguer da capacidade de produção da TER equivalente a uma unidade, sob reserva de uma cláusula de revisão

EDP.5: Suspensão de alguns direitos de voto da EDP na Turbogás e designação de membros independentes para o conselho de administração da Turbogás

ENI.II: Venda do terminal de GNL de Sines à REN

ENI.III: Venda do entreposto subterrâneo de Carriço à REN

ENI.IV: Antecipação da venda da rede de gás de alta pressão à REN

ENI.V: Garantias de acesso à rede na pendência da venda da rede à REN

ENI.VI: Cessão à REN da capacidade no ponto de entrada de Campo Maior, actualmente reservada mas não utilizada pela Transgás

ENI.VII: Compromisso de não reservar capacidades suplementares no ponto de entrada de Campo Maior

ENI.VIII: Compromisso de não reservar capacidades suplementares em relação ao gasoduto da Extremadura

ENI.IX: Compromisso de disponibilizar alguma capacidade no gasoduto da Extremadura e/ou no ponto de entrada de Campo Maior em determinadas condições

ENI.X: Supressão do direito de preferência da GDP, com base no «mecanismo de equiparação da melhor oferta»

ENI.XI: Medidas destinadas a eliminar as preocupações relacionadas com o eventual acesso privilegiado a informações em matéria de preços

ENI.XII: Medidas destinadas a assegurar a liberalização efectiva da procura dos GCI

ENI.XIII: Compromisso no sentido de não apresentar propostas de fornecimento duplo de gás natural e de electricidade aos GCI e aos clientes retalhistas em Portugal até à liberalização do fornecimento de gás natural a esses grupos de clientes

ENI.XIV: Venda da EDL Setgás

VI. **APRECIAÇÃO DOS COMPROMISSOS PROPOSTOS**

A. *COMPROMISSOS NO SECTOR DE ELECTRICIDADE*

1. MERCADO GROSSISTA DE ELECTRICIDADE

a) ***Efeitos horizontais da operação (eliminação da GDP como novo concorrente mais provável)***

(63) A proposta das partes consiste numa combinação de medidas destinadas a assegurar a entrada de concorrentes no mercado, evitando simultaneamente a alienação de activos de produção. Baseia-se principalmente numa moratória relativa à construção de novas TGCC pela EDP e no aluguer de parte da capacidade de produção da central eléctrica TER da EDP por um período limitado.

(64) Os inquiridos na investigação de mercado realizada pela Comissão consideraram estas propostas claramente insuficientes em termos de dimensão, âmbito e duração para compensar a perda significativa da GDP como concorrente potencial e para assegurar de forma efectiva a entrada oportuna de concorrentes potenciais no mercado. A Comissão partilha estas preocupações manifestadas por terceiros.

(65) O aluguer da capacidade de produção da TER é equivalente apenas a um terço da capacidade destas instalações e representaria 4 % da capacidade de produção total em Portugal. O aluguer pode ser automaticamente rescindido com base em critérios que não asseguram a presença de novos concorrentes, nem a existência efectiva de um mercado ibérico. A vigência do contrato de aluguer pode ser de apenas 3 anos. A EDP terá conhecimento em tempo real dos custos e volumes de electricidade susceptíveis de serem comercializados pelo locatário. Todos estes factores tornam pouco provável que o locatário possa exercer uma influência significativa no mercado e representar uma limitação concorrencial para a EDP.

(66) Atendendo à cláusula de revisão associada à moratória proposta, é provável que esta deixe rapidamente de vigorar, sem assegurar a entrada de novos concorrentes no mercado. Além disso, não impede a EDP de lançar novos projectos de TGCC (no que diz respeito a todas as etapas, salvo a construção efectiva). Deste modo, as propostas de moratória e de aluguer não asseguram um efeito suficientemente favorável à concorrência, semelhante a uma solução estrutural.

(67) Por outro lado, as partes propõem alienar a participação de 10 % da EDP na Tejo Energia, um dos concorrentes da EDP. Trata-se de uma proposta positiva, mas não garante de modo algum que a Tejo Energia proceda efectivamente à construção de uma TGCC no futuro.

(68) As partes propuseram igualmente suspender os direitos de voto da EDP na Turbogás. Esta suspensão limita-se a um período de três anos e só abrange duas áreas específicas de decisão. A EDP também adquiriu recentemente uma opção de compra de uma participação de 20 % na Turbogás e de gestão de toda a produção da Turbogás. Consequentemente, é bastante duvidoso que os compromissos das partes impeçam a EDP de exercer influência sobre a política de fornecimento de gás da Turbogás e os seus projectos futuros.

b) ***Efeitos não horizontais (aumento dos custos dos concorrentes)***

Acesso privilegiado e preferencial da EDP à infra-estrutura de gás portuguesa

(69) A venda do terminal de GNL de Sines e do entreposto subterrâneo de Carriço ao operador da rede de gás de alta pressão, ou seja, a proposta de desagregação de activos, é positiva e é acolhida favoravelmente pela Comissão. No entanto, as condições inerentes a estas transferências não garantem a disponibilidade de uma capacidade suficiente para terceiros. Em especial, as medidas de correcção permitem expressamente às filiais das partes que operam no sector do gás em Espanha, ou seja, à Union Fenosa Gas e à Naturcorp, reservar capacidades suplementares antes da transferência, tal como sucede em relação às partes após a transferência.

(70) As partes propuseram igualmente disponibilizar capacidade no gasoduto de Espanha-Portugal no ponto de entrada em Portugal (Campo Maior). De acordo com o inquérito de mercado, esta capacidade é demasiado pequena (inferior a 10 % da capacidade desde gasoduto, não sendo assim suficiente para fornecer uma única unidade de TGCC de 400 MW). É de observar também que esta capacidade não é assegurada no gasoduto a montante (gasoduto da Extremadura) com vista a garantir o transporte de gás até à fronteira portuguesa. Incluiu-se um mecanismo para assegurar uma capacidade adicional, mas em condições que não tornam este acesso oportuno, economicamente viável nem suficientemente duradouro para que os terceiros possam contar com ele.

(71) Os compromissos relativos às infra-estruturas de gás natural são assim susceptíveis de produzir efeitos positivos muito limitados nos mercados de gás e de electricidade em Portugal.

Outros efeitos verticais da concentração

(72) No que diz respeito às demais questões verticais de concorrência ([14]) suscitadas pela operação, os compromissos prevêem principalmente criar barreiras destinadas a limitar os fluxos de informação entre a GDP e a EDP. O inquérito de mercado revelou claramente que, no presente caso, tais medidas não são suficientes para resolver estes problemas.

2. MERCADO DE SERVIÇOS AUXILIARES

(73) O aluguer da capacidade de produção, tal como previsto pelos compromissos, não permitirá ao locatário desenvolver actividades no mercado de ajustamento da energia, que requer a adaptação da produção das instalações em tempo real.

(74) Como acima explicado, os compromissos não garantem suficientemente a construção de novas capacidades de produção de energia em Portugal por concorrentes num futuro próximo. Em consequência, as medidas de correcção propostas não solucionam o problema do reforço da posição dominante da EDP neste mercado.

3. FORNECIMENTO RETALHISTA DE ELECTRICIDADE

(75) A única medida de correcção que se prende directamente com o fornecimento retalhista de electricidade consiste no «*compromisso de não apresentar propostas de fornecimento duplo de gás natural e de electricidade aos clientes retalhistas até à liberalização do fornecimento de gás natural a esses grupos de clientes*». Este compromisso apenas seria aplicável por um período limitado e, de qualquer modo, esta medida de correcção não garante a entrada de novos concorrentes para compensar a perda da GDP.

(76) Outras medidas de correcção são susceptíveis de afectar indirectamente e de forma positiva o mercado retalhista de electricidade, mas não asseguram a entrada efectiva de novos concorrentes no sector do fornecimento retalhista de electricidade em Portugal de forma oportuna e suficientemente importante que compense a perda da concorrência futura da GDP.

([14]) Ou seja: i) a capacidade e incentivo da EDP para controlar os preços de gás e aumentar os custos dos seus concorrentes, encerrando assim o mercado aos seus concorrentes efectivos e potenciais e dissuadindo a entrada no mercado de novos operadores; ii) a capacidade de a EDP gerir os condicionalismos a nível do fornecimento de gás às TGCC, em detrimento de TGCC concorrentes; iii) o acesso por parte da EDP a informações exclusivas sobre os custos dos seus concorrentes e volumes de gás afectados diariamente, conferindo-lhe uma vantagem significativa.

B. *MERCADOS DE GÁS NATURAL*

1. FORNECIMENTO DE GÁS AOS PRODUTORES DE ENERGIA (ENCERRAMENTO DO MERCADO AOS CLIENTES)

(77) Três compromissos prendem-se directamente com esta preocupação: i) a supressão do direito de preferência da GDP relativamente ao fornecimento de gás à TER; ii) a suspensão de alguns direitos de voto da EDP na Turbogás durante três anos; e iii) o aluguer parcial da TER.

(78) i) Os operadores do mercado sublinharam que a supressão do direito de preferência da GDP de abastecer a TER não suprime os incentivos da EDP para se abastecer junto da GDP; ii) a mera suspensão de alguns direitos de voto por um período limitado não impede a EDP de exercer uma influência na política de fornecimento de gás da Turbogás; iii) o aluguer representa apenas um terço da capacidade da TER e o locatário terá de adquirir a maior parte do gás de que precisa à GDP. Por conseguinte, a Comissão considera que estes compromissos não são suficientes para solucionar o problema do reforço da posição dominante da GDP no mercado de fornecimento de gás aos produtores de energia.

2. FORNECIMENTO DE GÁS ÀS EDL (ENCERRAMENTO DO MERCADO AOS CLIENTES)

(79) A operação conduz ao encerramento da procura de gás por parte da Portgás, a única EDL não controlada pela GDP. O consumo de gás da EDL cuja alienação é proposta, a saber, a Setgás, é quatro vezes inferior ao da Portgás. Deste modo, o compromisso não elimina o problema do reforço da posição dominante da GDP no mercado de fornecimento de gás às EDL.

3. FORNECIMENTO DE GÁS A GRANDES CLIENTES INDUSTRIAIS (GCI)

(80) As únicas medidas de correcção que abordam directamente as preocupações suscitadas neste mercado prendem-se com os compromissos de não apresentar propostas de fornecimento duplo (gás/electricidade) antes da liberalização do gás para os GCI, bem como a possibilidade de estes clientes renovarem anualmente os seus contratos de gás. Ambas as medidas de correcção são insuficientes para assegurar a entrada de um novo concorrente no mercado de gás para GCI.

(81) Não obstante, analisaram-se igualmente as medidas de correcção susceptíveis de ter um impacto indirecto a este nível. No que se refere às infra-estruturas de importação de gás, subsiste uma grande incerteza quanto à disponibilidade de capacidades suficientes. Além disso, a Setgás, que seria alienada, representa menos de 10 % dos clientes de gás em Portugal e constituiria uma base de arranque muito mais limitada para a entrada no mercado de GCI, comparativamente à clientela da EDP no sector da electricidade e da Portgás no sector do gás.

4. FORNECIMENTO DE GÁS A PEQUENOS CLIENTES

(82) A venda da Setgás constitui uma medida de correcção estrutural, mas não compensa a perda da futura concorrência da EDP/Portgás no mercado retalhista do gás: as vendas da Setgás representam 8 % da totalidade das vendas a retalho no sector do gás em Portugal, enquanto a Portgás tem uma quota de mercado de 30 %. O compromisso de não propor um abastecimento duplo aos clientes retalhistas de gás que não sejam ainda elegíveis no mercado do gás e da electricidade é muito limitado do ponto de vista da sua vigência e repercussões. Não foi proposta qualquer outra medida de correcção para solucionar directamente o problema da perda da concorrência potencial decorrente da capacidade da EDP para se basear na sua clientela a nível nacional no sector da electricidade, na sua marca solidamente implantada e no seu incentivo para apresentar propostas de fornecimento duplo (electricidade/gás) aos clientes.

VII. **MEDIDAS DE CORRECÇÃO TARDIAS**

(83) Findo o prazo fixado para a apresentação de medidas de correcção ([15]), as partes apresentaram em 26 de Novembro de 2004 novos documentos em que propunham alterar as medidas de correcção já apresentadas, a fim de resolver as preocupações manifestadas pela Comissão. Contudo, estas medidas de correcção não suprimem plenamente e de forma inequívoca as preocupações do ponto de vista da concorrência identificadas pela Comissão.

(84) Na tarde de sexta-feira, 3 de Dezembro de 2004, as partes apresentaram um novo conjunto de «compromissos no sector do gás» destinados a aplicar as intenções declaradas no documento transmitido à Comissão em 26 de Novembro de 2004. Atendendo à fase muito tardia do procedimento em que estes novos compromissos foram apresentados (apenas três dias úteis antes da reunião prevista para a adopção de uma decisão final pela Comissão, fixada em 9 de Dezembro de 2004, não dispondo assim a Comissão de tempo suficiente para os apreciar em conformidade com as suas obrigações processuais) e dado que esta proposta pretendia meramente aplicar as intenções declaradas no documento enviado em 26 de Novembro de 2004, este último conjunto de compromissos não pode constituir a base para uma decisão de autorização.

VIII. **CONCLUSÃO**

(85) Pelas razões acima indicadas, consideradas individualmente ou no seu conjunto, a Comissão adoptou uma decisão em 9 de Dezembro de 2004, em que declarou a concentração projectada incompatível com o mercado comum, em conformidade com o n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento das concentrações, na medida em que reforça posições dominantes em vários mercados da electricidade e do gás em Portugal, em consequência das quais a concorrência efectiva seria significativamente entravada numa parte substancial do mercado comum.

([15]) A data-limite para a apresentação de medidas de correcção era 17 de Novembro de 2004.