

**Ccent. 23/2010**  
**EDP/GRENOUGA**

**Decisão de Não Oposição**  
**Com sujeição a Condições e Obrigações**

(artigo 35.º, n.º1, alínea b) e n.º 3 da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho)

13/12/2010

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO  
COM SUJEIÇÃO A CONDIÇÕES E OBRIGAÇÕES  
DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

**Processo Ccent. 23/2010 – EDP / GREENVOUGA**

**I – INTRODUÇÃO**

1. Em 15 de Junho de 2010, com produção de efeitos em 5 de Julho de 2010, foi notificada à Autoridade da Concorrência, nos termos dos artigos 9.º e 31.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho (doravante “Lei da Concorrência”), uma operação de concentração, que consiste na aquisição, pela empresa EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (“EDP ou “EDP Produção”), do controlo exclusivo da Greenvouga – Sociedade Gestora do Aproveitamento Hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida, S.A. (“Greenvouga”), actualmente sob o controlo conjunto da EDP e da Martifer Renewables, S.A. (“Martifer”).
2. Assim, com a presente operação, a Greenvouga deixará de estar sob o controlo conjunto da EDP e da Martifer, para passar a ser controlada, em exclusivo, pela EDP, o que consubstancia uma operação de concentração, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho (“Lei da Concorrência”), conjugada com a alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo.

**II – AS PARTES**

**2.1. Sociedade Adquirente**

3. A EDP Produção é uma sociedade de direito português, que integra o Grupo EDP, dedicando-se à produção, compra, venda, importação e exportação de energia, sob a forma de electricidade e outras, resultante da exploração de instalações próprias ou alheias.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

4. O Grupo EDP actua no sector da electricidade não só em Portugal, mas também em Espanha, onde detém o controlo, designadamente, da *Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.*, e no Brasil, através da *EDP Energias do Brasil, S.A.*.
5. Além do sector eléctrico, o grupo EDP tem, também, uma presença relevante no sector do gás ao nível da Península Ibérica, através da *Naturgas Energia, S.A.*, em Espanha, e através da *Portgás — Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.*, em Portugal.
6. O Grupo EDP opera em Portugal Continental, no sector de electricidade, um conjunto de 50 centrais hidroeléctricas, sendo 26 no regime de Produção em Regime Ordinário (PRO) e 24 na Produção em Regime Especial (PRE)<sup>1</sup>.
7. Em termos de capacidade instalada para a produção de electricidade em regime ordinário, o grupo EDP detinha, no final de 2009, cerca de 9.675MW, sendo 4.578MW em centrais hidroeléctricas e 5.097MW em centrais termoeléctricas<sup>2</sup>.
8. No que se refere à capacidade instalada imputável ao grupo EDP, em Portugal, para a produção de electricidade em Regime Especial (excluindo eólicas e incluindo a produção eléctrica através mini-hídricas, cogeração e biomassa), esta ascendia, no final de 2009, a 200 MW dos quais 52% em mini-hídricas, 37% em co-geração e 11% em biomassa<sup>3</sup>.
9. Os volumes de negócios do grupo EDP, calculados nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

---

<sup>1</sup> A explicação mais detalhada sobre estes conceitos é desenvolvida *infra* no capítulo IV – Caracterização do Sector Eléctrico. No capítulo VI – Avaliação Jus-Concorrencial é efectuada a identificação da capacidade de produção destas centrais.

<sup>2</sup> Informação disponível em <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/producaodeelectricidade/Pages/ProdRegConvPT.aspx>.

<sup>3</sup> Informação disponível em <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/producaodeelectricidade/Pages/RegimeEspecial.aspx>.

**Tabela 1: Volumes de negócios do grupo EDP (milhões de euros)**

	2007	2008	2009
<b>Portugal</b>	[>150]	[>150]	[>150]
<b>EEE</b>	[>150]	[>150]	[>150]
<b>Mundial</b>	[>150]	[>150]	[>150]

Fonte: Notificante

## 2.2. Sociedade Adquirida

10. A Greenvouga é uma sociedade que detém a concessão para a concepção, construção e exploração do empreendimento hidroeléctrico de Ribeiradio - Ermida, licenciado em 2007, cujo início de exploração se prevê para 2014, sendo, actualmente, controlada conjuntamente pela EDP, com 55% do capital social, e pela Martifer, com os restantes 45% do capital social.
11. Entende-se, como melhor demonstrado *infra*, que a exploração do empreendimento traduzir-se-á na produção de energia eléctrica e colocação nos diferentes mercados da produção diária e intra-diária, bem como ao nível da prestação de serviços de ajustes de sistema.
12. Este complexo hidroeléctrico inclui a barragem e central hidroeléctrica de Ribeiradio, com uma potência a instalar de 72MW e uma produção anual esperada, em ano médio, de [100-200]GWh, e pela barragem de contra-embalse e central mini-hídrica de Ermida, com uma potência a instalar bruta de 6,2MW e uma produção anual esperada, em ano médio, de [10-20]GWh.
13. Em 2009, a Greenvouga não realizou qualquer volume de negócios, que resultasse da sua actividade principal, tendo apenas registado um volume de negócios de cerca de [<2M] euros[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios].

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

### III – NATUREZA DA OPERAÇÃO

#### 3.1. Da qualificação como operação de concentração

14. Nos termos do Acordo respeitante à modificação da estrutura de capital da Greenvouga, celebrado entre a EDP e a Martifer, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]** (“Acordo”), **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**, de modo a que a EDP passará a deter 97,33% do capital social desta sociedade, sendo os restantes 2,67% detidos pela Martifer.
15. Paralelamente, a EDP e a Martifer obrigam-se a fazer aprovar uma deliberação de alteração do actual Contrato de Sociedade da Greenvouga, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**.
16. Assim, por força da transacção projectada, a Martifer deixará de deter o controlo conjunto da Greenvouga, passando a deter uma participação de apenas 2,67% no capital social daquela sociedade - **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**-, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**.
17. Assim, verificar-se-á uma alteração na estrutura de controlo da Greenvouga, passando de uma situação de controlo conjunto, pela EDP e pela Martifer, para um cenário de controlo exclusivo, pela EDP, o que consubstancia uma operação de concentração, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei da Concorrência, conjugada com a alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo.

#### 3.2. Do preenchimento dos critérios de notificação, previstos no n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência

18. Encontrando-se demonstrada a qualificação da transacção em análise como uma operação de concentração, importa aferir se se encontra preenchido qualquer um dos critérios de notificabilidade, previstos no n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

### ***Critério relativo ao limiar do volume de negócios***

19. Quanto ao critério relativo ao volume de negócios, uma operação de concentração será notificável se “*O conjunto das empresas participantes na operação de concentração tenha realizado em Portugal, no último exercício, um volume de negócios superior a 150 milhões de euros, líquido dos impostos com este directamente relacionados, desde que o volume de negócios realizado individualmente em Portugal por, pelo menos, duas dessas empresas seja superior a dois milhões de euros*” (al. b) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência).

### ***Critério relativo ao limiar da quota de mercado***

20. Quanto ao critério relativo à quota de mercado, uma operação de concentração encontrar-se-á sujeita à obrigação de notificação prévia se “*Em consequência da sua realização se crie ou se reforce uma quota superior a 30% no mercado nacional de determinado bem ou serviço, ou numa parte substancial deste*” (al. a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência).
21. Avaliar-se-á do preenchimento deste critério relativamente a cada uma das actividades a desenvolver pela Adquirida, identificadas *supra* no ponto 11, ou seja, com relação à produção de energia eléctrica (em regime especial e ordinário) e com relação à prestação de serviços de ajuste de sistema.

#### **3.2.1 Posição da Notificante**

22. A Notificante considera que a operação de concentração notificada não se encontrará sujeita a notificação obrigatória, visto que, nem a condição de notificação relativa ao volume de negócios, prevista na alínea b) do n.º 1 do art. 9.º da Lei da Concorrência, nem a condição de notificação referente ao limiar da quota de mercado, prevista na alínea a) do mesmo artigo, se encontrarão preenchidas, tendo notificado à cautela, por mero dever de patrocínio, solicitando que esta Autoridade adopte uma decisão de inaplicabilidade, nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 35.º da Lei da Concorrência.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

23. A Notificante considera, com base na letra da alínea b) do n.º 1 do art. 9.º da Lei da Concorrência, que o volume de negócios deve ser aferido com relação ao ano anterior ao da realização da operação de concentração, isto é, o ano de 2009.
24. Deste modo, e ainda que a empresa adquirente tenha realizado, nesse ano, um volume de negócios superior a 150 milhões de euros, o volume de negócios realizado pela Greenvouga, em 2009, não ultrapassou o limiar de 2 milhões de euros.
25. Neste sentido, conclui a Notificante que este critério de notificação não se encontrará preenchido.
26. Quanto ao critério relativo à quota de mercado, estabelecido na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência, a Notificante também defende que, esta condição não se encontrará preenchida.
27. Em primeiro lugar, atendendo a que a Notificante distingue o mercado da produção de electricidade em regime ordinário do mercado da produção de electricidade em regime especial<sup>4</sup>, considerando que a dimensão geográfica do primeiro corresponde ao espaço ibérico, a quota da EDP, de acordo com estes pressupostos, não ultrapassaria os 30%.
28. Note-se, no entanto, de acordo com a letra da Lei da Concorrência, a condição de notificação prévia relativa à quota de mercado, de acordo com o disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência, diz respeito à quota das empresas participantes no(s) mercado(s) em causa, ao nível do território nacional ou numa parte substancial deste, quando a sua dimensão for infra-nacional.
29. No que se refere aos mercados relativos à prestação de serviços de ajustes de sistema, a EDP entende que os mesmos não constituem mercados relevantes para efeitos da presente operação

---

<sup>4</sup> Como melhor se referirá ao nível da definição do mercado relevante, o entendimento da Notificante é o de que a produção de electricidade em regime ordinário (PRO) e em regime especial (PRE) constituem dois mercados de produtos relevantes autónomos, pelo que, nesse sentido, estima quotas de mercado por referência a esses mercados.

de concentração, mas mercados relacionados, já que **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**.

30. Em segundo lugar, a EDP considera que, ainda que assim não se entendesse, a concentração em causa não alterará a quota de mercado detida pelo Grupo EDP nos dois mercados por si identificados, uma vez que, como já detém o controlo conjunto da Greenvouga, já lhe seria imputável, na totalidade, a futura quota da Greenvouga.
31. Neste sentido, no entendimento da Notificante, não se verificaria qualquer reforço da quota, em consequência da presente operação de concentração.
32. Por último, a Notificante alega, a título subsidiário, que não se verificará, de imediato, qualquer reforço da quota do Grupo EDP, nos mercados por si identificados, atendendo a que o aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio e de Ermida não se encontra em funcionamento, à data da notificação, pelo que, não lhe é imputável qualquer quota de mercado, com relação ao ano de 2009.
33. Neste sentido, conclui a Notificante que este critério de notificação não se encontrará igualmente preenchido.

### **3.2.2 Posição da AdC quanto ao preenchimento do critério relativo ao limiar da quota de mercado**

34. No que concerne à operação em apreço, considera-se, de acordo com a análise exposta *infra*, que a mesma se encontra sujeita a notificação prévia à AdC, por estar preenchido o critério da quota de mercado (al. a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência).

*Do preenchimento do critério relativo à quota de mercado, em situações de passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo.*

35. Quanto ao argumento avançado pela EDP a este respeito, entende-se que o critério de notificação relativo à quota de mercado poderá estar preenchido, mesmo numa situação de passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

36. Não se contesta que a AdC, ao nível da avaliação jusconcorrencial, tem imputado a totalidade da quota de mercado de uma empresa controlada conjuntamente a cada uma das empresas que a controlam, atendendo a que: (i) a empresa controlada integra ambas as unidades económicas (artigo 2.º n.º 2 da Lei da Concorrência) e (ii) não se afigura economicamente correcto dividir a quota de mercado da empresa comum por cada uma das empresas-mãe, já que com este indicador, se procura obter uma primeira indicação útil acerca da estrutura de mercado e da importância em termos de concorrência das partes na concentração e dos seus concorrentes.
37. Esta abordagem não implica, porém, que de uma operação que consista numa passagem de controlo conjunto para exclusivo não possa resultar uma alteração estrutural no mercado<sup>5</sup>.
38. De facto, quando uma das empresas-mãe passa a deter o controlo exclusivo da sociedade, essa alteração da natureza do controlo representa um reforço do seu controlo sobre a sua quota de mercado, desde logo por esta deixar de estar limitada na sua actuação pelos incentivos da outra empresa-mãe, incentivos esses que poderão não ser coincidentes com os da empresa que adquire o controlo exclusivo. A sociedade-alvo passará a ser governada de acordo com os incentivos e interesses exclusivos da empresa que adquire o controlo exclusivo.
39. Refira-se, a esse propósito, que a AdC já se pronunciou no sentido de que, mesmo uma operação que consista na passagem de uma situação de controlo conjunto para controlo exclusivo, por um dos accionistas iniciais dessa empresa, poderá estar sujeita à obrigação de notificação prévia, com base no preenchimento do critério da quota de mercado, por se verificar um reforço de controlo sobre uma quota superior a 30%<sup>6</sup>.
40. Caso assim não se entendesse, as operações consistentes na passagem de controlo conjunto para exclusivo nunca seriam notificáveis com base na quota de mercado, nada indicando que este

---

<sup>5</sup> Refira-se a este propósito a Decisão da AdC relativa à Ccent. n.º 73/2007 - Sonae Sierra/Gaiashopping I/Gaiashopping II/Arrabidashopping, de 30 de Novembro de 2007, em que a AdC, não obstante estar em causa a passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo, não deixou de proceder a uma análise mais aprofundada do impacto concorrencial da operação, atendendo à elevada quota de mercado da Adquirente e às relações verticais existentes.

<sup>6</sup> Cfr. Decisões da Autoridade da Concorrência relativas às operações de concentração: Ccent. n.º 51/2003 - KM Europa Metal/Locsa, de 19 de Dezembro de 2003; Ccent. n.º 11/ 2005 – Europac/Gescartão, de 7 de Abril de 2005; e Ccent. 26/2010 Yanmar/Ammann-Yanmar, de 22 de Julho de 2007..

resultado estivesse no espírito do legislador ou fosse por este pretendido, desde logo face ao racional económico referido *supra*, em 38, e por não se fazer qualquer distinção nas disposições legais aplicáveis<sup>7</sup>.

**Do preenchimento do critério relativo à quota de mercado, quando a empresa adquirida não teve actividade em momento anterior à operação projectada**

41. Ainda no que respeita ao critério relativo à quota de mercado, a AdC, por várias ordens de razão, que se passarão a explicitar, discorda da posição da Notificante de que este critério de notificação não se encontrará preenchido, atendendo a que o aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio e de Ermida não se encontra, à presente data, em funcionamento.

***Determinação, com um razoável grau de certeza, da data em que o activo entrará em funcionamento***

42. A construção e exploração do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida foi adjudicado ao consórcio constituído pela EDP e pela Martifer, em 17 de Dezembro de 2007, tendo o contrato de concessão relativo ao mencionado projecto sido celebrado em 26 de Novembro de 2009, entre o Estado Português e a Greenvouga<sup>8</sup> (“Contrato de Concessão”).
43. No n.º 1 da cláusula 4.ª do Contrato de Concessão prevê-se que “[**CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios**]”.
44. Assim, há um elevado grau de certeza quanto ao início de exploração do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida, sendo que o período que decorrerá entre a alteração de controlo da Greenvouga e a entrada em funcionamento do mencionado projecto hidroeléctrico não se afigura demasiado longo.

---

<sup>7</sup> De salientar a este respeito, em termos de direito comparado, que, em Espanha, o *REAL DECRETO 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia.*, clarifica, na alínea a) do n.º 2 do artigo 4.º, que “*Existe adquisición de cuota cuando aun existiendo control previo por parte de la adquirente se produjera como consecuencia de la concentración económica un cambio en las características del control, sea éste conjunto o exclusivo*”.

<sup>8</sup> A Greenvouga foi constituída, em 1 de Julho de 2008, com a actual estrutura accionista, melhor descrita no parágrafo 10.

45. De salientar, por último, que a certeza quanto à conclusão e exploração do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida é reforçada pelo facto de a Greenvougta ter lançado um concurso para o fornecimento dos equipamentos do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio/Ermida, em Março de 2009 (Anúncio de Concurso – Sectores Especiais n.º 2009/S 54-078388).

***Suficiente grau de certeza de que da operação resultará um reforço de uma quota igual ou superior a 30%, no território nacional***

46. Demonstrada a existência de um elevado grau de certeza quanto à entrada em funcionamento do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida, a AdC considera, atentas as características dos mercados em causa, também não subsistirem dúvidas de que a operação projectada resultará um reforço de uma quota igual ou superior a 30%, no território nacional.

47. De facto, a entrada no mercado da produção de energia eléctrica (*vide* posição da AdC quanto à definição do mercado do produto relevante) efectua-se por meio de licenciamento, encontrando-se, desde logo, pré-determinada a capacidade de cada projecto electroprodutor.

48. Acresce que o licenciamento e a capacidade de cada projecto electroprodutor é programada a longo prazo, constando de vários documentos estratégicos<sup>9</sup>, o que permite antecipar, com segurança, quais os operadores licenciados em 2014, e qual capacidade instalada existente, nessa data.

49. Só este facto justifica que o legislador, ao nível da adjudicação de nova capacidade produtiva, atribua relevância à quota de capacidade de produção de electricidade já atribuída ao operador interessado, considerando, para efeitos de cálculo dessa quota, “*todas as licenças ou autorizações de produção já concedidas ao requerente*”, mesmo que as instalações em causa

---

<sup>9</sup>Vide o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, com um horizonte temporal até 2020, disponível em [http://pnbeiph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph\\_memoria.pdf](http://pnbeiph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph_memoria.pdf); o estudo da REN sobre Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa, de Novembro de 2007, p. 41, com previsões quanto à evolução do sistema electroprodutor, até 2020, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/riesoe/39.pdf>; e o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis, de Junho de 2010, disponível em <http://sasenergia.pt/blog/media/blogs/PNAER.pdf>.

ainda não estejam “operacionais” (*vide* alínea c), do n.º 1 do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto).

50. Importa, assim, determinar qual a quota da EDP, em 2009, em termos de capacidade de produção, bem como a capacidade de produção prevista da Greenouga, para determinar se o critério de notificação relativo à quota de mercado se encontra preenchido, sem prejuízo de se demonstrar que existe um elevado grau de certeza de que: por um lado, (i) a quota da EDP, tanto em termos de capacidade e energia gerada, como em termos de valor das vendas, continuará a ser superior a 30%, em 2014; e, por outro lado, (ii) a entrada em funcionamento da Greenouga implicará necessariamente um acréscimo de quota da EDP, não só em termos de capacidade produtiva, mas também ao nível de vendas.

**(i) Mercado da produção de electricidade, no território nacional**

51. No que se refere, em concreto, à operação projectada, a AdC considera que se pode assumir, com um elevado grau de certeza, que desta resultará um reforço de uma quota de mercado igual ou superior a 30%, no mercado da produção de electricidade (*vide* posição da AdC quanto à definição do mercado do produto relevante), ao nível do território nacional, tanto em termos de capacidade e energia gerada, como em termos de valor das vendas.
52. No que se refere à EDP, e de acordo com a informação prestada pela Notificante, a sua quota de mercado, em termos de capacidade produtiva, ascendia, em 2009, a [50-60]% da capacidade em Portugal (incluindo a capacidade de importação, avaliada no valor médio de 2009), tendo produzido [50-60]% da energia gerada em Portugal, nesse ano.
53. Mesmo em termos de capacidade actualmente instalada e licenciada, a EDP terá também uma quota superior a 30% no mercado, já que, mesmo considerando como proxy para aquela quota os projectos programados à presente data (e considerando a estimativa da Notificante para a sua quota de mercado em 2014), o que poderá estar a sobrestimar a capacidade efectivamente já licenciada, esta quota seria de [40-50]%, no território nacional.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

54. Essa quota sempre será reforçada, atendendo a que, nos termos da alínea d) e e) do n.º 1 do Contrato de Concessão, a central associada à barragem de Ribeiradio terá uma potência máxima instalada de 75,4 MW e uma produtabilidade média anual de [100-200] GWh, e a central associada à barragem de Ermida terá uma potência máxima instalada de 7,3 MW e uma produtabilidade média anual de [10-20] GWh, sendo que esta capacidade já se encontra licenciada.
55. No seu conjunto, estes dois aproveitamentos terão uma capacidade total de 78,2 MW e uma produção média anual de [100-200]GWh.
56. Verifica-se, assim, que, tendo por base dados relativos a 2009, o critério relativo à quota de mercado se encontraria preenchido.
57. Acresce que, mesmo tendo por referência o ano de 2014 (data de entrada em funcionamento do empreendimento hidroeléctrico de Ermida-Ribeiradio), também se constata que aquele critério de notificação se encontrará preenchido.
58. Refira-se, a este propósito, que na alínea a) do n.º 1 do art. 9.º da Lei da Concorrência, não se estabelece que o preenchimento do critério da quota de mercado tenha de ser aferido por referência ao ano anterior.
59. Não obstante, a prática seguida pela AdC seja no sentido de calcular a quota de mercado, com base no volume de negócios das empresas em causa, no último ano, no presente caso, pode-se, com um elevado grau de certeza, considerar estimativas relativas às quotas da Adquirida e da Adquirente, em 2014, atendendo a que, como acima referido<sup>10</sup>:

---

<sup>10</sup> A este propósito, sempre se dirá que a AdC já considerou que o critério relativo à quota de mercado se encontrava preenchido, com base em estimativas de quotas futuras, calculadas de forma prospectiva, em termos de capacidade instalada dos activos em causa, em dois precedentes decisórios: na decisão relativa à Ccent. n.º 18/2004 – Secil Britas/Carcubos (exploração de uma pedreira de granito) e na decisão relativa à Ccent. n.º 16/2005 – Erenova/Ortiga\*Safra (exploração de uma infra-estrutura de energia eólica). Na primeira operação referida, estava em causa a aquisição de uma pedreira de granito da Carcubos, a qual ainda não se encontrava em exploração. Com base em estimativas da Notificante, quanto à produção anual da pedreira, quando estivesse em pleno funcionamento, e quanto à dimensão total do mercado, a AdC excluiu, com base numa análise prospectiva da quota de mercado das empresas em causa, que, em nenhum cenário, estaria preenchida a condição prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência (*cfr.* §12, 13, 16, 22 a

- (i) a entrada no mercado da produção de energia eléctrica (*vide* posição da AdC quanto à definição do mercado do produto relevante) se efectuar por meio de licenciamento, encontrando-se, desde logo, pré-determinada a capacidade de cada projecto electroprodutor.
  - (ii) o licenciamento e a capacidade de cada projecto electroprodutor é programada a longo prazo, constando de vários documentos estratégicos<sup>11</sup>, o que permite antecipar, com segurança, quais os operadores licenciados em 2014, e qual capacidade instalada existente, nessa data.
60. Estas características do mercado da produção de energia eléctrica, permitem à AdC basear-se em estimativas relativas a 2014. Verifica-se, assim, que a EDP, de acordo com as suas estimativas, deterá, em 2014, centros electroprodutores com uma capacidade instalada de **[9.000-11.000]MW**, o que, face à capacidade produtiva total que esta estima existir no território nacional, nesse ano, nos regimes PRO e PRE – **[20.000-22.000] MW** – e à capacidade de importação – **[2000-4000] MW** –, corresponde a uma quota de **[40-50]%**.
61. De igual modo, resulta das estimativas de capacidade de produção efectuadas pela ERSE<sup>12</sup> que a quota da EDP ascenderá, em 2014, a **[40-50]%**, em termos de capacidade instalada no território nacional<sup>13</sup>.

---

24 da Decisão de Inaplicabilidade). Na segunda operação citada, estava em causa a aquisição, pela Enernova, das sociedades Ortiga e Safra, tendo como actividades principais a exploração de parques eólicos e venda de energia. Ainda que os projectos se encontrassem em fase de construção e ainda faltasse obter licença de exploração e licenciamentos camarários, entendeu-se que, atendendo à capacidade instalada prevista e à produção anual estimada da Ortiga e da Safra, quando estas iniciassem a sua actividade, bem como à quota de mercado da EDP, o critério relativo à quota de mercado se encontrava preenchido (*cf.* §9 a 12 da Decisão).

<sup>11</sup> *Vide* o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, com um horizonte temporal até 2020, disponível em [http://pnbeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph\\_memoria.pdf](http://pnbeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph_memoria.pdf); o estudo da REN sobre Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa, de Novembro de 2007, p. 41, com previsões quanto à evolução do sistema electroprodutor, até 2020, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/riesoe/39.pdf>; o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014, de Julho de 2008, disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt); e o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis, de Junho de 2010, disponível em <http://sasenergia.pt/blog/media/blogs/PNAER.pdf>.

<sup>12</sup> Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

<sup>13</sup> Note-se que as estimativas da ERSE foram trabalhadas, no sentido de utilizar os valores facultados pela EDP, relativamente à sua própria actividade, e tendo em conta a capacidade de interligação estimada pela REN para

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

62. De salientar, a este respeito, que a aquisição de capacidade pode ser uma forma de eliminar concorrência potencial, atendendo a que a concessão de recursos hídricos para produção de electricidade é limitada.
63. Em termos de energia produzida, a quota da EDP deverá ser de **[40-50]**%, em Portugal, uma vez que Notificante estima<sup>14</sup> que a energia produzida pela EDP, nos regimes PRO e PRE, em 2014, ascenderá a **[20.000-30.000]** GWh e que a energia produzida, nesse ano, em Portugal, atingirá os **[50.000-60.000]** MW, pelo que dificilmente se antecipará uma quota de mercado associada à EDP, em 2014, inferior a 30%, atendendo à reduzida volatilidade destes mercados.
64. Deste modo, só não se verificaria, em resultado da operação de concentração notificada, um reforço de uma quota de mercado superior a 30%, em termos de capacidade e de energia produzida, caso o complexo hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida não entrasse em funcionamento ou não produzisse energia, hipótese que pode, à partida, excluir-se, face às obrigações contratuais assumidas pela Greenvougá, decorrentes do Contrato de Concessão.
65. Ainda que se tenha por referência a quota de mercado em termos de energia vendida, a entrada em funcionamento do complexo hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida implicará sempre um reforço da quota da EDP, visto que a energia produzida na barragem de Ermida se encontra sujeita ao PRE, o que implica, nos termos do n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, um obrigação de compra, por parte do comercializador de último recurso, a um preço determinado.
66. Assim, mesmo em termos de volume de vendas (quota de mercado em valor), a AdC entende que, se pode assumir, com razoável grau de certeza, que a operação terá como consequência o reforço de uma quota igual ou superior a 30%, atendendo a que:

---

2013/2014 – média de verão/inverno de 2450 MW -, considerando ainda o facto de o centro produtor de Aguieira-Raiva **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

<sup>14</sup>Vide respostas da EDP, de 10 de Agosto de 2010 (registo E-DCC/2010/798) e de 5 de Julho de 2010 (registo E-DCC/2010/492).

- (i) face aos dados relativos aos últimos três anos, se verificar que a quota da Notificante, em valor e capacidade instalada/energia produzida, não diferem significativamente, detendo a EDP, em qualquer dos casos, uma quota superior a 30%;
  - (ii) há uma obrigação de aquisição da energia produzida em regime especial, na central de Ermida, a um preço determinado.
67. Face ao exposto, e com base nos elementos disponíveis, incluindo as estimativas da Notificante, é possível afirmar, com elevado grau de certeza, que a EDP terá, em 2014, uma quota igual ou superior a 30% no mercado da produção de energia eléctrica, no território nacional, a qual será reforçada com a aquisição da Greenvouga.

#### **(ii) Mercado dos ajustes de sistema, no território nacional**

68. No que se refere aos diferentes mercados relevantes identificados, ao nível da prestação de serviços de ajuste de sistema (*vide* parágrafo 161 a 201), a AdC entende que o critério relativo à quota de mercado também se encontra preenchido relativamente aos mesmos, atendendo a que:
- a) a quota da EDP nesses mercados, no território nacional, foi, em 2009, igual ou superior a **[60-70]**%, ascendendo, no caso da banda de regulação secundária, a mais de 80% (*vide* Tabela 24, Tabela 25 e Tabela 26 *infra*);
  - b) não se pode excluir, face ao objecto social da Greenvouga, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**, não sendo compatível com os incentivos da Martifer prescindir dessa participação<sup>15</sup>, que a adquirida viesse a operar nos mercados em causa, tanto mais atendendo a que a participação nos mercados da prestação de serviços de regulação primária e terciária é de carácter obrigatório;

---

<sup>15</sup> Tal como se demonstra *infra*, nos parágrafos 484 a 511.

- c) não se perspectiva, face aos dados existentes e ao carácter complementar destes mercados, relativamente ao mercado da produção da energia eléctrica, que a quota da EDP nos mesmos seja, em 2014, inferior a 30%.
69. Quanto a este último aspecto, refira-se que, tendo em conta as estimativas da REN<sup>16</sup>, em termos de banda de regulação e potência máxima dos centros produtoras presentes no mercado da prestação de serviços de regulação secundária, a quota da EDP ascenderá, em 2014<sup>17</sup>, a **[60-70]**%.
70. Assim, também no que se refere aos mercados relativos à prestação de serviços de ajustes de sistema, se verificará, em resultado da operação, um reforço de uma quota igual ou superior a 30%, no território nacional.

### 3.3. Conclusão

71. Em face de todo o exposto, impõe-se concluir que a operação projectada consubstancia uma operação de concentração entre empresas, na acepção da alínea b), do n.º 1, do artigo 8.º da Lei da Concorrência, conjugada com a alínea a), do n.º 3, do mesmo artigo, encontrando-se sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia por preencher a condição enunciada na alínea a), do n.º 1, do artigo 9.º da Lei da Concorrência, relativa à quota de mercado.

## IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

### 4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade

72. Em 2006, por meio do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro<sup>18</sup>, e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto<sup>19</sup>, foram estabelecidos os princípios base da organização do Sector

---

<sup>16</sup> Vide resposta da REN de 5 de Agosto de 2010, registo, registo E-DCC/2010/779.

<sup>17</sup> Assumiu-se que cada grupo gerador das novas centrais de ciclo combinado de concorrentes terá uma banda de regulação equivalente ao grupo 2 de Lares e que a central de ciclo combinado da GALP Power em Sines, entrará em funcionamento e operará no mercado da prestação serviços de regulação secundária, em 2014.

<sup>18</sup> Diploma que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sector Eléctrico Nacional (SEN), bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade e que transpõe para a ordem jurídica interna os

Eléctrico Nacional (doravante, “SEN”), concretizando a maioria das disposições previstas, a título transitório, nos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto de 2003. Parte destas alterações só ganharam eficácia a partir de 1 de Julho de 2007, momento em que foram criados os mercados organizados previstos na legislação em vigor.

73. O novo modelo de organização do SEN, consagrado nos diplomas *supra* citados, identificou três tipos de agentes de mercado, designadamente (1) os produtores em regime ordinário, (2) os comercializadores e (3) o comercializador de último recurso (doravante “CUR”), bem como duas modalidades para comercialização de energia, designadamente (a) o mercado de contratos bilaterais físicos e (b) o mercado organizado.
74. Os “produtores em regime ordinário” são as entidades que detêm, pelo menos, uma licença de produção e têm o direito de vender energia eléctrica, por si produzida, no mercado organizado ou mediante contratos bilaterais. A produção em regime de mercado é designada por Produção em Regime Ordinário (PRO).
75. Os “comercializadores” são as entidades que, mediante licença, exercem a actividade de compra por grosso e a actividade de venda por grosso ou a retalho de energia eléctrica.
76. O “comercializador de último recurso” é a entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal. No âmbito do Grupo EDP, esta função é, actualmente, exercida pela EDP Serviço Universal, S.A., que, enquanto comercializador de último recurso, vende electricidade ao abrigo de uma tarifa de venda a clientes finais fixada pela ERSE.

---

princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, e que revoga a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro.

<sup>19</sup> Este diploma alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 237-B/2006, de 18 de Dezembro, 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Julho, e 23/2009, de 20 de Janeiro, concretiza e desenvolve os princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, que vimos de descrever, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, em particular no que toca aos procedimentos a observar para a atribuição de licença para a produção em regime ordinário (PRO), para a comercialização de electricidade e para a atribuição das concessões da Rede Nacional de Transporte (RNT) e das concessões da distribuição de electricidade em alta e média tensões e em baixa tensão.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

77. O relacionamento comercial entre os diferentes agentes que compõem o SEN enquadram-se nas duas modalidades de comercialização de energia eléctrica citados *supra* no ponto 73, sendo conferida a cada uma das três categorias de agentes a possibilidade de realizarem importações e exportações de energia eléctrica com países terceiros.
78. No que diz respeito à Produção em Regime Especial (PRE), o quadro legislativo definido pelos Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de Agosto, não introduziu alterações às condições de comercialização anteriormente definidas, mantendo-se o regime de compra garantida com preços fixados administrativamente. A única alteração introduzida prende-se com a entidade a que respeita a obrigação de compra da energia produzida por produtores em regime especial, antes cometida à concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e, no novo quadro, atribuída ao CUR.
79. Presentemente, todos os consumidores portugueses, sem excepção, possuem o estatuto de clientes elegíveis<sup>20</sup>, podendo optar por serem fornecidos por um “comercializador” ou pelo “CUR”, ficando, neste último caso, sujeitos a um regime de tarifas de energia eléctrica reguladas.

#### **4.2. O MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade**

80. Em 1 de Julho de 2007, a junção do mercado da produção de energia eléctrica de Portugal e Espanha deu origem ao Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), concretizando o que havia sido estabelecido no Acordo de Santiago de Compostela, de Outubro de 2004, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 19 de Janeiro. Nos termos desse Acordo, foram definidos os seguintes mercados organizados do MIBEL (artigo 6.º, n.º 1):

---

<sup>20</sup> Um cliente de energia eléctrica beneficia do direito de elegibilidade, i.e. é considerado ‘cliente elegível’, quando pode escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, completou o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro – que alargou o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão especial (BTE – pequenas empresas) –, ao alargar o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN).

- a. *“Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças”;*
- b. *“Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física”;*
- c. *“Mercado intra-diário, de liquidação necessariamente por entrega física”.*

81. Os n.º 2 e 3 do Artigo 6.º do Acordo de Santiago de Compostela estabelecem ainda que:

- *“Os mercados não organizados (...) são compostos por contratos bilaterais físicos entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como por diferenças”;*
- *“A contratação dos serviços de ajuste de sistema no próprio dia poderá ser realizada através de mecanismos de mercado, a definir por cada operador de sistema, e a sua liquidação será necessariamente por entrega física”.*

82. O *mercado a prazo* corresponde ao mercado de derivados do MIBEL e caracteriza-se por ser um mercado organizado, não regulamentado, de contratação de energia eléctrica a prazo, sendo gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP).

83. O *mercado diário* é aquele onde ocorre a maioria das transacções, realizando-se diariamente até às 10 horas da manhã do dia anterior ao da entrega da energia. Cada produtor submete, para cada hora, ofertas de venda compostas por pares de preço e quantidade. Por outro lado, os distribuidores e comercializadores de electricidade submetem ofertas de compra. A oferta marginal de venda necessária para satisfação da procura determina o preço de equilíbrio da energia para cada hora, sendo àquele preço que são remuneradas todas as unidades de oferta seleccionadas a produzir no âmbito do leilão competitivo.

84. O *mercado intra-diário* é um mercado de ajustes, que visa incorporar desvios de previsão da procura e ajustamentos na programação de produção que os agentes queiram efectuar. Compreende seis sessões de negociação, em aproximação ao momento da entrega da energia.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

85. Por sua vez, *o mercado de contratação dos serviços de ajuste de sistema* permite ao operador de sistema garantir o permanente equilíbrio entre a energia produzida e a energia consumida, gerindo os desvios que possam acontecer entre a energia que foi programada fornecer no mercado diário e intra-diário e aquela que é necessária à satisfação, em tempo real, da procura.
86. Com efeito, caso ocorram desvios entre a produção e o consumo de energia eléctrica, pode verificar-se uma degradação da qualidade de fornecimento que pode culminar em interrupção do serviço de distribuição ao consumidor (vulgo “apagão”). Para gerir desvios, o operador do sistema ora diminui a produção face ao programado, ora aumenta essa produção, fazendo-o com recurso aos serviços de ajuste de sistema que contrata com as centrais.
87. O mercado organizado, criado em 1 de Julho de 2007, adoptou o mecanismo de gestão de congestionamentos definido na reunião do Conselho de Reguladores de Março de 2006<sup>21</sup>, segundo proposta dos gestores de sistemas dos dois países – a REN e a REE. O mecanismo adoptado consiste num modelo misto no qual se complementa um mecanismo de Separação de Mercados (*market splitting*) aplicado no horizonte diário com leilões explícitos de capacidade anteriores ao horizonte diário para a atribuição dos direitos físicos correspondentes.
88. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta entre os dois países.
89. No âmbito do mecanismo proposto, para um dado preço em Portugal, quanto maior a diferença de preços grossistas da produção de energia eléctrica face a Espanha, maior o volume de trocas de energia eléctrica através da interligação entre os dois sistemas eléctricos, o que estará, ainda, sujeito às restrições impostas pela capacidade limitada de interligação.<sup>22</sup>

---

<sup>21</sup> CNE/ERSE, “*Proposta de Mecanismo de Gestão conjunta da interligação Portugal/Espanha*”, de 14 de Março de 2006.

<sup>22</sup> A curva de oferta é composta por troços descontínuos. Poderão ocorrer situações em que o volume de trocas não varia em reacção a variações pouco significativas na diferença de preços entre sistemas eléctricos. Nessa medida, a relação supra referida aplica-se apenas em sentido lato.

90. Assim, na ausência de congestionamentos na interligação transfronteiriça, define-se um preço idêntico para ambos os países. Pelo contrário, existindo congestionamentos, os mercados são separados em duas zonas de preço, sendo que os preços são formados em função das condições da oferta e procura em cada região, tendo em conta a máxima utilização da capacidade de interligação disponível. Resulta, então, uma zona de preço alto, importadora líquida, e uma zona de preço baixo, exportadora líquida.
91. Nestes termos, a separação de mercados em diferentes zonas de preços só ocorre caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir.
92. A implementação de leilões explícitos de capacidade, inicialmente prevista para 2008, ainda não se verificou, até à presente data.

#### **4.3. A Produção em Regime Especial**

93. A Produção em Regime Especial (PRE), como a própria designação alude, consiste num regime protegido de produção, onde se englobam a produção de electricidade a partir de fontes renováveis (eólica, mini-hídrica e biomassa) e de co-geração (por co-geração entende-se a produção simultânea de calor e electricidade).
94. Por se entender que estas formas de produção produzem externalidades positivas para o sistema (redução de emissões de CO<sub>2</sub>, redução da dependência do petróleo e aumento da eficiência energética), foram desenhados sistemas de incentivos financeiros no sentido de viabilizar a sua entrada no sistema eléctrico.
95. Em 2009, a PRE representou cerca de 33% da produção de energia eléctrica em Portugal Continental<sup>23</sup>, tendo aumentado 63% face a 2007 (12,8 pontos percentuais), ano em que representou 20,2% da produção, em resultado das acções desenvolvidas para alcançar as metas de capacidade instalada e produção identificadas na Resolução do Conselho de Ministros n.º

---

<sup>23</sup> Vide REN, Informação Mensal, Sistema Electroprodutor, disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

1/2008, de 4 de Janeiro, bem como os objectivos que Portugal estabeleceu para 2010, de que a produção de electricidade com base em energias renováveis representaria 45% do consumo bruto.

96. O modelo de incentivo financeiro adoptado em Portugal determina que a PRE é vendida em Portugal segundo um regime de compra garantida pelo CUR – toda a energia que é injectada na rede é comprada – e com base em tarifas administrativamente fixadas.
97. No contexto do regime jurídico em vigor, a produção de electricidade em regime especial é deduzida à procura que o CUR leva a mercado, na medida em que qualquer variação na electricidade produzida em regime especial é suportada pelo CUR, no contexto da obrigação de aquisição obrigatória a preço regulado.
98. De acordo com o Decreto-Lei n.º 33-A / 2005, de 16 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, o regime especial da PRE renovável deverá estar garantido por um período de quinze anos, podendo ainda estender-se por mais cinco anos para centrais hídricas PRE. A PRE renovável poderá entrar em mercado, associada a certificados verdes transaccionáveis. No que respeita à PRE de co-geração, o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, tal como alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto, prevê, como regra geral, que os cogeneradores deverão vender a sua energia em mercado. Porém, o n.º 2 do artigo 33.º do mesmo diploma, prevê um regime transitório, segundo o qual, as instalações existentes poderão manter os tarifários regulados em vigor, por um período de até 180 meses.

#### **4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual**

99. O início do MIBEL seguiu-se ao cessar dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo que a EDP tinha com a REN, o que ocorreu em 30 de Junho de 2007, e à entrada, no mercado liberalizado, das centrais que estavam sujeitas a CAE. Estes contratos assentavam num regime de exclusividade e garantiam certeza remuneratória aos produtores. Resultava, então, que os produtores detinham um rendimento pela exploração das centrais que era independente das quantidades de energia efectivamente fornecidas.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

100. A cessação dos CAE na posse da EDP teve como contrapartida a aplicação de um esquema de compensação que recebeu a designação de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os CMEC visam manter as condições de remuneração das centrais, conforme anteriormente estabelecido nos CAE, no mercado da produção liberalizado. Estas compensações têm uma duração limitada, definida em função da duração dos CAE que foram alvo de cessação, conforme as condições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, posteriormente revisto pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio. Nos primeiros 10 anos de aplicação dos CMEC, as compensações desdobram-se numa componente fixa e numa componente de revisibilidade. A componente fixa foi determinada a partir de pressupostos iniciais de preços, custos de combustíveis, regimes hidrológicos e quantidades vendidas. A componente de revisibilidade, que pode ser positiva ou negativa, ajusta a compensação face a alterações nos pressupostos iniciais em termos de preços, custos de combustíveis, regime hidrológico e quantidades vendidas, por forma a garantir a equivalência remuneratória face aos CAEs cessados. Para o período remanescente de aplicação dos CMEC, a compensação é fixa, cessando o regime de revisibilidades das compensações. Desse modo, a partir de 2017, a remuneração das centrais CMEC passa a ser sensível a variações de preços, custos e quantidades vendidas.
101. Os CAE que não pertenciam à EDP não foram cessados, tendo sido criada a REN Trading, S.A. para vender em mercado a energia eléctrica produzida pelas duas centrais que mantiveram os respectivos CAE (Tejo Energia e Turbogás).

#### **4.5. Tarifa de Venda a Clientes Finais pelo CUR**

102. Como já foi referido no parágrafo 76, ao nível do Grupo EDP, é a EDP Serviço Universal que assume o papel do CUR, ao vender a energia a clientes finais, a uma tarifa que é regulada pela ERSE.
103. As tarifas de comercialização do CUR a clientes finais são desenhadas com o intuito de recuperar todos os custos de fornecimento. São determinadas no ano n-1 para vigorar no ano n, com base, entre outros factores, em estimativas da procura e dos preços da energia em mercado.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

104. Caso existam desvios nas previsões e o encaixe financeiro das tarifas seja inferior aos custos de fornecimento, então, no ano n+1, as tarifas são calculadas no sentido de retroactivamente recuperar esses desvios. Do mesmo modo, caso os proveitos tarifários sejam superiores aos custos de fornecimento, resulta uma devolução financeira ajustada nas tarifas do ano seguinte.
105. Nestes termos, os preços grossistas de energia serão sempre reflectidos, ora directamente, ora com desfasamento, existindo correcção de desvios, nas tarifas do comercializador de último recurso. Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, previu-se a extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT; MT e BTE. A venda de electricidade nesses níveis de tensão fica então submetida ao regime de preços livres, cessando o regime, mediante o qual, os clientes desses níveis de tensão, poderiam optar por ser fornecidos pelo CUR ou por um comercializador em regime de mercado.

#### **4.6. Enquadramento da produção hidroeléctrica e o regime legal do uso do domínio público hídrico**

106. Com a publicação da Lei da Água<sup>24</sup> e o Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, define-se o regime jurídico relativo às bases do regime de utilização de recursos hídricos, nomeadamente no que se refere à utilização privativa do domínio público hídrico para a produção de electricidade. O modelo consagrado nestes diplomas dispõe os mecanismos de regulação da sua utilização, seja para novos aproveitamentos hidroeléctricos, seja para os pré-existentes.
107. Os elementos mais importantes dos referidos diplomas, relativamente à produção de electricidade com meios hidráulicos, relacionam-se com o modelo de atribuição do título de utilização dos recursos hídricos, a sua transmissibilidade, bem como a sua exploração.
108. O modelo consagrado para a atribuição do título prevê que esta seja realizada mediante concurso, sempre que para um dado aproveitamento se identifique mais do que um interessado. Prevê,

---

<sup>24</sup> Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, que aprova a Lei da Água, transpondo para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2000/60/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro, e estabelecendo as bases e o quadro institucional para a gestão sustentável das águas.

- igualmente, que o Governo possa promover a implementação de infra-estruturas públicas destinadas à produção de energia hidroeléctrica superiores a 100 MW, sendo, nesses casos, a concessão atribuída mediante procedimento concursal, nos termos a fixar para cada concessão por Resolução do Conselho de Ministros (cfr. Art.º 24 do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio).
109. No que toca à transmissibilidade e transacção dos títulos de utilização, prevê a legislação pública que ela é possível, desde que se mantenham os requisitos que presidiram à sua atribuição, ficando por esse efeito o adquirente sub-rogado em todos os direitos e deveres do cedente enquanto durar o prazo do respectivo título de utilização (cfr. artigo 26.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007).
110. A exploração do domínio público hídrico para a produção de electricidade encontrar-se-á ainda sujeita ao pagamento de taxa de recursos hídricos, que define a contrapartida pela utilização do domínio público hídrico para fins privativos (artigo 68.º da Lei da Água).
111. O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 estabeleceu um mecanismo especial de regularização da atribuição de títulos de utilização às empresas titulares de centros electroprodutores que, à presente data, e em território nacional, se aplica apenas ao grupo EDP (cfr. artigo 91.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007). Resulta deste mecanismo que a EDP viu estendido o direito de utilização do domínio hídrico de 26 centrais hídricas por um período que durará, em média, até 2047. A contrapartida financeira, determinada pelo governo, consistiu num pagamento de 759 milhões de euros, correspondente ao valor de equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos na titularidade do grupo EDP, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 226-A/07, de 31 de Maio.<sup>25</sup>
112. Em Novembro de 2007, é publicado o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico<sup>26</sup> (doravante PNBEPH). Este plano tem como objectivo identificar novos aproveitamentos hidroeléctricos no horizonte temporal de 2007 a 2020, propondo a realização de 10 novos aproveitamentos equivalentes a 1097 MW de potência instalada.

---

<sup>25</sup> Cf. Comunicado de 15.06.2007, *Cessação Antecipada dos CAEs*, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

<sup>26</sup> Disponível em [www.inag.pt](http://www.inag.pt) e [www.portugal.gov.pt](http://www.portugal.gov.pt).

113. De mencionar, por último, o Despacho n.º 1813/2009, de 7 de Agosto, do Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, que procede à revisão dos planos das bacias hidrográficas do Vouga, do Mondego, do Lis e das Ribeiras do Oeste.
114. O mencionado Despacho estabelece a elaboração do plano de gestão das bacias hidrográficas que integram a região hidrográfica do Vouga, Mondego, Lis e Ribeiras do Oeste (RH4) (“PGBH”), com o objectivo de protecção e valorização ambiental, social e económica dos recursos hídricos ao nível das bacias hidrográficas integradas na RH4 e com vista ao cumprimento dos objectivos ambientais e das medidas de protecção e valorização dos recursos hídricos estabelecidos na Lei da Água.
115. Assim, as bacias hidrográficas sitas na RH4, em que o aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida se insere, estarão sujeitas ao PGBH, que se encontra em elaboração, com o qual se pretende atingir a boa qualidade das massas de água, até ao ano 2015, de acordo com o determinado na Directiva Quadro da Água (Directiva n.º 2000/60/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro), transposta pela Lei da Água, aprovada pela Lei n.º 58/2005 de 29 de Dezembro.

## V – MERCADOS RELEVANTES

### 5.1. Mercado do Produto Relevante

#### 5.1.1. Posição da Notificante

116. Segundo a Notificante, a definição de mercado do produto relevante, para efeitos da análise da presente operação, deverá tomar em consideração a actividade a desenvolver pela Greenvouga, a qual, como referido *supra*, se centrará na produção de energia eléctrica de natureza hídrica, em regime especial e em regime ordinário.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

117. Neste pressuposto, a Notificante considera que os mercados do produto relevantes a considerar, para efeitos da presente operação, correspondem à (i) produção de electricidade em regime especial (a “PRE”), e à (ii) produção de electricidade em regime ordinário (a “PRO”).
118. A Notificante fundamenta o seu entendimento, quanto à definição do mercado do produto relevante, remetendo para a posição assumida no âmbito de procedimentos de controlo de concentração anteriores, envolvendo actividades semelhantes<sup>27</sup>.
119. Nesses processos, a EDP alegou que o mercado liberalizado, que corresponde à PRO, constituirá um mercado relevante distinto do da produção de electricidade sujeita a regulação, correspondente à PRE, uma vez que esta última consubstancia uma forma regulada de produção de electricidade, em que a procura é garantida e os preços não se formam livremente pela interacção entre a oferta e a procura, sendo antes regulados, tratando-se de uma actividade regulada, sem concorrência entre produtores.
120. Acresce que, segundo a Notificante, os preços da electricidade produzida em regime especial são fixos, para além de mais elevados do que os preços praticados no mercado liberalizado, pelo que não existirão incentivos para que os produtores de PRE passem a transaccionar a sua produção em mercado livre, introduzindo elementos de risco.
121. Por outro lado, a Notificante defendeu que, no contexto deste regime jurídico, os critérios tradicionais utilizados na definição de mercado, em particular o “SSNIP test”<sup>28</sup>, não são aplicáveis à PRE em Portugal, tendo em conta que, por um lado, mesmo um eventual monopolista na PRE não poderia determinar o aumento de preço da electricidade produzida, uma vez que o preço é regulado e, por outro lado, qualquer aumento do preço da electricidade

---

<sup>27</sup> Vide, por exemplo, Ccent. n.º 16/2005 – Erenova/Ortiga\*Safrá, de Novembro de 2005; Ccent. n.º 60/2005 – Erenova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005; Ccent. 06/2007 – Erenova / Eólica da Alagoa, de 26 de Fevereiro de 2007; Ccent n.º 02/2008 – EDP / Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo, de 25 de Junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), ambas de 25 de Junho de 2008.

<sup>28</sup> O “SSNIP test” – *Small but Significant Non-transitory Increase in Prices* – é um instrumento utilizado para efeitos da definição de mercado relevante, que permite aferir se um aumento de preços, por parte de um monopolista hipotético, seria lucrativo ou não. Caso se verifique que tal aumento de preços é lucrativo, estamos perante um mercado autónomo.

produzida no âmbito da PRE não levaria a uma alteração da procura, uma vez que o CUR está obrigado a comprar toda a electricidade produzida em regime especial.

122. Com efeito, e segundo a Notificante, o conceito de substituíbilidade, no qual o “SSNIP test” é baseado, tem subjacente que o consumidor é livre de escolher entre diferentes alternativas, dependendo a sua decisão final da inter-influência entre os preços relativos e as preferências relativas pelos diferentes produtos, o que impossibilitará a aplicação do referido teste, no caso concreto, para efeitos de definição de mercado relevante.
123. Considerou, assim, a Notificante, que o “SSNIP test” seria apenas aplicável à PRO, onde os preços estão liberalizados, resultando dessa aplicação que esse é um mercado bem definido, distinto do PRE, já que os consumidores, perante um aumento dos preços da energia comercializada no mercado liberalizado, não poderão ver a sua procura pela PRE satisfeita.
124. Assim, a Notificante entende que, tendo em consideração a actividade desenvolvida tanto pela EDP Produção como pela Greenvouga, os mercados do produto relevantes a ter em consideração, para efeitos da presente operação, correspondem à (i) produção de electricidade em regime especial (PRE) e à (ii) produção de electricidade em regime ordinário (PRO).
125. Todavia, nos processos de concentração anteriores, para os quais a Notificante remete, esta posição da Notificante relativamente ao mercado de produto relevante não impediu que esta reconhecesse a existência de relações indirectas, em termos de quantidade de energia produzida, entre a PRO e a PRE, as quais podem ser tomadas em consideração, e que dessas relações poderão resultar efeitos na formação dos preços no mercado liberalizado.
126. No que se refere à actividade relativa à prestação de serviços de sistema, a Notificante discorda que esta seja considerada enquanto mercado relevante, visto entender que dificilmente os serviços de ajuste de sistema serão directamente afectados pela operação projectada, atentas as *“características técnicas e a data de entrada em serviço da central em questão, as exigências técnicas e operativas da referida actividade e as alterações que se perspectivam no quadro legislativo e regulamentar desta mesma actividade”*.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

127. A este respeito, a Notificante informou que, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios].

128. Neste sentido, a Notificante identificou os serviços de ajuste de sistema como uma actividade relacionada, e não enquanto mercado relevante, para efeitos da operação notificada.

129. Todavia, esclarece que acolhe a posição adoptada na prática decisória anterior da AdC<sup>29</sup>, de que as actividades de prestação de serviços de ajuste de sistema deverão ser encaradas como mercados autónomos, face a produção de energia eléctrica.

## 5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência

### 5.1.2.1. Mercado da Produção de Energia Eléctrica

130. Na sua prática decisória, e em linha com o entendimento da Comissão Europeia, expresso numa diversidade de decisões, a Autoridade da Concorrência tem considerado que o sector da energia eléctrica se subdivide em quatro actividades<sup>30</sup>:

1. *Produção de electricidade;*
2. *Transporte;*
3. *Distribuição;*
4. *Comercialização/fornecimento ao cliente final.*

131. Na acepção da Comissão Europeia<sup>31</sup>, estas actividades constituem mercados de produto autónomos, uma vez que cada uma delas apresenta uma estrutura de mercado distinta, o que

---

<sup>29</sup> Cf. Decisões da Autoridade relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP / Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo, de 25 de Junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), ambas de 25 de Junho de 2008.

<sup>30</sup> Vide, por exemplo, Ccent. 10/2003 – Enersis/HE70 (decidida em 20 de Junho de 2003); e Ccent. 26/2004 – Enersis/Fespect/Renewable Energy System (decidida em 26 de Agosto de 2004), Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Safra (decidida em 11 de Novembro de 2005) e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes (decidida a 30 de Novembro de 2005) e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (decidida em 26 de Fevereiro de 2007) e Ccent. 02/2008 – EDP/Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo, de 25 de Junho de 2008 e Ccent. 06/2008 - EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), de 25 de Junho de 2008.

implica condições de concorrência heterogéneas. Acresce que cada uma destas actividades exige activos e meios de produção diferentes.

132. Ora, no contexto da presente operação de concentração, é de referir que, deste conjunto de actividades, a adquirente apenas prevê, via a exploração do Aproveitamento Hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida, a produção de electricidade, pelo que a análise jus-concorrencial incidirá sobre aquela actividade.
133. Em casos anteriores<sup>32</sup>, a Autoridade da Concorrência concluiu que a produção de energia eléctrica em PRE e em PRO devem ser consideradas como substitutas aquando da satisfação da procura grossista de electricidade e, assim, as duas formas de produção deverão integrar um único mercado relevante, cuja actividade corresponde à produção de energia eléctrica.
134. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, implica uma alteração do modo como a PRE deverá influenciar os preços nos mercados organizados, diferente daquela que foi tida em conta nas decisões Enernova I e II (*vide* nota de rodapé 32).
135. Com efeito, se conforme as disposições definidas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, entretanto revogado, a PRE exerceria a sua influência no âmbito dos mercados organizados pelo lado da oferta mediante ofertas de quantidades nesses mercados, no contexto definido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, este efeito surgirá do lado da procura.
136. Contudo, tal como a Autoridade da Concorrência já argumentou na decisão relativa à operação de concentração Ccent. 06/2007 – Enernova/Eólica de Alagoa (Enernova III), esta alteração regulamentar não modifica a inter-influência existente entre a PRO e a PRE.

---

<sup>31</sup> *Vide* por exemplo, COMP. IV/M.1346 – EDF/London Electricity (decidida em 27 de Janeiro de 1999); COMP. IV/M.1606 – EDF South Western Electricity (decidida em 19 de Julho de 1999); COMP./M.2801 – RWE/INNOGY (decidida em 17 de Maio de 2002).

<sup>32</sup> *Vide* Ccent. 29/2004 – National Power/Turbogás, decidida em 7 de Setembro de 2004, Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Safra (Enernova I), de 11 de Novembro de 2005 e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes (Enernova II), de 30 de Novembro de 2005, Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (Enernova III), de 26 de Fevereiro de 2007, Ccent.02/2008 – EDP/ Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo e Ccent.06/2008 EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), ambas de 25 de Junho de 2008.

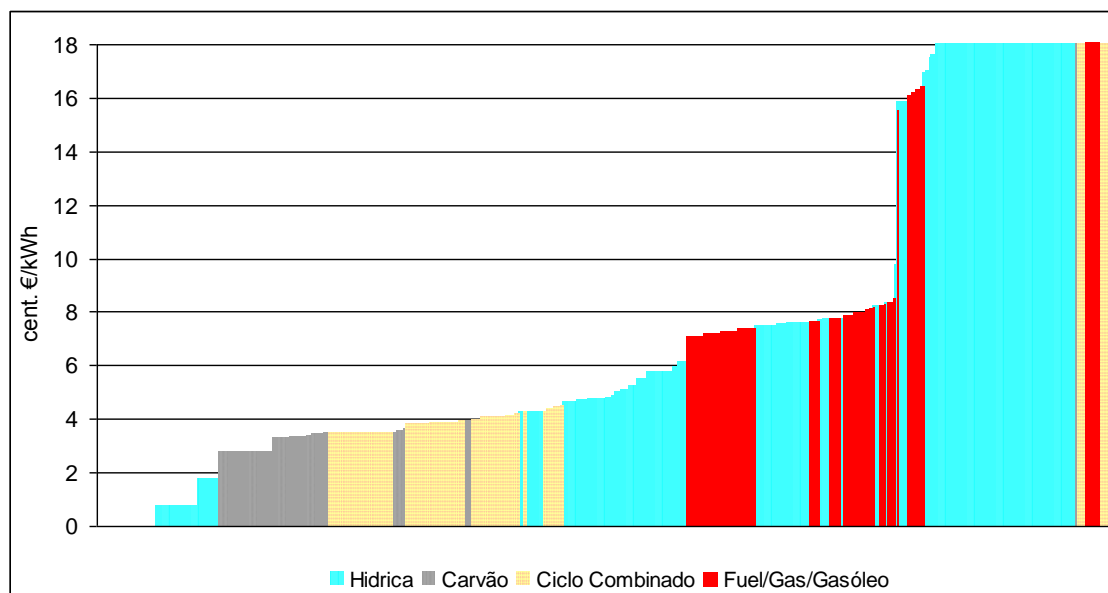
137. Efectivamente, o facto de a procura, que o CUR deverá dirigir aos mercados organizados, ser realizada em função da diferença entre a procura global dos respectivos clientes e as quantidades de PRE previstas implica que a uma menor produção do segmento PRE corresponde uma maior procura de electricidade por parte do CUR, podendo resultar uma subida dos preços da PRO.
138. O Regulador do Sector (ERSE) manifestou entendimento idêntico no Parecer enviado à Autoridade da Concorrência: “*os volumes de produção de energia eléctrica de produtores em regime especial têm um reflexo indirecto no preço do mercado diário de energia eléctrica, sobretudo para a área portuguesa do MIBEL, por via das compras dirigidas a este mercado pelo CUR*”<sup>33</sup>.
139. Neste sentido, e apesar de o preço da PRE não ser, de facto, afectado pelas condições de concorrência do mercado, o impacto, via quantidade produzida da PRE, para a determinação da oferta marginal que determina o preço de mercado da PRO é semelhante ao de outras formas de produção de electricidade.
140. Tomemos, como exemplo, a electricidade produzida a partir de centrais térmicas a carvão e a produzida a partir de centrais térmicas a fuelóleo. Na perspectiva do consumidor, a electricidade produzida por estas centrais electroprodutoras satisfaz a procura grossista da mesma forma, i.e., em termos das suas características intrínsecas, o produto é homogéneo.
141. Contudo, sendo os custos de produção de electricidade nestes dois tipos de centrais muito distintos, o preço máximo a que é efectuada uma oferta de venda da electricidade produzida nas centrais térmicas a carvão será sempre inferior ao preço mínimo a que é efectuada a oferta de venda da electricidade produzida nas centrais térmicas a fuelóleo.
142. Este facto pode ser comprovado pela figura *infra* que ilustra como as diferentes formas de produção de electricidade constituem a curva da oferta, traduzindo a ordem de mérito da

---

<sup>33</sup> Vide páginas 13 e 14 do Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

produção de energia, i.e., a ordem de preços a que os diversos tipos de centrais são colocados em mercado.

**Gráfico 1: Curva da Oferta no mercado liberalizado de produção eléctrica, em Portugal, 23 de Outubro de 2007**



**Fonte:** OMEL<sup>34</sup>. Tratamento dos dados públicos, disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es), pela AdC.

143. De acordo com este gráfico, a produção de centrais a carvão é oferecida a um preço entre 3–4 cent.€/kWh, sendo sempre chamada a produzir, tanto em horas de menor como de maior consumo, enquanto que a produção de uma central a fuelóleo é colocada acima dos 7 cent.€/kWh, sendo apenas chamada a produzir em períodos de consumo mais elevado. Desta forma, o preço médio a que é transaccionada a electricidade produzida numa central a carvão é inferior ao preço médio a que é transaccionada a electricidade produzida numa central a fuelóleo.

144. Neste contexto, a pressão concorrencial que as centrais térmicas a carvão exercem sobre as centrais térmicas a fuelóleo acontece ao nível das quantidades e não tanto ao nível dos preços a que são oferecidas, i.e., a quantidade de electricidade produzida nas centrais térmicas a fuelóleo

<sup>34</sup>Este gráfico foi construído com base na curva da oferta de produtores nacionais no dia 23 de Outubro de 2007, na hora 17, considerando para as ofertas infra-marginais apenas aquelas que foram casadas.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

é apenas condicionada pelas ofertas de venda realizadas pelas centrais a carvão via quantidade, na medida em que, para uma mesma procura, um aumento nas quantidades oferecidas pelas centrais a carvão leva a uma redução das quantidades transaccionadas pelas centrais a fuelóleo, enquanto um acréscimo do preço de oferta das centrais a carvão não conduz a uma alteração nas quantidades transaccionadas das centrais a fuelóleo.

145. Já a quantidade de electricidade produzida pelas centrais a carvão não depende da oferta de electricidade pelas centrais térmicas a fuelóleo, uma vez que o preço de oferta destas últimas é sempre superior ao preço das ofertas de venda das primeiras.

146. Em suma, estas duas formas de produção de electricidade concorrem de forma sequencial na satisfação da procura grossista de electricidade e, conseqüentemente, na determinação do preço da oferta marginal de PRO. O mesmo acontece na relação entre PRE e PRO, no sentido em que a quantidade produzida no sistema PRE não depende das quantidades produzidas no sistema PRO, porém, a quantidade de PRO transaccionada é influenciada pela quantidade produzida de PRE.

147. Assim sendo, a electricidade produzida nas centrais que ocupam as posições de carga base<sup>35</sup> na ordem de mérito *supra* definida determina a quantidade de electricidade produzida em centrais que ocupam as últimas posições nessa ordem de mérito, sendo que o inverso não é verdadeiro.

148. Neste sentido, poder-se-á entender, hipoteticamente, a PRE como ocupando a base da ordem de mérito, i.e., como se fosse ofertada a custo zero, sendo a primeira a satisfazer a procura grossista e, por isso, deduzida à procura de electricidade dirigida aos produtores de PRO que se seguem na ordem de mérito. Tal hipótese tem reprodução prática em mercados onde a PRE participa directamente em mercado, como acontece no mercado Espanhol, em particular para a produção PRE em que os custos variáveis são nulos ou próximos de zero.

149. Ou seja, as quantidades de PRE vendidas num regime de compra garantida ou num regime de participação directa em mercado organizado serão, em teoria, equivalentes.

---

<sup>35</sup>A produção carga base é a produção que ocupa os primeiros lugares na ordem de mérito, entrando sempre para a satisfação da procura.

150. Realce-se, no entanto, que, enquanto o preço a que é efectivamente transaccionada a PRO depende das ofertas casadas de electricidade fornecida pelas diversas centrais electroprodutoras, o mesmo não se aplica à PRE, cujo preço é, tal como se referiu anteriormente, fixado administrativamente.
151. Porém, considerar as diferenças de regimes regulatórios no que toca à determinação dos preços como critério único para considerar que PRE e PRO são mercados de produto distintos, como sustentado pela Notificante, não incorpora devidamente outros factores a ter em conta, como sejam a homogeneidade de produto e a forma como os diferentes modos de produção interagem nas condições da oferta e na formação de preços.
152. Cumpre, aliás, notar que, no seio do sistema PRO, subsistem igualmente diferenças regulatórias importantes no que respeita à determinação das condições remuneratórias.
153. As centrais da EDP anteriormente vinculadas a Contratos de Aquisição de Energia estão sujeitas às compensações CMEC. As centrais da Tejo Energia e da Turbogás encontram-se ainda vinculadas a Contratos de Aquisição de Energia com a REN Trading. As centrais do extinto SENV, todas pertença da EDP, são aquelas cuja remuneração se encontra efectivamente dependente dos preços e quantidades vendidas em mercado. Pelo contrário, a remuneração das centrais sujeitas a CMEC ou ainda vinculadas a CAE não depende nem dos preços nem das quantidades vendidas, mas antes das condições reguladas em contratos ou no modo de cálculo das compensações CMEC.
154. Nestes termos, levado ao extremo o argumento das diferenças regulatórias no que toca à determinação do preço de venda da energia eléctrica, poder-se-ia alegar estar-se em presença de quatro mercados de produto distintos, onde se identificava a PRE e a PRO subdividida em centrais sujeitas a CMEC, centrais vinculadas a CAE e as centrais do extinto SENV. Ora, tal tese não tem validade, atento o seguinte:

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

- a) todas as centrais PRO, independentemente do regime de remuneração a que se encontram sujeitas, participam em mercado, sendo as suas ofertas ordenadas de acordo com o preço, definindo a curva de oferta de energia eléctrica;
- b) como decorre do ponto 144, a principal dimensão em que ocorre a concorrência entre as centrais electroprodutoras que ocupam posições afastadas na ordem de mérito é a quantidade, e não o preço.

155. Desta forma, como se demonstrou, considerar que o mercado relevante do produto engloba a electricidade produzida em centrais electroprodutoras de PRO que ocupam diferentes posições na ordem de mérito e/ou integram diferentes regimes de regulação contratual é concordante com a aceitação de que a PRE e a PRO fazem parte integrante do mesmo mercado de produto relevante.

156. Considera, desta forma, a Autoridade da Concorrência, que a inter-influência entre a PRO e a PRE justifica que a PRE seja integrada no mesmo mercado relevante da PRO, o que, aliás, redundaria do reconhecimento que a PRE é uma componente relevante da oferta do mercado de produção de energia eléctrica, atendendo também às condições de homogeneidade do produto final, que é indistinto tratando-se da PRE ou da PRO.

157. Caso se verificasse uma participação directa da PRE em mercado, na medida em que fizesse depender a remuneração do produtor PRE dos preços de mercado, tal tornaria mais imediata a conclusão por uma definição do mercado de produto englobando tanto a PRE como a PRO. Este é, aliás, o entendimento da Comissão Europeia, demonstrado no caso do mercado Espanhol de produção de electricidade<sup>36</sup> no qual a PRE, em particular a de origem renovável, vai a mercado a preços próximos de zero.

---

<sup>36</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.4865 Enel/Acciona/Endesa, de 05.07.2007. Refira-se que, de acordo com o entendimento da Comissão Europeia e da autoridade nacional de concorrência de Espanha, o mercado de produção de energia eléctrica em Espanha engloba tanto a produção em regime especial como a produção em regime ordinário. Por outro lado, ambas as instituições entendem que a delimitação geográfica deste mercado corresponde ao território peninsular Espanhol.

158. Contudo, face à natureza específica dos mercados eléctricos, a participação directa no mercado, com a remuneração da PRE aos preços do mercado, não deverá ser o único critério a observar na definição do mercado do produto, como alega a Notificante, quando refere que a inaplicabilidade do “*SSNIP test*” conduziria necessariamente à conclusão que PRE e PRO são mercados distintos em virtude dos preços da PRE serem fixados por via administrativa. Entende-se não ser válido este argumento, na medida em que o “*SSNIP test*” deve ser realizado, em mercados regulados, considerando uma situação hipotética de inexistência de regulação.
159. De facto, e tal como se expôs *supra*, o preço não é o único factor que influi no desempenho dos mercados grossistas de electricidade. Conforme sublinhado pela Comissão Europeia<sup>37</sup>, um agente com posição dominante pode influenciar o processo de formação dos preços através da retirada estratégica de capacidade de produção infra-marginal<sup>38</sup> no mercado e, por essa via, conduzir a um incremento dos preços fixados por centrais mais caras, mesmo que essas centrais pertençam a outros concorrentes.
160. Em suma, a Autoridade da Concorrência considera válidas as conclusões relativas ao mercado de produto relevante expressas nas decisões de operações de concentração anteriores, definindo como mercado relevante do produto, para efeitos da apreciação jus-concorrencial da presente operação de concentração, o mercado da produção de energia eléctrica<sup>39</sup>.

#### 5.1.2.2. Serviços de ajuste de sistema

161. No sistema eléctrico nacional, os níveis de regulação necessários para fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumos reais são fixados pelo Gestor de Sistema – função exercida pela REN.

---

<sup>37</sup> Vide Comissão Europeia, “*Report on the Energy Sector Inquiry, Inquiry into the European gas and electricity sectors pursuant to Article 17 of Regulation 1/2003*”.

<sup>38</sup> *I.e.*, centrais com custo de produção inferiores àquelas que fixam o preço de equilíbrio.

<sup>39</sup> Conforme já foi seu entendimento nas decisões relativas às: Ccent. 4/2005 – Sacyr – Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005 Ccent. 29/2004 – National Power/Turbogás, de 7 de Setembro de 2004, Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Safra, de 11 de Novembro de 2005) e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005), Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa, de 26 de Fevereiro de 2007), e Ccent.02/2008 – EDP/ Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo e Ccent.06/2008 EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), de 25 de Junho de 2008.

162. A regulação do sistema é efectuada por recurso à capacidade de produção oferecida pelos agentes produtores e mantida sob reserva, para fazer face às necessidades de correcção dos desvios em tempo real.
163. O Gestor de Sistema coordena a correcção dos desvios, por recurso aos serviços dos agentes produtores, nomeadamente aos serviços de regulação primária, secundária e terciária, assim ordenados pela ordem com que os mesmos são solicitados.
164. A regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos geradores em serviço, e tem por objectivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo. Todos os geradores em serviço devem fornecer regulação primária.
165. No entanto, esta banda de regulação pode revelar-se insuficiente para corrigir todos os desvios do sistema e, como tal, o Gestor de Sistema poderá ter de recorrer à regulação secundária e, eventualmente, também à reserva terciária. A regulação secundária e terciária visam garantir que os desvios são corrigidos no sistema eléctrico que os origina, de modo a evitar desequilíbrios nos programas de trocas de energias entre sistemas eléctricos.
166. Note-se que, ao contrário da banda primária, as reservas secundária e terciária são serviços complementares e remunerados, assentes em mecanismos de mercado, sendo contratados no contexto de leilões competitivos.
167. O mercado de serviços de ajuste de sistema ocorre após o encerramento do mercado diário do OMEL, sendo constituído por um conjunto de processos mediante os quais se resolvem, em tempo real, os desequilíbrios pontuais e instantâneos entre a produção e o consumo, e que são contratados mediante ofertas dos produtores. Neste mercado, o gestor do sistema eléctrico define a procura, e as centrais eléctricas correspondem à oferta.
168. Conforme resulta do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema de Dezembro de 2008<sup>40</sup>, a contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, integrando dois tipos principais de serviços<sup>41</sup>:

---

<sup>40</sup> Disponível em [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt).

- i. Regulação Secundária: o objectivo deste serviço é manter a capacidade de corrigir os potenciais desvios entre produção e consumo num prazo de entre 30 segundos e 15 minutos. O produto que é negociado neste mercado é a capacidade de aumentar ou diminuir a produção, sendo remunerado segundo a disponibilidade (margem ou reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a sua utilização (energia que foi entregue ou compensação pela redução da produção);
- ii. Regulação Terciária: o objectivo deste serviço é restituir a reserva de regulação secundária quando esta tenha sido utilizada, mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço. O produto negociado é, assim, a variação de produção que é possível conseguir num tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas. Existem dois sub-mercados, um onde é contratado um aumento da produção de energia eléctrica, e outro onde é contratada uma redução da produção de energia eléctrica.

169. Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é usualmente exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar num curto de espaço de tempo a produção –, em particular no que concerne aos serviços de regulação secundária, o que limita potencialmente os agentes produtores prestadores destes serviços àqueles que detenham centrais que cumpram os requisitos de flexibilidade necessários.

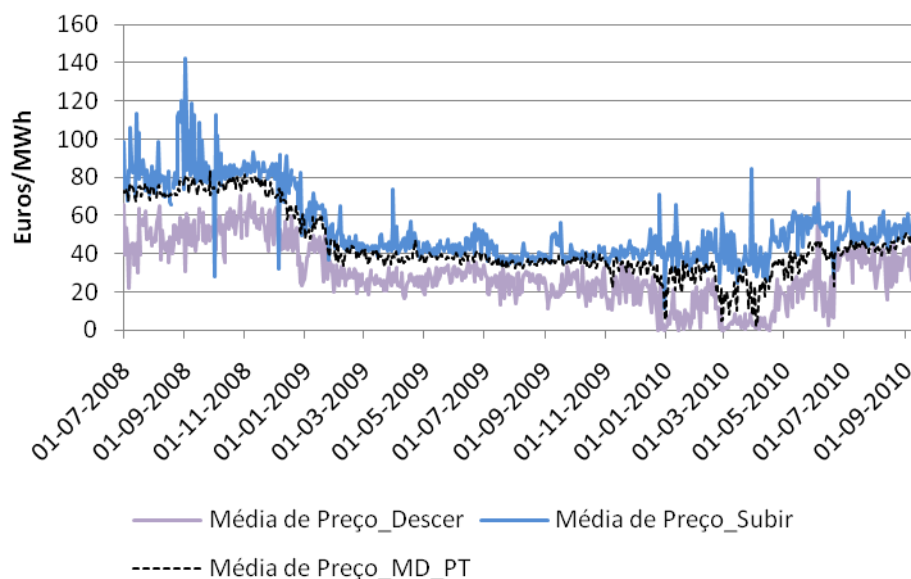
170. As especificidades técnicas que caracterizam os serviços de ajuste de sistema, quer quanto ao tipo de serviços que são contratualizados, quer quanto ao tipo de centrais que participam na prestação deste tipo de serviços, reduzem o grau de substituíbilidade entre transacções de energia nos mercados organizados e no mercado de serviços de ajuste de sistema. Note-se que, no caso da regulação secundária, apenas as centrais com equipamento de telerregulação estão habilitadas a prestar o serviço, cingindo a oferta a um grupo mais restrito de centrais.

---

<sup>41</sup> Existem ainda outros serviços, nomeadamente a regulação primária, controle de tensão e arranque autónomo. No entanto, note-se que no caso da regulação primária, de acordo com o Manual de Procedimentos do gestor de Sistema, se trata de um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelos geradores em serviço.

171. Por outro lado, o facto das importações de energia eléctrica e a produção em regime especial não fazerem parte da oferta neste mercado, cinge os participantes neste a um número inferior àquele que existe nos restantes mercados organizados.
172. De facto, existem barreiras de ordem técnica e regulatória que impedem que os serviços de sistema possam ser contratados a produtores localizados em Espanha. Acresce que a produção em regime PRE também não participa neste mercado.
173. No momento actual, a oferta ao nível de serviços de sistema é constituída apenas pela EDP, pela Iberdrola (desde Abril de 2009) e pelas centrais da Turbogás e da Tejo Energia, estas últimas colocadas em mercado pela REN Trading.
174. Refira-se que, em 2009, os preços do mercado da Regulação Terciária para subir são, em média (ponderada pelas quantidades transaccionadas<sup>42</sup>), 30,1% mais elevados que os preços no mercado diário, enquanto os preços da Regulação Terciária a descer são, em média, 44,2% mais baixos que os preços no mercado diário.

**Gráfico 2: Preços Médios (Média simples) do Mercado Diário, da terciária a Subir e da terciária a Descer**



**Fonte:** REN, tratamento AdC.

<sup>42</sup>Note-se que no cálculo da diferença de preços considerou-se apenas as horas em que houve recurso a regulação a subir ou a descer, respectivamente.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

175. A diferença de preços destes serviços face ao mercado diário, que, *per se*, não é um elemento determinante em termos de delimitação dos mercados, não contraria a autonomização dos mercados, antes indo no sentido dos elementos *supra* referidos, i.e., de que estamos perante mercados distintos.
176. Assim, e tal como já tem sido a prática decisória da Autoridade da Concorrência, nomeadamente na decisão relativa ao processo Ccent. 06/2008 – EDP/EDIA, dadas as características técnicas específicas do mercado de serviços de ajuste de sistema, que se reflectem em estruturas de mercado e preços de equilíbrio distintos dos mercados organizados onde é transaccionada a maior parte da produção de energia eléctrica, implica que se considere o mercado dos serviços de ajuste de sistema como um mercado relevante autónomo da comercialização grossista de electricidade, nomeadamente no que se refere às restantes formas de comercialização admitidas, no âmbito do MIBEL, para o mercado de produção de electricidade (mercados diário e intra-diários).
177. Uma vez autonomizado o mercado da contratação de serviços de ajuste de sistema face ao mercado da comercialização grossista de electricidade, importa analisar eventuais sub-segmentações adicionais no contexto dos diversos serviços de ajuste de sistema.
178. No que diz respeito à regulação secundária, esta é determinada de modo automático a partir do centro de controlo do Gestor de Sistema para os grupos de telerregulação. O Gestor de sistema ajusta automaticamente a produção de cada grupo gerador, dentro da banda de variação oferecida pelo produtor, em método de telerregulação.
179. Neste contexto, a banda secundária consiste na margem de variação da potência sobre a qual o Gestor de Sistema pode actuar de modo automático, quer a subir, quer a descer, face ao ponto de funcionamento em que o grupo gerador se encontra a cada instante.
180. Refira-se, ainda, a este respeito, que de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, de entre os grupos geradores em telerregulação, os grupos térmicos devem ser capazes de, para além da banda primária, variar continuamente a sua potência numa banda

correspondente a, pelo menos, 10% da sua potência, enquanto para os grupos hidráulicos a banda de regulação deverá corresponder a, pelo menos, 30% da potência nominal.

181. A actuação da regulação secundária conduz à diminuição da reserva de segurança do sistema, pelo que, a partir de um determinado patamar de utilização da reserva secundária, é usada a regulação terciária para restabelecer a reserva de regulação secundária.
182. Tal como se mencionou *supra*, a banda secundária é contratada no contexto de um leilão competitivo e a prestação deste serviço é remunerada com base em duas componentes, que dizem respeito à remuneração devida pela reserva de regulação atribuída e a remuneração da componente associada às quantidades de energia movimentadas, a subir ou a descer, na actuação da banda secundária.
183. A remuneração da reserva de regulação atribuída é a componente devida pelo serviço de banda secundária, ou telerregulação, que remunera a possibilidade do gestor de sistema poder ajustar livremente a produção do grupo gerador dentro da banda de variação permitida.
184. A remuneração associada às quantidades de energia movimentadas é feita de acordo com as regras adoptadas pela REN, por referência ao preço apurado para a energia terciária. Assim, a energia de regulação secundária valorizar-se-á ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, tanto a subir como a baixar, utilizada para substituir ou completar a energia de regulação secundária. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária resultante do seguimento do sinal de regulação, considera-se o preço da energia de regulação terciária que seria mobilizada para a substituir, a partir da respectiva curva de ofertas de regulação do sistema.
185. A banda secundária é utilizada para o reequilíbrio do sistema, incrementando a produção ou reduzindo o consumo de energia em operações de bombagem, quando ocorre um défice na geração programada face ao consumo real.
186. Por outro lado, a banda é utilizada quando se verifica um *superavit* da geração programada face ao consumo real, via a redução da geração programada ou pelo aumento da procura de energia para bombagem.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

187. No que diz respeito à regulação terciária, tal como se disse *supra*, esta tem por fim substituir ou completar a banda secundária utilizada, sendo que, ao contrário da reserva primária e secundária, que são automáticas, a reserva terciária é gerida manualmente.
188. A regulação terciária é um serviço complementar que todos os agentes estão obrigados a oferecer, desde que os respectivos grupos sejam declarados disponíveis. Entre as 18 e as 21 horas, todos os produtores que tenham recebido garantia de potência nas respectivas instalações de produção e de bombagem estão obrigados a colocar à disposição do Gestor de Sistema, para todas as áreas de balanço e para cada período de programação do dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, tanto para subir como a baixar, e o preço da energia correspondente, dentro dos valores estabelecidos pelo gestor de Sistema. O Gestor de Sistema mobilizará a prestação deste serviço com critérios de custo mínimo.
189. As ofertas de regulação terciária, a subir e/ou a descer, podem ser alteradas em resultado da sua participação nas várias sessões de mercados intra-diários, das indisponibilidades fortuitas, da atribuição de banda de regulação secundária, da falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.
190. Como tal, as centrais que participam no serviço de regulação terciária não serão, necessariamente, as mesmas que apresentam ofertas para a prestação de banda de regulação secundária.
191. De facto, para além de só poderem participar na regulação secundária as centrais com equipamento de telerregulação, note-se que este é um serviço prestado voluntariamente pelos agentes de mercado, enquanto a regulação terciária, apesar de remunerada, é um serviço de cariz obrigatório, no qual todos os grupos disponíveis têm de participar.
192. Note-se, ainda, que os mecanismos de contratação para um e outro tipo de serviço de sistema são distintos. Na banda secundária, o preço remunera a capacidade disponibilizada para telerregulação e a energia movimentada a subir ou a descer, enquanto no caso da regulação terciária, o preço remunera a energia movimentada em cada sentido de regulação.

193. Refira-se ainda que aqueles dois serviços de sistema têm também especificidades técnicas, nomeadamente no que diz respeito ao tempo de activação, sendo que o tempo de activação subjacente à reserva terciária é superior a 15 minutos e a reserva secundária é activada de forma rápida (menos de 30 segundos), o que resulta de ser automática.
194. Como tal, considera-se que a banda de regulação secundária e a regulação terciária ou de reserva constituem mercados relevantes autónomos.
195. Adicionalmente, importa analisar a possibilidade de uma sub-segmentação adicional do mercado da regulação terciária ou de reserva em termos de reserva terciária a subir e reserva terciária a descer.<sup>43</sup>
196. No caso da reserva terciária a subir, têm de fazer ofertas neste mercado todos os grupos geradores habilitados para o efeito, com toda a capacidade disponível para reserva de regulação, a subir e a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.
197. No caso da regulação terciária a descer, participam no serviço as unidades que venderam energia no contexto do mercado diário da produção, compreendendo, por natureza, as ofertas de preço infra-marginais. Assim, enquanto a regulação a descer engloba unidades de preço competitivo, em produção, a regulação terciária a subir compreende todas as unidades não casadas.
198. Estas razões implicam que as estruturas da oferta que emergem num ou noutro serviço são heterogéneas. Note-se, a título de exemplo, que no caso da regulação terciária a subir, participam as centrais a fuel, ao passo que na regulação a descer participam predominantemente as centrais de carga base mais competitivas, fíos de água.
199. Estes factores, por seu turno, vão reflectir-se nos preços de cada um daqueles serviços, que serão, conseqüentemente, distintos. Atente-se que, adicionalmente, os preços de cada um daqueles serviços têm um significado distinto. Na regulação a subir, o preço remunera as unidades extra adquiridas pelo gestor de sistema para equilibrar o sistema. Na regulação a

---

<sup>43</sup> Note-se que, relativamente à banda de regulação secundária, esta sub-segmentação adicional não se coloca, já que as ofertas de banda são colocadas pelos agentes para subir e descer, ao contrário do que acontece na reserva terciária, na qual as ofertas de reserva a subir e a descer, de carácter obrigatório, são independentes, sendo também remuneradas a um preço distinto.

descer, obtém-se o preço pelo qual os agentes de mercado estão disponíveis para recomprar unidades anteriormente vendidas.

200. Como tal, considera a Autoridade da Concorrência que a regulação terciária a subir e a regulação terciária a descer constituem mercados relevantes autónomos para efeitos da análise da presente operação de concentração.

### **5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante**

201. Em face de todo o exposto, a Autoridade da Concorrência considera que os mercados do produto relevante, para efeitos desta operação de concentração, correspondem: (i) ao mercado da produção de energia eléctrica<sup>44</sup>, (ii) ao mercado de banda de regulação secundária; (iii) ao mercado da regulação terciária a subir e (iv) ao mercado da regulação terciária a descer.

## **5.2. Mercado Geográfico Relevante**

### **5.2.1. Posição da Notificante**

202. A Notificante entende que a PRE, dada a sua natureza regulada, terá necessariamente uma dimensão nacional, conforme a posição que adoptou na Notificação das operações de concentração anteriormente citadas, uma que vez que o regime de compra garantida com preços fixados administrativamente manter-se-á, nos termos da legislação aplicável (designadamente, o Decreto-Lei n° 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, e o Decreto-Lei n° 225/2007, de 31 de Maio), por um prazo que varia entre os 15 e os 25 anos contados desde o início de fornecimento de electricidade à rede, período durante o qual não se vislumbram alterações que permitam modificar a presente definição.

203. Segundo a Notificante, é igualmente relevante que, no documento que fixa a Estratégia Nacional para a Energia 2020, de 16 de Março de 2010, o Governo português estabeleça metas claras e ambiciosas para cada uma das fontes de origem renovável, considerando o objectivo macro de

---

<sup>44</sup>Conforme já foi seu entendimento na Ccent 4/2005 – Sacyr –Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005 e nos Processos Enernova I e Enernova II e Enernova III.

garantir que em 2020, 60% da electricidade produzida e 31% do consumo de energia final em Portugal, tenham origem em fontes renováveis.

204. Já no que diz respeito à PRO, a Notificante considera terem recentemente ocorrido alterações *“no sector da electricidade no seu todo, designadamente as que directa ou indirectamente se relacionam com a produção em regime ordinário e que marcam profundamente o modelo de organização do sistema eléctrico, com o objectivo de acelerar a sua liberalização no quadro do MIBEL.*
205. Segundo a Notificante, a evolução do mercado verificada nos últimos anos confirma as expectativas de integração de mercado a que se referiu em notificações anteriores, no sentido de uma crescente capacidade de interligação e consequente integração do mercado Português e Espanhol da produção de electricidade, o que justificará a reapreciação do entendimento adoptado pela AdC, quanto à dimensão geográfica do mercado relevante da produção em regime ordinário, na sua prática decisória anterior, em que considerou que o âmbito do mercado da produção de electricidade em regime ordinário correspondia ao território nacional.
206. A crescente integração do alegado mercado ibérico manifestar-se-á, nomeadamente, ao nível: (i) da aproximação legislativa e regulamentar entre Portugal e Espanha, (ii) da existência de um modelo de funcionamento único e integrado, e (iii) do contínuo desenvolvimento da integração ao nível físico.
207. Quanto ao primeiro aspecto, a Notificante alega que a legislação e regulamentação portuguesa e espanhola no domínio da electricidade são construídas de forma cada vez mais coordenada pelas entidades responsáveis, constituindo um enquadramento legal harmonizado, tendente ao funcionamento integrado dos mercados<sup>45</sup>.
208. Esta harmonização será visível, quer nos diplomas que actualmente regulam o sector, quer na aproximação das entidades reguladoras dos dois países, expressa, nomeadamente na sua

---

<sup>45</sup>Vide as medidas de harmonização preconizadas no documento Estratégia Nacional para a Energia 2020, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010.

actuação e na criação do Conselho de Reguladores (que engloba a ERSE, a CNE, a CMVM e a CNMV)<sup>46</sup>.

209. No que concerne à existência de um modelo de funcionamento único e integrado, a Notificante realça que as plataformas de mercado do MIBEL funcionam de forma integrada e complementar, sendo geridas pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português (“OMIP”) e pelo *Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español* (“OMEL”).

210. A Notificante considera, ainda, que o facto de legislação nacional, em particular o artigo 7º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, utilizar como critério de selecção de agentes para atribuição de licenças de produção de electricidade, a quota de mercado dos agentes em causa no espaço geográfico do MIBEL, como uma indicação inequívoca de que o espaço relevante a considerar é o ibérico.

211. Em terceiro lugar, quanto ao contínuo desenvolvimento da integração ao nível físico, a Notificante realça que, em 1 de Julho de 2007 se terá iniciado uma nova etapa no movimento de integração do mercado ibérico da electricidade, com a implementação de algumas das medidas previstas no Plano de Compatibilização Regulatória, assinado por Portugal e Espanha a 8 de Março de 2007 (“Plano de Compatibilização Regulatória”), bem como com a ocorrência de alterações estruturais no mercado da electricidade, após 1 de Julho de 2007, nomeadamente:

- a) A cessação antecipada da quase totalidade dos CAE, por opção dos produtores, e participação no mercado das respectivas centrais, acompanhada da introdução do mecanismo dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”);
- b) O reforço contínuo da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, que actualmente já é superior a 15% da potência de ponta máxima nacional, antevendo-se um grau de possibilidade de cobertura da ponta nacional que poderá chegar aos 30%<sup>47</sup>, bem como a adopção de mecanismos de gestão da interligação harmonizada entre estes dois países;

---

<sup>46</sup> Cf. artigo 11.º do Acordo de Santiago de Compostela.

<sup>47</sup> Vide Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia 2020.

- c) O reconhecimento do OMEL enquanto plataforma de mercado à qual os operadores portugueses, designadamente o CUR, podem acorrer;
- d) A entrada em funcionamento do mercado diário conjunto para o MIBEL.

212. A Notificante conclui, do acima exposto, que as alterações acima descritas resultam na criação de um modelo de funcionamento dos sectores eléctricos de Portugal e de Espanha que, mais que harmonizado, é integrado, sendo que nos últimos anos foram adoptadas várias medidas no sentido do aprofundamento do MIBEL, com importantes impactos e implicações no mercado e seus agentes, em termos: (i) do preço que é tomado como referência, para efeitos das ofertas aos clientes no mercado livre; (ii) da tendencial aproximação/equivalência do preço grossista de referência entre Portugal e Espanha; (iii) da adopção de decisões de investimento cada vez mais uma lógica ibérica; e (iv) da crescente equivalência das diferentes tecnologias entre Portugal e Espanha.

213. Assim, e não obstante reconhecer que, nos primeiros meses de funcionamento do MIBEL, persistiram algumas diferenças, designadamente ao nível dos preços praticados, a Notificante entende que, actualmente, o MIBEL existe e funciona, tendo-se a situação corrigido rapidamente. Esta evolução reflectir-se-á em níveis de *market splitting* extremamente baixos, denotando um nível de integração do mercado eléctrico português e espanhol bastante elevado, como confirmado pela AdC<sup>48</sup>, fruto essencialmente de três factores: (i) fim das tarifas reguladas de comercialização; (ii) reforço contínuo da capacidade de interligação, o que diminui a probabilidade de congestionamento e consequente frequência de *market splitting*; (iii) maior capacidade produtiva, em termos de centrais de ciclo combinado, o que conduzirá a uma maior harmonização do portefólio de produção dos dois países e, conseqüentemente, à homogeneização dos custos da produção marginal entre Portugal e Espanha e convergência de preços nos dois países.

---

<sup>48</sup> Cf. as decisões adoptadas nos processo de notificação Ccent. 02/2008 EDP / *Pebble Hydro* \* H. Janeiro de Baixo e Ccent. 06/2008 EDP / *Activos EDIA (Alqueva / Pedrógão)*. Cfr. ainda Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007, Maio de 2009, disponível em [http://www.concorrenca.pt/download/AdC\\_Relatorio\\_Grossistas\\_Energia\\_Electrica\\_2007.pdf](http://www.concorrenca.pt/download/AdC_Relatorio_Grossistas_Energia_Electrica_2007.pdf).

214. Em suma, segundo a Notificante, as profundas alterações da estrutura do sector energético nos últimos anos e, em particular, após 1 de Julho de 2007, deverão implicar uma reavaliação da posição da AdC, *“tanto mais quando se presencia um esforço legislativo e económico no sentido de mudar estruturalmente a configuração dos mercados, numa perspectiva de integração supra nacional, que já demonstrou dar frutos”*.
215. No que se refere aos mercados relativos à prestação de serviços de sistema, a Notificante, com base na prática decisória anterior da AdC, considera que o âmbito geográfico dos mesmos corresponde ao território nacional.

## **5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência**

### **5.2.2.1. Mercado da produção de energia eléctrica**

216. A Autoridade da Concorrência adoptou uma definição do mercado do produto relevante distinta daquela que a Notificante propôs, designadamente como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica, integrando PRO e PRE, o que condiciona a delimitação geográfica dos mercados definidos.
217. Ora, a prática decisória, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia<sup>49</sup>, sobre a dimensão geográfica do mercado, tem sido a de definir o mercado da produção de energia eléctrica como tendo dimensão nacional.
218. Para tal tem contribuído, desde logo, o facto de a harmonização legal, regulamentar e regulatória do mercado de electricidade Português e Espanhol, referida pela Notificante, ainda não ser completa, continuando-se a verificar diferenças ao nível da regulação da PRE e também na resolução dos CAE, nomeadamente os que envolvem a Tejo Energia e a Turbogás.

---

<sup>49</sup>Veja-se, a título de exemplo, a exposição da Comissão Europeia relativamente à dimensão geográfica da produção de electricidade nas decisões relativas aos casos COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP; de 9 de Dezembro de 2004; COMP/M.3448 – EDP/Hidrocantábrico, de 9 de Setembro de 2004; COMP/M.5366 - IBERDROLA RENEVABLES / GAMESA, de 4 de Dezembro de 2008.

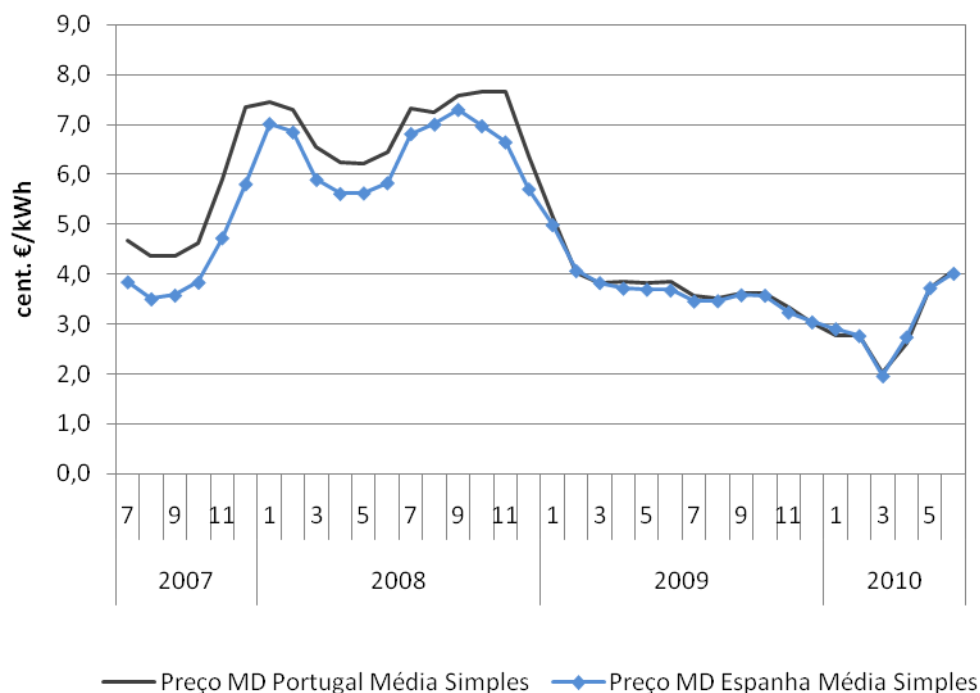
219. Um dos factores relevantes e recorrentes nas decisões anteriores da AdC<sup>50</sup> tem sido o facto de os fluxos de importação/exportação se encontrarem limitados, em grande medida, pelas restrições de capacidade das inter-conexões físicas existentes entre os dois países, que geraram situações de congestionamentos.
220. Ocorrem congestionamentos da rede de transmissão quando a procura comercial de capacidade de interligação excede a capacidade comercial de interligação definida pelos operadores de sistema: a REN e a REE.
221. Importa, antes de analisar o comportamento do sistema, em termos de congestionamentos por saturação da capacidade de interligação, enquadrar esta temática no contexto da delimitação dos mercados relevantes.
222. Para compreender o mecanismo de gestão de congestionamentos, importa relembrar que, tal como referido no ponto 87, o mecanismo de gestão de congestionamentos assenta num modelo de separação de mercados.
223. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta dos dois países.
224. Nestes termos, ocorre a separação de mercados em diferentes zonas de preços caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir. Um congestionamento no sentido importador tem como significado económico o esgotamento da possibilidade de recorrer a unidades extra de energia provenientes de importação para satisfazer a procura doméstica.

---

<sup>50</sup> Cf. Por exemplo, as Decisões adoptadas nos processos de notificação Ccent. 02/2008 EDP / *Pebble Hydro* \* H. *Janeiro de Baixo* e Ccent. 06/2008 EDP / *Activos EDIA (Alqueva / Pedrógão)*, já citados.

225. Neste caso, sendo a electricidade um bem não armazenável e sendo a respectiva procura de curto prazo caracterizada por uma quase nula sensibilidade a variações dos preços horários grossistas, a condição de equilíbrio entre oferta e procura será necessariamente obtida através de uma unidade marginal de oferta produzida por um centro electroprodutor em Portugal Continental.
226. Deste modo, ocorrendo congestionamentos no sentido importador, a concorrência para a satisfação da unidade marginal de produção, que satisfaz o equilíbrio entre oferta e procura, processar-se-á em função das condições da oferta em Portugal Continental. Nessa medida, quando ocorrem congestionamentos, os mercados Português e Espanhol separam-se, constituindo, necessariamente, dois mercados geográficos distintos.
227. Pelo contrário, a ausência de congestionamento no sentido importador tem como significado que a unidade marginal de oferta que satisfaz a condição de equilíbrio do mercado Português pode ser fisicamente obtida, em condições idênticas, por via de importações ou por produção nacional.
228. Por outro lado, na ausência de congestionamento no sentido exportador, a produção nacional e a produção Espanhola concorrem em condições fisicamente idênticas para a satisfação da procura doméstica, em Espanha.
229. Neste contexto, será então admissível que as condições da oferta e da procura, no que toca à definição do contexto geográfico relevante do mercado da produção de electricidade, se possam alterar em função da existência, ou não, de congestionamentos na interligação transfronteiriça.
230. O gráfico que se segue ilustra a evolução dos preços em Portugal e Espanha, permitindo analisar a evolução da frequência do mecanismo de separação de mercados desde a criação do MIBEL, em Julho de 2007.

**Gráfico 3: Preços médios diários para Portugal e Espanha, durante o 1º semestre, MIBEL (Jul. de 2007 a Junho de 2010)**



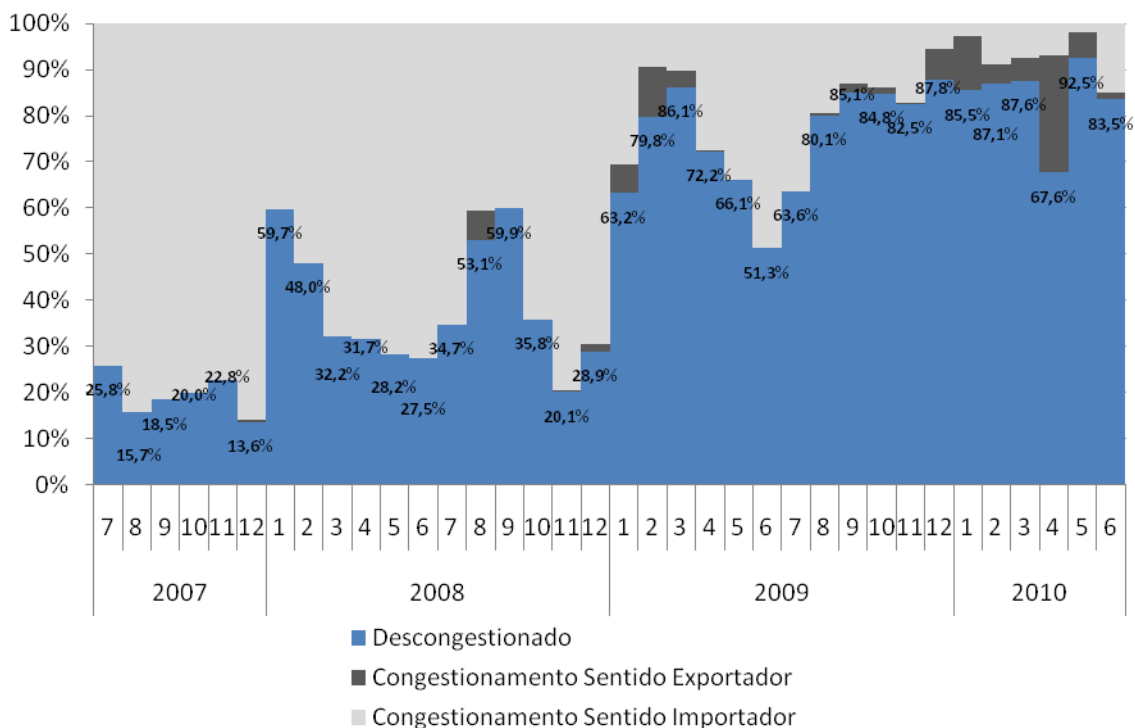
Fonte: OMEL. Tratamento AdC.

231. Como ilustra o gráfico *supra*, no segundo semestre de 2007 e durante o ano de 2008, registaram-se diferenças significativas nos preços dos dois países, com Espanha a registar preços médios mais baixos do que Portugal. Em 2009 e 2010, observa-se uma aproximação dos preços grossistas da electricidade.

232. No que se segue analisa-se a ocorrência de congestionamentos na interligação Portugal – Espanha, e a sua frequência nos últimos anos. O gráfico *infra* ilustra a evolução dos níveis de congestionamento entre 2007 e 2010.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**Gráfico 4: Níveis de congestionamento na Interligação entre Portugal e Espanha (2º semestre de 2007 a 1º semestre de 2010)**



Fonte: REN. Tratamento AdC.

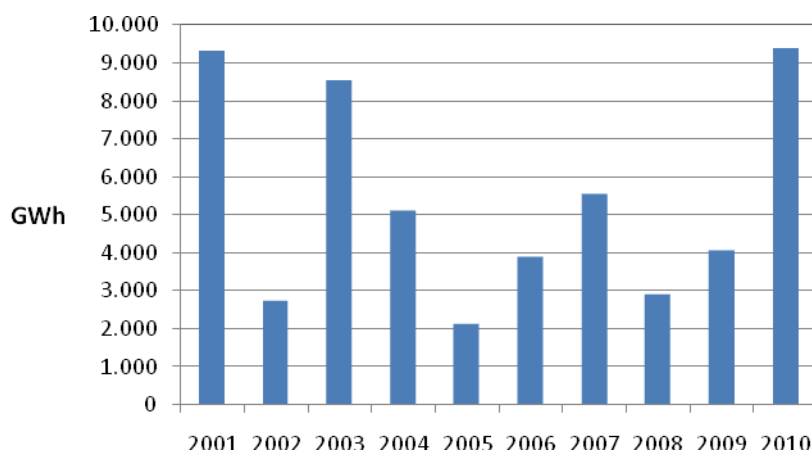
233. No ano de 2007, um ano com mau desempenho hidrológico, o nível de congestionamentos foi muito elevado, sendo que em 80% das horas a interligação esteve congestionada no sentido importador e os mercados consequentemente separados. No ano de 2008 registou-se, também, separação de mercados com uma elevada frequência, tendo-se registado congestionamentos em cerca de 62% das horas.

234. O Gráfico 4 *supra* ilustra ainda uma redução acentuada, em 2009 e 2010, dos níveis de congestionamento da interligação entre Portugal e Espanha, sendo que, em 2009, a separação de mercados ocorreu em 25% das horas, valor este que se reduziu para 16% no primeiro semestre de 2010.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

235. De facto, no ano de 2010, os momentos em que se registou congestionamento no sentido importador foram muito menos expressivos do que o que se verificou, por exemplo, em 2007.
236. Resulta, ainda, evidente uma maior frequência de congestionamentos no sentido exportador no final de 2009 e em 2010, situação praticamente inexpressiva nos anos de 2007 e 2008.
237. Assim, resulta dos dois gráficos *supra* que, tal como seria de esperar tendo em conta o racional exposto nos pontos 223 a 228, a aproximação de preços entre Portugal e Espanha tem acompanhado a redução da frequência de congestionamentos em 2009 e 2010.
238. Apesar de se terem vindo a registar, em 2009 e 2010, níveis de congestionamento numa menor percentagem das horas, assim como uma aproximação dos níveis de preços entre Portugal e Espanha, deve ser exercida cautela na interpretação dessa informação e nas implicações que dela se retire para a delimitação do mercado geográfico.
239. A este respeito, refira-se que o primeiro semestre de 2010 se destacou pelo seu particular desempenho hidrológico.

**Gráfico 5: Produção Hidroelétrica nos 5 primeiros meses do ano entre 2001 e 2010**



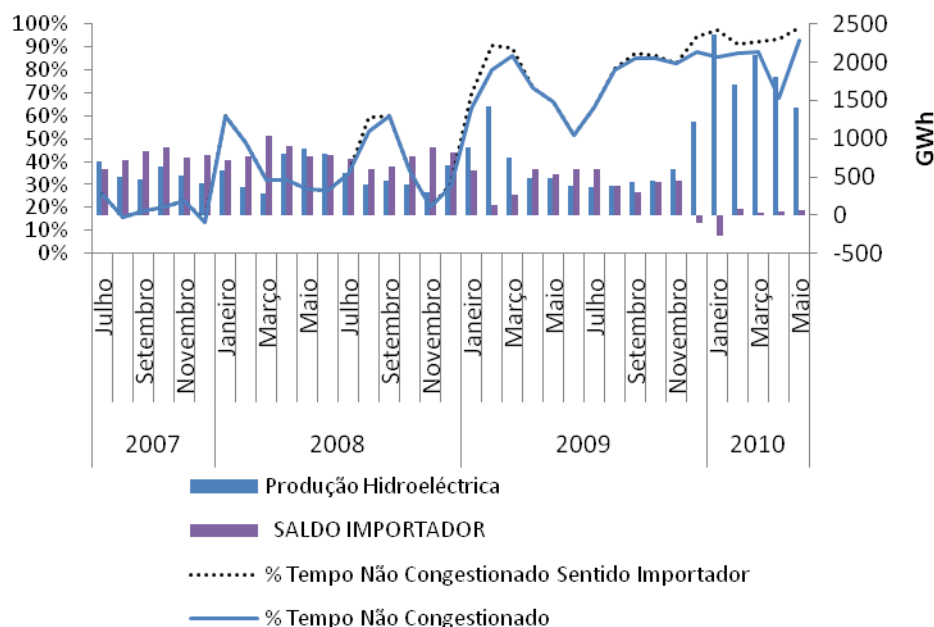
Fonte: REN. Tratamento AdC

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

240. O nível de produção hidroelétrica registado de Dezembro de 2009 a Maio de 2010 foi o mais elevado desde que o MIBEL foi criado, tal como ilustra o gráfico *supra*, e corresponde ao mais elevado nível registado desde 2000.

241. O gráfico *infra* ilustra a evolução dos níveis de congestionamento e da produção hidroelétrica.

**Gráfico 6: Produção Hidroelétrica e níveis de congestionamento entre Julho de 2007 e Maio de 2010**



**Fonte:** OMEL. Tratamento AdC.

242. O desempenho hidrológico parece ter uma influência significativa no sentido das trocas comerciais entre Portugal e Espanha, sendo que, pontualmente, nas observações mais extremas, tem um impacto não despreciable na ocorrência de congestionamentos e consequente separação de mercados.

243. O período que decorreu desde a criação do MIBEL revela uma forte volatilidade da produção hidroelétrica. Em 2009, nomeadamente nos meses de Janeiro a Março e Novembro e Dezembro, e nos primeiros 5 meses de 2010, registaram-se elevados níveis de produção hidroelétrica, bastante superiores aos registados em 2007 e 2008.

244. A maior disponibilidade de meios de produção de baixo custo conjugada com uma maior produção eléctrica de origem eólica (em resultado da concretização dos investimentos entretanto

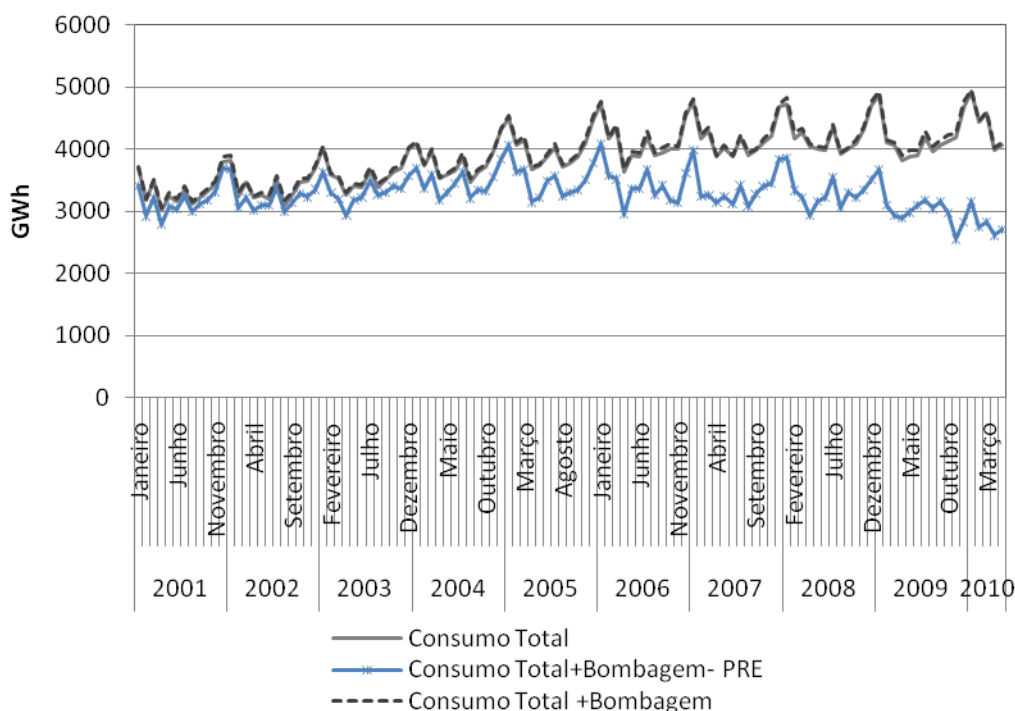
**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

desenvolvidos) significou que o sistema eléctrico português se caracterizou por custos variáveis de produção mais reduzidos e competitivos.

245. Pontualmente, o excedente de produção de origem renovável criou condições propícias à separação de mercados decorrente de congestionamentos no sentido exportador, como se verificou no primeiro trimestre de 2009 e durante o primeiro trimestre de 2010.
246. Ainda assim, essas condições da oferta resultam de uma conjugação de elementos circunstanciais, e não são garantidas, particularmente atendendo à elevada volatilidade do regime hidrológico. De facto, em regime seco, como se verificou em 2008, o mercado de produção nacional revelou um carácter essencialmente importador.
247. O mesmo se aplica à produção de energia eólica, que apresenta, também, uma elevada volatilidade sujeita às circunstâncias meteorológicas.
248. Importa realçar que, não obstante a representatividade da energia de origem hídrica e eólica ter um carácter estrutural na medida em que é determinada, em grande parte, pelos investimentos realizados em projectos geradores de energia daquela origem, esta é também fortemente condicionada, naturalmente, pelo desempenho hidrológico e eólico, que têm, por sua vez, um carácter circunstancial e aleatório, não constituindo um factor estrutural de integração dos mercados.
249. Como tal, os dados relativos aos fluxos comerciais, níveis de congestionamento e diferenciais de preços devem sempre ser analisados no sentido de compreender os factores subjacentes, nomeadamente destringendo aqueles que têm uma natureza estrutural daqueles que, tendo uma natureza meramente circunstancial, não deverão ser valorizados em termos de delimitação de mercado.
250. Um outro factor de natureza circunstancial susceptível de afectar os níveis de congestionamento na interligação e o diferencial de preços entre os dois países da Península Ibérica prende-se com fases do ciclo económico. A crise actual tem-se traduzido, neste mercado, assim como em muitos outros, numa estagnação da procura total.

251. A par desta estagnação da procura total, realça-se ainda a queda acentuada da procura em mercado, i.e., descontada da Produção em Regime Especial, que registou um aumento significativo.

**Gráfico 7: Consumo, Consumo Total + Consumo de Bombagem e Consumo + Consumo de Bombagem deduzido de PRE**



Fonte: REN. Tratamento AdC.

252. De facto, nos últimos anos, a produção de energia em regime especial tem registado um forte incremento, sendo que, em 2007, esta produção, que está sujeita a um regime de compra garantida, não satisfazia mais do que 20,3% da procura total, e actualmente (final de 2009) representa mais de 28,9%.

253. Da informação *supra* apresentada resulta evidente a volatilidade das ocorrências de congestionamentos, assim como uma grande heterogeneidade na sua frequência entre anos. Note-se que, tal como em 2009 e 2010, em 2006 já se tinham verificado níveis de congestionamento reduzidos (em aproximadamente 20% das horas) como reflexo de um melhor

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

desempenho hidrológico (em particular no último trimestre). Não obstante, no ano seguinte, em 2007, ano em que, aliás, entrou em funcionamento o MIBEL, registaram-se congestionamentos em cerca de 80% das horas.

254. De facto, existe um conjunto de factores susceptíveis de influenciar a ocorrência de congestionamentos e, como tal, a separação dos mercados em zonas de preço distintas. Estes factores podem ser de natureza estrutural, circunstancial ou mesmo estratégica.
255. Ora, enquanto alguns dos factores *supra* analisados - desempenho hidrológico e fases do ciclo económico - têm um carácter meramente circunstancial, outros factores, como sejam a *capacidade de interligação entre Portugal e Espanha* e a *simetria/assimetria entre os portefólios de produção Português e Espanhol* têm natureza sobretudo estrutural.
256. Adicionalmente, realce-se que, tal como se expôs na decisão relativa ao processo Ccent. 06/2008 EDP/Activos EDIA, dada a importância dos preços de oferta em Portugal no desempenho do mecanismo de separação de mercados, sempre se considerou a capacidade da EDP em determinar a exacta dimensão geográfica do mercado em que está a operar numa determinada hora, dado o facto de a EDP ter uma grande percentagem de produção eléctrica em Portugal continental e da capacidade de interligação ser limitada, podendo, assim, aquela empresa adoptar um comportamento estratégico do qual resultem congestionamentos, reduzindo o mercado para uma dimensão nacional<sup>51</sup>.
257. Como tal, os dados relativos aos níveis de congestionamento e diferenciais de preços devem sempre ser analisados no sentido de compreender os factores subjacentes, nomeadamente destrinchando aqueles que têm uma natureza estrutural daqueles que, tendo uma natureza circunstancial ou mesmo estratégica, não deverão ser sobrevalorizados em termos de delimitação de mercado.
258. No que se segue, analisam-se os factores susceptíveis de influenciar de forma estrutural e duradoura o nível de integração dos sistemas eléctricos português e espanhol, e que, como tal,

---

<sup>51</sup> Vide parágrafo 312, Ccent. 06/2008 – EDP/Activos EDIA (Alqueva\*Pedrogão), já citada.

deverão ser determinantes para o exercício ora desenvolvido de delimitação do âmbito geográfico do mercado da produção de energia eléctrica.

### *Capacidade de Interligação*

259. No que diz respeito à capacidade de interligação, factor de extrema relevância por ser aquele que tem um carácter essencialmente estrutural, refira-se que, apesar do trabalho conjunto entre a REN e a REE., S.A. (Rede Eléctrica Espanhola) a nível do programa coordenado de reforço interno em cada uma das redes de transporte ibéricas, que tem por objecto o aumento da capacidade de interligação, a capacidade de importação e exportação entre os dois sistemas eléctricos tem-se mantido, nos últimos anos, relativamente constante.
260. De facto, no primeiro semestre de 2008, as capacidades médias mensais de importação situaram-se entre os 1181 MW e os 1515 MW. No primeiro semestre de 2010, a capacidade média mensal de importação variou entre 1083 e os 1466 MW.
261. Assim sendo, não se registaram alterações neste factor estrutural, entre 2008 e 2010, susceptíveis de justificar a redução verificada nos níveis de congestionamento e, consequentemente, na frequência da separação dos mercados.
262. Importa, no entanto, ter em atenção que a definição dos mercados relevantes tem como propósito o enquadramento das pressões concorrenciais relevantes para efeitos da avaliação jusconcorrencial. Ora, uma vez que a operação de concentração envolve uma central cuja data esperada de entrada em funcionamento é 2014, impõe-se o exercício de análise sobre qual a dimensão geográfica esperada do mercado nesse horizonte temporal, sendo para tal relevante aferir sobre possíveis expansões na capacidade de interligação.
263. Para o efeito, refira-se que a REN apresenta os valores previsíveis para a capacidade mínima de interligação entre as redes eléctricas de Portugal e de Espanha, disponível para fins comerciais:

**Tabela 2: Valores Previsíveis para a capacidade de Interligação (PT-ES)**

Ano	Portugal-Espanha (MW)		Espanha-Portugal (MW)	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno
2009	1200	1300	1100	1500
2010	1300	1400	1200	1.600
2011	1600	2300	1900	2100
2013	2800	2600	2300	2600
2016	3000	3000	3000	3000

**Fonte:** REN (Resposta a pedido de Elementos da AdC de 21.07.2010).

**Nota:** Os valores apresentados poderão, pontualmente, vir a ser inferiores em situações extremas (indisponibilidades de elementos de rede) de operação da rede de transporte portuguesa e/ou espanhola.

264. De acordo com o quadro supra apresentado, a capacidade de interligação prevista pela REN para 2014 é de aproximadamente 2450<sup>52</sup> MW, representando um reforço considerável face aos valores actualmente existentes.

265. No entanto, importa referir que a própria REN, no Plano de Desenvolvimento e Investimentos da RNT 2009-2014<sup>53</sup>, e no capítulo relativo às metas para a capacidade de interligação, recorda que, tal como em Planos anteriores, *“atingir metas neste domínio é um propósito sempre sujeito a alguma componente de risco, devido a incertezas nas datas e na localização precisa dos novos centros produtores, em particular das grandes térmicas. Por outro lado, as extensões e reforços de rede agora previstos para as actuais datas objectivo podem vir a deslizar no tempo, relativamente à actual programação – e isto ocorreu num passado recente e poderá ocorrer no futuro”*.

266. A este respeito, faz notar a AdC que os desvios nas previsões face ao efectivamente verificado, no que diz respeito à expansão da capacidade de interligação, têm sido muito significativos.

267. As previsões da REN e da REE para a capacidade de interligação, feitas em 2004 para os anos de 2007 e 2008 constam da tabela seguinte.

<sup>52</sup> Média simples das previsões para as duas estações do ano de 2013.

<sup>53</sup> Anteriormente citado.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

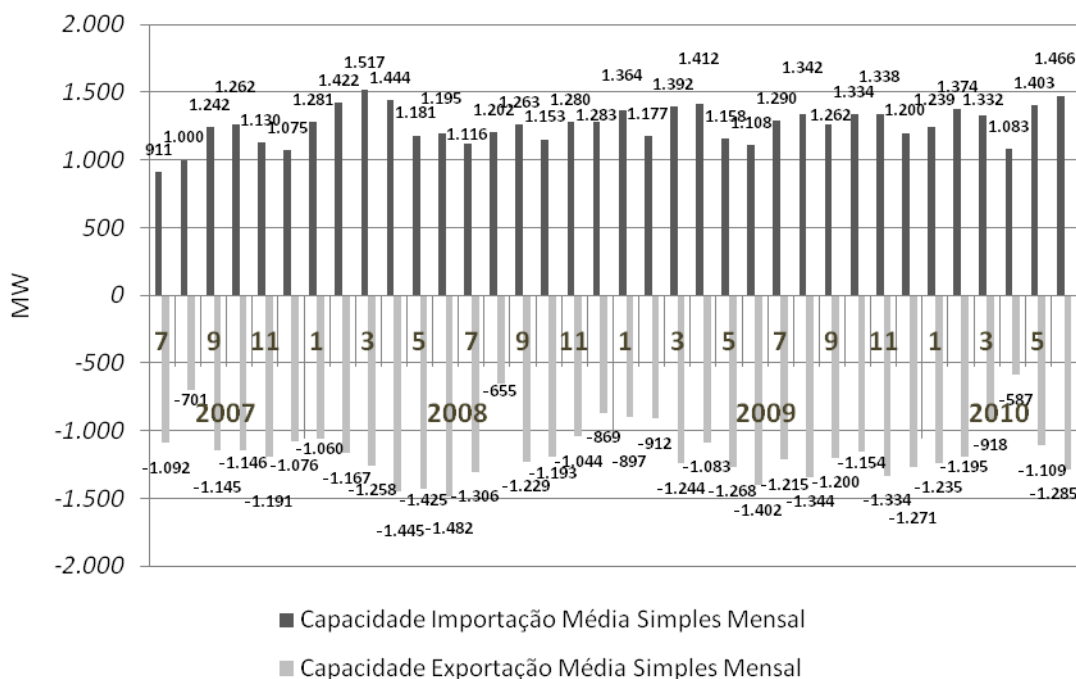
Tabela 3: Capacidade de Interligação (PT-ES) prevista em 2004 para 2007/2008

Sentido	Estação do ano	Capacidade de intercâmbio (MW)		
		2002	2004/2005	2007/2008
PT-ES	Inverno	600-850	1390-1545	2100-2330
	Verão	550-750	1200-1375	1680-1920
ES-PT	Inverno	750-1050	1000-1225	1700-2080
	Verão	600-850	1250-1250	1610-1980

Fonte: REN e REE<sup>54</sup>.

268. Ora, tal como se pode ver no gráfico *infra*, a capacidade que de facto se verificou fica muito aquém das previsões:

Gráfico 8: Capacidade de Interligação verificada de Julho de 2007 a Junho de 2010



Fonte: REN.

<sup>54</sup> REN/REE, “Mercado Ibérico de Electricidade, Boletim de evolução do estado das interligações”, Dezembro de 2004.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

269. Tendo em conta os valores apresentados *supra*, pode aliás afirmar-se que, em 2010, a capacidade de interligação para trocas comerciais ficou aquém das previsões efectuadas em 2004 para os níveis de interligação em 2007 e 2008.
270. Assim sendo, é necessário exercer cautela na ponderação a atribuir às previsões para a capacidade de interligação em 2014, uma vez que as previsões anteriores da REN têm pecado sempre por excesso.
271. Como tal, apesar de os investimentos em curso nas linhas de interligação entre Portugal e Espanha serem susceptíveis de diminuir a probabilidade futura de ocorrência de congestionamentos, não é certo que estes se venham a concretizar no calendário previsto.
272. Por outro lado, sempre importa realçar que os valores previstos para a capacidade de interligação não são constantes, no sentido em que, por razões técnicas (temperaturas mais elevadas levam a uma redução da capacidade no Verão, controlo de voltagem, consumo de energia reactiva, défice de geração), a capacidade de interligação varia ao longo do ano.
273. Na verdade, como refere o *North American Electric Reliability Council*, enquanto “*as capacidades de interligação entre dois sistemas são geralmente referenciadas, é entendido por aqueles que as determinam, e aqueles que as usam, que estas capacidades são apenas aproximações para um conjunto de condições específicas, e não valores firmes que se aplicam em todos os momentos. Desta forma, um valor para a capacidade de interligação deve ser visto mais como um valor típico ou um valor médio. A capacidade efectiva em cada momento poderá ser consideravelmente mais elevada ou mais baixa*”<sup>55</sup>.

---

<sup>55</sup> “While “transfer capabilities” between one system and another are often quoted, it is understood by those who determine them, and those who use them, that these capabilities are approximations for a specific set of conditions and not firm values that apply at all times. Therefore, a published “transfer capability” should be regarded more as a typical or average value. The actual capability at any moment may be considerably higher or considerably lower.” North American Electric Reliability Council 1989 Reliability Assessment, September 1989, p. 41.

274. Outro factor que contribui para a redução no valor da capacidade de interligação em determinados períodos são as indisponibilidades resultantes do reforço da capacidade das linhas de inter-conexão.

***Portefólios de Produção em Portugal e Espanha***

275. A simetria/assimetria nos portefólios de produção entre Portugal e Espanha é também um elemento susceptível de afectar os fluxos de importação/exportação, o nível de congestionamentos e, conseqüentemente, a dimensão geográfica do mercado.

276. As tabelas *infra* ilustram a assimetria nas estruturas tecnológicas de Portugal e Espanha, que é susceptível de originar diferenciais de custos de geração nos dois países, o que teria como resultado um maior fluxo de trocas comerciais e, conseqüentemente, uma maior probabilidade de ocorrência de congestionamento.

**Tabela 4: Repartição da capacidade instalada por tecnologia, em 2004 e 2009, em Portugal e Espanha**

	Portugal				Espanha			
	2004	%	2009	%	2004	%	2009	%
<b><i>Hidráulica+Bombagem</i></b>	4386	37,5	4578	27,4	16657	24,2	16657	17,8
<b><i>Nuclear</i></b>	0	0,0	0	0,0	7876	11,5	7716	8,2
<b><i>Carvão</i></b>	1776	15,2	1776	10,6	11565	16,8	11356	12,1
<b><i>Fuel+Gás+Gasóleo</i></b>	1909	16,3	1877	11,2	6947	10,1	3008	3,2
<b><i>Ciclo combinado</i></b>	1774	15,2	3036	18,1	8233	12,0	23066	24,6
<b><i>Hidráulica PRE</i></b>	331	2,8	405	2,4	1636	2,4	1974	2,1
<b><i>Eólica PRE</i></b>	498	4,3	3357	20,1	8442	12,3	18719	20,0
<b><i>Outras PRE</i></b>	1033	8,8	1708	10,2	7363	10,7	11230	12,0
<b><i>Total</i></b>	11707	100	16737	100	68719	100	93726	100

Fonte: REN, REE.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 5: Repartição da produção de energia eléct. por tecnologia, em 2004 e 2009, em Port. e Esp.**

	Portugal		Espanha	
	2004	2009	2004	2009
<i>Hidráulica</i>	20,1%	15,6%	11,8%	8,8%
<i>Nuclear</i>	0	0	25,2	19,4%
<i>Carvão</i>	30,4%	23,5%	30,3	12,5%
<i>Fuel+Gás</i>	4,9%	0,6%	3,1	0,8%
<i>Ciclo combinado</i>	20,8%	22,6%	11,5	28,8%
<i>Hidráulica PRE</i>	1,5%	1,7%	1,8	2,0%
<i>Eólica PRE</i>	1,7%	14,7%	6,2	13,5%
<i>Outras PRE</i>	6,5%	11,6%	10,1	14,3%
<i>Saldo Importador</i>	14,1%	9,4%	-1,2	-3,0%
<i>Total</i>	100%	100%	100%	100%

Fonte: REN, REE.

277. A elevada importância em Portugal da produção hidroeléctrica conduz a uma forte dependência das trocas comerciais de energia eléctrica com o sistema Espanhol, resultante da elevada irregularidade, quer anual, quer sazonal, dos regimes hidrológicos. Em períodos de seca, existe, em Portugal, uma maior necessidade de recorrer a centrais que ocupam os últimos lugares da ordem de mérito, sendo que esta dependência se traduz em maiores níveis de importação a partir de Espanha.

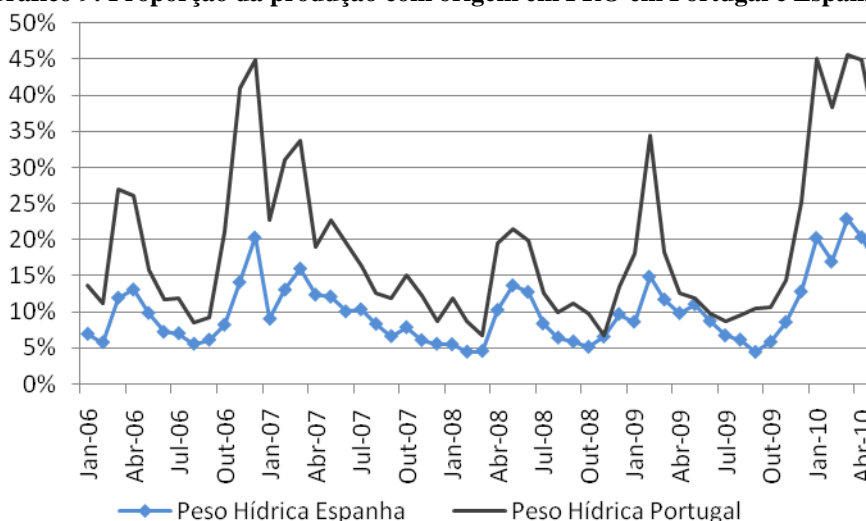
278. Por seu lado, Espanha apresenta um portefólio onde a produção hidroeléctrica tem um menor peso, sendo uma parte importante da energia eléctrica de origem nuclear<sup>56</sup>, ocupando, aquela tecnologia, os lugares de carga base na ordem de mérito. Note-se que a energia de proveniência nuclear é mais barata que a produção que ocupa a posição de carga base na ordem de mérito em Portugal, o carvão (ou o gás natural, dependendo do nível dos custos relacionados com a gestão de licenças de CO<sub>2</sub>). Tal contribui para que ocorra um maior diferencial de preços entre Portugal e Espanha.

<sup>56</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

279. Por outro lado, refira-se que a entrada em serviço da central de Lares aumentou a componente da oferta em centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal, o que pode ter como efeito potencial a redução das importações, dada uma maior aproximação dos custos de geração nos dois países.
280. De facto, em 2008, o peso da produção em Portugal com origem em ciclos combinados (24,6%) foi inferior em 7,1% ao verificado em Espanha (31,7%). No segundo semestre de 2009, momento da entrada da central de Lares a serviço, o diferencial em termos da produção com origem em ciclos combinados entre Portugal e Espanha reduziu-se para 6,2% (22,6% em Portugal e 28,8% em Espanha).
281. Ainda assim, faz-se notar que a entrada de novas centrais a gás natural em Portugal não é suficiente para homogeneizar os portefólios de produção dos dois países, já que a estrutura tecnológica de produção em Espanha engloba centrais nucleares, tecnologia essa não existe no portefólio de produção português, e a produção hidroeléctrica tem um peso relativo superior em Portugal, sendo que essa diferenciação sairá reforçada a prazo pelo reforço da hídrica em Portugal via o Plano Nacional de Barragens.
282. O gráfico seguinte ilustra a evolução do peso, em termos de produção mensal, da energia hidroeléctrica, em Portugal e em Espanha, desde 2006 até ao primeiro semestre de 2010.

**Gráfico 9: Proporção da produção com origem em PRO em Portugal e Espanha**

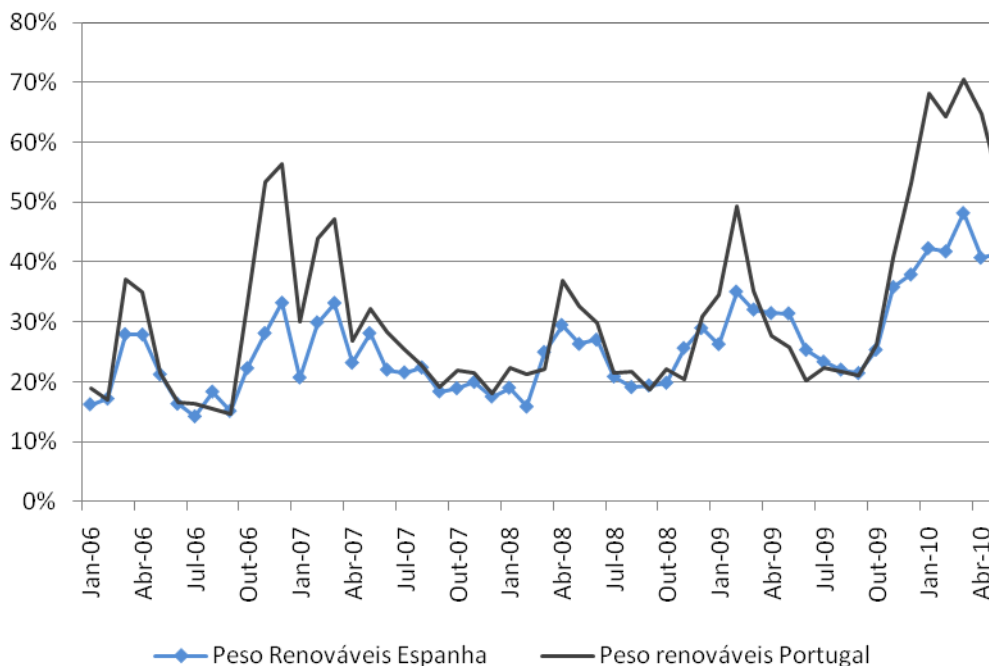


Fonte: REN, REE, Estatísticas Mensais.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

283. Como se pode constatar do gráfico supra, a produção de origem hidroeléctrica possui um peso bastante superior em Portugal, onde chegou a atingir os 45% da produção PRO em alguns meses do período ilustrado (Janeiro de 2007 e Janeiro e Abril de 2010), sendo que, em Espanha, aquela tecnologia nunca ultrapassou os 23% (Fevereiro de 2010) em termos do seu peso na produção.
284. Note-se que os parques electroprodutores português e espanhol aproximam-se, em termos da representatividade da tecnologia hídrica, em períodos particularmente secos.
285. Estas assimetrias nos portefólios de produção constituem um factor estrutural susceptível de induzir diferenciais de custos de geração duradouros (a situação que se verifica em 2010 não difere substancialmente da que se registava em 2004).
286. Acresce que a diferença estrutural que advém de uma maior representatividade da tecnologia hídrica em Portugal tenderá a aprofundar-se a prazo em resultado do Plano Nacional de Elevado Potencial Hidroeléctrico, que deverá aumentar ainda mais a importância daquela tecnologia no portefólio Português, reforçando, conseqüentemente, a diferenciação estrutural dos portefólios de produção português e espanhol.
287. Por outro lado, refira-se que, mesmo que se acresça à produção hídrica, a produção eólica, verifica-se que a produção de origem renovável no sistema eléctrico português terá sempre um peso superior ao verificado em Espanha, como se ilustra no gráfico *infra*.

**Gráfico 10: Proporção da produção com origem em fontes de energia renovável (Hidroelétrica PRO, PRE Hídrica e PRE Eólica) em Portugal e Espanha**



**Fonte:** REN, REE, Estatísticas Mensais.

288. Esta diferença estrutural é susceptível de influenciar a relação entre os custos de geração em Portugal e Espanha, particularmente em períodos de maior abundância de recursos renováveis. Tal ocorreu, por exemplo, durante o primeiro semestre de 2010, quando, em resultado de uma produção de origem renovável da ordem dos 70%, o sistema eléctrico português se tornou exportador e, com alguma frequência, o mercado português separou-se do mercado espanhol.

289. Por outro lado, em períodos particularmente secos, como foi o caso no ano de 2008, no qual o saldo importador chegou a representar 18,6% da satisfação do consumo, a presença de tecnologia nuclear, exclusiva a Espanha, contribui para que os custos em centrais térmicas sejam distintos.

290. Existem, como tal, condições de carácter estrutural e duradouro que implicam diferenças de custos de geração persistentes, com consequências importantes nas trocas de energia e congestionamentos entre os dois sistemas.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

291. Em consequência, num cenário de restrições em termos de capacidade de interligação, estas diferenças estruturais aumentam a probabilidade de que as restrições de capacidade de interligação se tornem activas, induzindo separação de mercados.
292. Realce-se, ainda, que em condições meteorológicas extremas, como sejam regimes hidrológicos particularmente húmidos ou mais secos, as diferenças de composição da produção de energia eléctrica entre os dois países são mais acentuadas.
293. Como se expôs *supra*, em períodos de abundância de recursos hídricos, é passível de surgir, em Portugal, um *superávit* de produção a custos de geração mais baixos que em Espanha, susceptível de induzir fluxos comerciais de exportação a partir de Portugal, o que poderá levar a congestionamentos da interligação entre os dois países, induzindo a separação dos mercados.
294. Já em períodos secos, o défice de geração de baixo custo em Portugal poderá induzir um fluxo de importações de Espanha que, por seu turno, num cenário de insuficiente capacidade de interligação, pode revelar-se determinante para a separação de mercados em virtude do congestionamento dessa mesma capacidade.
295. Ora, para um mesmo nível de capacidade de interligação, quanto maior a heterogeneidade dos custos de produção (influenciada essencialmente pelas diferenças nos portefólios produtivos de Portugal e Espanha), maior a probabilidade de ocorrência de congestionamentos.
296. Nestes termos, atendendo a que não parece provável que, num futuro próximo, se verifique uma homogeneização dos portefólios de produção (ou uma aproximação significativa dos custos de geração) entre Portugal e Espanha, e tendo em conta as limitações existentes na capacidade de interligação e a incerteza quanto à sua evolução, é antecipável que se continue a verificar uma ocorrência significativa de momentos de *market splitting*.

### ***Conclusão***

297. Em face do exposto, não obstante a aproximação de preços e a redução de congestionamentos circunstancialmente observada no final de 2009 e princípio de 2010, que constituem sinais de

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

uma crescente integração de mercados, essa integração ainda não se afigura suficiente para que o mercado geográfico seja, em todo o tempo, ibérico.

298. Em 2009, o mecanismo de separação de mercados foi aplicado em aproximadamente 25% do tempo. Em 2010, o mecanismo de separação de mercados continuou a persistir, como o demonstra o facto de, até Setembro, o mesmo se ter aplicado em 20,9% do tempo.
299. Embora estejam previstos reforços de capacidade de interligação que poderão, no futuro, contribuir para uma redução da frequência dos congestionamentos, não é possível basear a definição do mercado geográfico exclusivamente nestes elementos, dada a elevada incerteza existente, quer quanto à capacidade de intercâmbio que efectivamente estará disponível, quer quanto ao momento certo em que esses reforços serão efectivos.
300. Ora, num cenário em que a capacidade de interligação é limitada e existindo incerteza quanto à sua evolução, as diferenças de composição no *mix* produtivo, de carácter estrutural, entre Portugal e Espanha, (que também não se afigura que reduzam substancialmente num futuro próximo), são susceptíveis de contribuir para o congestionamento da capacidade de interligação, tornando aquela restrição activa, num cenário de separação de mercados.
301. Não existem, assim, elementos de facto que permitam estabelecer com segurança a futura inaplicabilidade do modelo de separação de mercados, no contexto do MIBEL.
302. Na realidade, persistindo a separação de mercados num número significativo de horas, a condição de equilíbrio do sistema eléctrico português continuará a ser determinada, numa percentagem significativa do tempo, de acordo com as condições da oferta em território nacional (já reflectindo a máxima utilização possível da capacidade de importação).
303. Neste contexto, a Autoridade da Concorrência entende que a dimensão geográfica do mercado de produto definido para efeitos da presente operação de concentração, i.e., o mercado da produção de energia eléctrica, é nacional, pelo menos nas horas em que existe congestionamento.
304. Nas horas em que não existe congestionamento, a dimensão geográfica da produção eléctrica pode eventualmente corresponder à Península Ibérica.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

305. Em todo caso, e atendendo a que, como se verá *infra*, as conclusões da avaliação jus-concorrencial não seriam distintas quer se optasse por considerar separar os mercados de acordo com a existência ou não de congestionamento, quer se optasse por uma delimitação circunscrita a Portugal Continental, a AdC entendeu centrar a sua análise nesta última dimensão geográfica.

#### **5.2.2.2. Mercados de serviços de ajuste de sistema**

306. O mercado de serviços de ajuste de sistema toma lugar após o encerramento dos mercados organizados, sendo gerido pelo operador de sistema nacional. Na gestão dos ajustes, o operador de sistema apenas pode recorrer às centrais localizadas em território nacional, não podendo alterar a transmissão de energia entre sistemas diferentes, no caso com o vizinho Espanhol.

307. Assim, se, por exemplo, for necessário aumentar a produção de energia eléctrica, o gestor de sistema não pode importar mais energia, dado que essas transacções se encontram já encerradas, tendo de chamar a produzir as centrais nacionais que tenham realizado as melhores ofertas de preço para a prestação desse serviço. Se, por outro lado, ocorrer um excesso de produção, o operador de sistema não pode exportar essa energia, podendo apenas solicitar que uma central nacional reduza a produção contratualizada nos mercados diário e intra-diários, de acordo com os serviços que com esta tenha contratualizado.

308. Desta forma, a Autoridade da Concorrência considera que o *mercado de banda de regulação secundária*, o *mercado de regulação terciária a subir* e o *mercado de regulação terciária a descer* terá um âmbito restrito a Portugal Continental.

#### **5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante**

309. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que os mercados relevantes, para efeitos da presente operação de concentração, correspondem:

- (i) *ao mercado da produção de energia eléctrica, em Portugal Continental;*
- (ii) *ao mercado nacional de banda de regulação secundária,*
- (iii) *ao mercado nacional de regulação terciária a subir; e*
- (iv) *ao mercado nacional de regulação terciária a descer.*

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

## VI – AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL

### 6.1. Introdução

310. Conforme resulta da prática decisória da AdC, esta tem imputado a totalidade da quota de mercado de uma empresa controlada conjuntamente a cada uma das empresas que a controlam em alguns casos, para efeitos de avaliação jusconcorrencial, por razões expostas nos pontos 36 e 37 *supra*.
311. Esta abordagem não significa que, nas operações de concentração em que esteja em causa a passagem de uma situação de controlo conjunto para controlo exclusivo, como ocorre na operação em análise, não se assinale um reforço de posição no mercado da empresa adquirente, na medida em que esta passa a determinar o comportamento da empresa adquirida, sem estar condicionada pelos interesses da(s) empresa(s) com quem partilhava o controlo da mesma.
312. Assim, importa avaliar em que medida os incentivos das empresas mães que exercem o controlo são distintos, atendendo à posição de mercado de cada uma destas empresas, e, nessa medida, avaliar de que forma a operação de concentração projectada poderá alterar o comportamento da empresa adquirida no mercado, em resultado da alteração de incentivos que presidem à sua actuação.
313. De facto, atendendo a que o comportamento da empresa adquirida reflectirá o equilíbrio estratégico entre as partes que exercem o controlo conjunto, o impacte jusconcorrencial de uma operação, em que esteja em causa a passagem de controlo conjunto, para controlo exclusivo, dependerá da conclusão a que se chegue quanto a dois aspectos: (i) coincidência, ou não, dos interesses das empresas-mãe, no cenário pré concentração; e (ii) verificação ou não de um reforço da capacidade da empresa adquirente para determinar o comportamento estratégico da empresa adquirida, relativamente a determinadas matérias concretas, com um impacto concorrencial significativo<sup>57</sup>.

---

<sup>57</sup> *Vide*, neste sentido, a título de exemplo, as decisões da Comissão Europeia, relativas aos casos COMP/M.5141 - KLM/Martinair, de 17 de Dezembro de 2008 e COMP/M.3561 - DT/EUROTEL, de 15 de Dezembro de 2004.

314. No que respeita ao primeiro aspecto, verifica-se, no que se refere em concreto à operação de concentração em análise, que, no cenário pré-concentração, os incentivos das empresas-mãe da Greenvougá – EDP e Martifer – não serão totalmente coincidentes.
315. Na verdade, no que se refere aos incentivos específicos de cada uma destas empresas, relativamente à gestão da Greenvougá, constata-se que:
- a) A Martifer não tem presença prévia na produção de electricidade em regime ordinário, pelo que a sua estratégia óptima de actuação nos mercados relevantes, através da Greenvougá, coincidiria com a de um agente competitivo/novo entrante, cujos incentivos são a maximização de lucros, na perspectiva de um agente *price-taker* que, apenas detendo esta central para participação nestes mercados, procura rentabilizá-la.
  - b) A EDP é o principal produtor de energia eléctrica, em capacidade e energia gerada, em Portugal Continental, tendo incentivos em gerir a Greenvougá no contexto do seu portefólio de centrais.
316. A própria Notificante reconhece a possibilidade de existirem incentivos diversos na condução da gestão da central. Refira-se, a título exemplificativo, e no que respeita ao serviço de telerregulação, que a Notificante informou que a “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]”.
317. Em função do exposto, poder-se-á estabelecer, em tese – uma vez que a Greenvougá ainda não se encontra activa no mercado –, que a Martifer procuraria agir como agente maximizador de lucros na perspectiva isolada da Greenvougá, pressionando a gestão da empresa nesse sentido.
318. Por seu lado, a EDP procuraria gerir a participação da Greenvougá no sentido da maximização conjunta dos lucros da Greenvougá – dos quais teria direito a 55% - e dos lucros próprios do seu restante portefólio produtivo.
319. Com a presente operação de concentração, a Martifer deixa de ter [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios] e os objectivos e incentivos da Greenvougá passarão a convergir [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios] com os da EDP.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

320. Decorre do acima exposto que, no cenário pré-concentração, a Martifer pressionaria a gestão da Greenvougá no sentido que os preços de oferta em mercado da produção de Ribeiradio fossem mais competitivos (ou infra-marginais), de forma a maximizar os lucros na perspectiva de um agente sem capacidade de marcar os preços de mercado.
321. Nessa medida, a sociedade Greenvougá poderia constituir uma pressão concorrencial sobre o restante portefólio produtivo da EDP, pressão concorrencial que será eliminada em consequência da presente operação de concentração.
322. De facto, deixando a Martifer de ter **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**, a EDP encontra-se livre para formatar as ofertas de Ribeiradio na perspectiva da maximização de lucros do conjunto das suas centrais, impondo-se analisar se tal contribuirá para o reforço de uma posição dominante e para o poder de influenciar os preços de mercado.
323. No que concerne ao reforço da capacidade da EDP determinar o comportamento da Greenvougá, relativamente a matérias com um impacto jusconcorrencial especialmente significativo, importa referir que, nos termos do Acordo Parassocial celebrado entre a EDP e a Martifer,
- a) **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**;
  - b) **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**;
  - c) **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**;
  - d) **[CONFIDENCIAL – Disposições contratuais]**.
324. Estas disposições contratuais, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]**, demonstram que a EDP se encontraria limitada **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios]** e ter[ia de ter] **[CONFIDENCIAL – Disposições contratuais]** em conta os interesses da Martifer.
325. Face a todo o exposto, a medida concreta do impacto jusconcorrencial da operação deve iniciar-se pela análise da estrutura da oferta e das quotas das empresas participantes, nos mercados relevantes.
326. A presente operação de concentração apresenta ainda a particularidade do facto das centrais a operar pela Greenvougá ainda não se encontrarem activas no mercado. A entrada em serviço

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

para as unidades de Ribeiradio e Ermida é prevista somente para o início do ano de 2014, i.e., dentro de aproximadamente 4 anos. É nesse horizonte que devem ser avaliados os efeitos da operação de concentração.

327. Neste contexto, a quota de mercado da empresa objecto da operação de concentração serve de primeiro referencial para aferir dos impactos jusconcorrenciais que poderão resultar da operação de concentração, os quais devem ser apreciados à luz do peso relativo da empresa que é objecto da operação de concentração, conjugado com o peso relativo da Notificante.

## 6.2. Mercado Relevante da produção de energia eléctrica em Portugal Continental

### 6.2.1. Estrutura da Oferta

328. A estrutura da oferta da produção de energia eléctrica em Portugal Continental, em 2009, encontra-se ilustrada na Tabela seguinte (Potência Instalada e Produção):

**Tabela 6: Estrutura da oferta no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental (2009)**

	Capacidade Instalada (MW)	Quota (%)	Produção (GWh)	Quota (%)
<b>EDP (Total)</b>	[10.000-11.000]	[50-60]	[26.000-27.000]	[50-60]
<b>PRO</b>	[9.000-10.000]	[50-60]	[23.000-24.000]	[40-50]
<b>PRE</b>	[800-900]	[5-10]	[2.000-3.000]	[0-5]
Tejo Energia (PRO)	[500-600]	[0-5]	[3.000-4.000]	[5-10]
Turbogás (PRO)	[900-1000]	[5-10]	[4.000-5.000]	[5-10]
Iberdrola	[300-400]	[0-5]	[240-250]	[0-5]
Outras (PRE)	[4000-5000]	[20-30]	[11.000-12.000]	[20-30]
Importação <sup>a) b)</sup>	[1100-1300]	[5-10]	[4.000-5.000]	[5-10]
<b>Total</b>	[17000-18000]	100,0	[50.000-51.000]	100,0
<b>IHH <sup>c)</sup></b>	[>2000]			[>2000]

Fonte: Notificação; REN, dados públicos disponíveis em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

Notas: a) Conforme os valores reportados pela EDP.

b) O valor reportado na coluna de produção refere-se ao valor do Saldo Importador referente a 2009, nas estatísticas mensais, valores acumulados, de Dezembro de 2009.

c) Repartiu-se a rubrica Outras PRE por 10 operadores no sentido de evitar uma sobre-estimação significativa do IHH.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

329. A Notificante EDP, em 2009, detinha [50-60]% da capacidade em Portugal – sendo que o referencial de capacidade total em Portugal incluía a capacidade de importação, avaliada no valor médio de 2009 – e produziu [50-60]% da energia gerada em Portugal.
330. A central de Ribeiradio terá uma capacidade máxima de 72 MW, uma potência mínima de funcionamento não superior a 40 MW e uma produção anual média esperada de [100-200] GW. Em ano hidrológico médio, a central deverá ter uma utilização da potência instalada da ordem dos [10-20]%, a que corresponde uma utilização em [1000-2000] horas à máxima potência.
331. Por seu lado, a central de Ermida terá uma capacidade de 6,2 MW e uma produção média anual esperada de [10-20] GWh.
332. No seu conjunto, estes dois aproveitamentos terão uma capacidade total de 78,2 MW e uma produção média anual de [100-200] GWh.
333. Caso estas capacidades estivessem operacionais em 2009, o seu peso relativo na estrutura da oferta corresponderia a não mais de [0-5]% da capacidade em Portugal Continental e não mais que [0-5]% da produção em Portugal.
334. Analisado o peso relativo das duas centrais objecto da presente operação de concentração, considerando Portugal e Espanha como integrando um mesmo mercado, no referencial de 2009, as duas centrais corresponderiam a [0-5]% da capacidade e [0-5]% da produção de energia eléctrica do total da Península Ibérica.
335. No que respeita à área geográfica da Península Ibérica, e somando as capacidades e produções da EDP em Portugal e Espanha, verifica-se que a EDP, em 2009, representou [10-20]% da capacidade e [10-20]% da produção a nível ibérico. Na tabela seguinte - Tabela 7 -, apresenta-se somente as capacidades totais do espaço ibérico e aquelas referentes à EDP. Não são apresentados os valores de outros concorrentes, como sejam a Endesa, a Iberdrola e a Gas Natural Fenosa.
336. Segundo a Notificante, e considerando somente as capacidades e produções no regime ordinário, conforme a definição de mercado por si adoptada, em 2009, a quota de mercado do Grupo EDP

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

varia entre os [10-20]% (produção de electricidade) e os [10-20]% (capacidade instalada), a nível da Península Ibérica.

337. Por outro lado, e na sequência da operação de concentração que deu origem ao grupo constituído pela Gas Natural e pela Unión Fenosa, a EDP figuraria, em 2009, como o quarto *player* no mercado ibérico, atrás de Iberdrola, Endesa e Gas Natural Fenosa.

338. Em termos prospectivos, a Notificante admite um [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios] da sua capacidade futura no segmento PRO, estimando um [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócios] da sua quota futura para [10-20]%, em termos de capacidade PRO e [10-20]% em termos de geração.

**Tabela 7: Posição da Notificante no mercado da produção de energia eléctrica na Península Ibérica (2008 e 2009)**

	Capacidade		Produção	
	2008	2009	2008	2009
Total Ibérico (PRE+PRO-Autoconsumos)	[100000-110000]	[100000-110000]	[310000-320000]	[300000-310000]
EDP s/eólica	[12000-13000]	[13000-14000]	[35000-36000]	[36000-37000]
EDP Renováveis	[2000-3000]	[2000-3000]	[3600-3700]	[4500-3600]
Total EDP	[15000-16000]	[16000-17000]	[3900-4000]	[4000-4100]
% EDP	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%

Fonte: Apresentação de resultados EDP 2009.

**Tabela 8: Capacidade instalada e geração no regime ordinário na Península Ibérica**

	Capacidade instalada PRO				Geração PRO			
	2009	%	Futuro	%	2009	%	Futuro	%
Iberdrola	[18000-22000]	[20-30]%	[16000-20000]	[20-30]%	[50000-60000]	[20-30]%	[50000-60000]	[20-30]%
Endesa	[14000-18000]	[20-30]%	[14000-18000]	[20-30]%	[50000-60000]	[20-30]%	[50000-60000]	[20-30]%
Grupo EDP	[10000-14000]	[10-20]%	[11000-15000]	[10-20]%	[30000-40000]	[10-20]%	[30000-40000]	[10-20]%
UEF	[6000-10000]	[10-20]%	[5000-9000]	[10-20]%	[20000-30000]	[10-20]%	[20000-30000]	[10-20]%
Enel Viesgo	[2000-4000]	[0-5]%	[2000-4000]	[0-5]%	[10000-20000]	[0-5]%	[5000-10000]	[0-5]%
Gas Natural	[3000-5000]	[5-10]%	[3000-5000]	[5-10]%	[10000-20000]	[0-5]%	[10000-20000]	[5-10]%
Turbogás	[500-1000]	[0-5]%	[500-1000]	[0-5]%	[1000-5000]	[0-5]%	[1000-5000]	[0-5]%
Tejo Energia	[500-1000]	[0-5]%	[1000-2000]	[0-5]%	[1000-5000]	[0-5]%	[5000-10000]	[0-5]%
Outros	[3000-5000]	[5-10]%	[3000-5000]	[5-10]%	[10000-20000]	[5-10]%	[10000-20000]	[5-10]%
Total	[70000-75000]	100,0%	[70000-75000]	100,0%	[200000-250000]	100,0%	[200000-250000]	100,0%

Fonte: Notificação.

Nota: a Notificante refere que os cálculos apresentados já incorporam a entrada em funcionamento em Portugal das CCGT cujas licenças foram recentemente atribuídas, bem como os reforços de potência hídrica.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

339. No que respeita ao regime PRE, e em particular no que se refere à potência eólica, os dados publicamente divulgados pela Notificante em apresentação de resultados<sup>58</sup> referem um crescimento potencial de mais [5000-6000] MW de capacidade de produção (aproximadamente 5% da potência total ibérica em 2009), embora [2000-3000] MW digam respeito a projectos ainda em perspectiva e sem prazo definido para entrada em operação.

**Tabela 9: Carteira de projectos eólicos do grupo EDP em final de 2009<sup>59</sup>**

	Espanha	Portugal	Península Ibérica
Em construção	308	53	361
Pipeline Nível 1	320	344	664
Pipeline Nível 2	485	18	503
Pipeline Nível 3	1822	9	1831
Perspectivas	2341	200	2541
Total	5275	624	5899

**Fonte:** Apresentação de resultados EDP 2009.

340. Em função do exposto, e considerando a informação prestada em relação à sua capacidade futura no regime PRO e PRE, não é expectável que a posição da EDP, aferida no espaço ibérico, se venha a alterar significativamente no futuro, a ponto de conformar uma hipotética posição dominante nesse espaço geográfico.

341. Por outro lado, e conforme os valores previstos para a capacidade e produção do conjunto Ribeiradio-Ermida, avaliados no espaço ibérico, conclui-se que este empreendimento não representará um reforço de posição da Notificante, nem conduzirá à criação de uma posição dominante, nessa dimensão geográfica do mercado da produção.

<sup>58</sup> Apresentação de resultados de 2009, EDP, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

<sup>59</sup> Segundo a apresentação de resultado da EDP Renováveis referente ao 3.º trimestre de 2008, a carteira de projectos eólicos da EDP é classificada em 4 níveis (1,2,3 e perspectivas) em função do grau de concretização do licenciamento, da ligação à rede e dos contratos de arrendamento de terrenos. Segundo essa apresentação, os projectos classificados com o Nível 1 estarão expectavelmente a entrar em operação num prazo de menos de 18 de meses, os classificados em Nível 2 num prazo de entre 18 a 36 meses e os de Nível 3 num prazo superior a 36 meses. Os projectos classificados como em perspectiva ainda encontram-se em fase de estudos preliminares de viabilidade do terreno.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

342. Assim, considerando que não está em causa a criação ou reforço de posição dominante do qual resultem entraves significativos à concorrência no mercado de produção de dimensão ibérica, a AdC dispensa-se de analisar prospectivamente o mercado de produção ibérico no horizonte previsto para a entrada em serviço das capacidades detidas pela Greenvougá.
343. Assim, a análise jusconcorrencial e no que respeita à prospectiva a 2014, centrar-se-á em Portugal Continental, tendo por referência a posição da Notificante e as prováveis entradas de terceiros concorrentes, num cenário em que o mercado geográfico apresentasse uma dimensão nacional.
344. Cumpre recordar algumas das conclusões da decisão Ccent. 06/2008 no que respeita à posição dominante observada pela EDP, no território nacional:
- a) A elevada percentagem da capacidade detida em Portugal e o controlo da tecnologia marginal que marca os preços em mercado nos períodos em que os mercados se separam, conferida pelo controlo de praticamente toda a produção hidroelétrica em território nacional.
  - b) A indispensabilidade da EDP como produtor essencial ao fornecimento de energia eléctrica.
  - c) Os incentivos a subir os preços em mercado não são totalmente resolvidos via compensações CMEC, considerando que as capacidades em mercado beneficiam de preços mais elevados.
345. Acresce à análise então desenvolvida, e tendo em conta a evolução dos preços em 2009 e 2010 – uma quebra acentuada e não antecipada dos mesmos –, que os CMEC, enquanto mecanismo de compensação (auxílio de Estado), conferem à EDP uma vantagem competitiva sobre os seus demais concorrentes em território nacional, na medida em que os impactos nos lucros da EDP de uma descida de preços são parcialmente compensados por esse mecanismo.
346. Assim, a título prospectivo, importa verificar em que medida, no território nacional, a EDP detém uma posição dominante e em que medida a presente operação de concentração conduz a um reforço dessa posição susceptível de criar entraves à concorrência no mercado nacional.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

### Análise prospectiva do mercado da produção a 2014

347. Pese embora a distância temporal que dista entre o momento de análise e o momento em que ocorrem os eventuais efeitos, registe-se o facto de existir bastante informação de cariz prospectivo sobre o sector eléctrico, no que respeita a adições de novas capacidades, em cenários até 2020. Servem de referência à presente decisão, nomeadamente, as seguintes fontes:

- a) Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao Abrigo a Directiva 2009/28/CE, DGEG;
- b) Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade - Análise intercalar Período 2009-2020, REN, Abril de 2008;
- c) Anexo I da RCM 1/2008, de 6 de Dezembro de 2007, publicado em DR de 4 de Janeiro de 2008 – Novas metas de 2007 para políticas e medidas dos sectores da oferta da energia e dos transportes do PNAC 2006;
- d) Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014 (2019), REN, Julho de 2008.

348. À informação de cariz prospectiva *supra* referida, importa ainda incorporar a requerida à REN, relativa à capacidade de interligação futura<sup>60</sup>.

349. Em todos os documentos referidos, a informação considerada diz respeito a capacidades já licenciadas (caso das centrais de ciclo combinado) ou em fase de licenciamento (caso de parte das centrais hidroeléctricas incluídas no plano nacional de barragens) ou a metas de incorporação de energia de origem renovável – eólica, solar, biomassa, entre outras – previstas no PNAER.

350. Estes constituem elementos que permitem aferir com suficiente rigor quais as alterações da estrutura da oferta perspectivada no horizonte da operação de concentração, embora numa perspectiva que considera que todas as metas e licenciamentos são efectivamente concretizados e nos prazos previstos, o que pode não se verificar, efectivamente, para alguns deles.

---

<sup>60</sup> Vide resposta da REN de 5 de Agosto de 2010 (E-DCC/2010/779).

351. De facto, conforme a experiência recente assim o demonstra, em relação à capacidade licenciada ou aos reforços de interligação, não existe uma certeza absoluta quanto ao momento em concreto em que estarão disponíveis. Em relação à decisão Ccent. 06/2008 – EDP/EDIA, persistem e agravaram-se as incertezas em relação à entrada efectiva das capacidades licenciadas de terceiros concorrentes, em particular no que respeita à GALP e à Iberdrola. De facto, passados dois anos, existe apenas certeza quanto à entrada da Tejo Energia, já que a GALP (que entretanto criou uma empresa comum com a International Power para o desenvolvimento do projecto de Sines), ao momento da presente análise, ainda não terá tomado uma decisão formal quanto à adjudicação do equipamento de geração<sup>61</sup>, e o projecto da Iberdrola é dado como previsto no PNAER somente para 2017. Por outro lado, os reforços de capacidade de interligação que eram dados como previstos estarem concluídos, de acordo com a informação pública então disponível, em 2014, encontram-se protelados para 2016. Na realidade, na decisão de 2008 não foram antecipados os efeitos associados à crise económica e financeira, no que respeita à quebra de preços, à quebra de procura e às dificuldades de acesso ao crédito, como factores penalizadores da probabilidade de novas entradas na produção de energia eléctrica.

352. Deste modo, os elementos devem interpretados com a necessária cautela e tendo em conta as possíveis combinações de desenvolvimentos no domínio da procura, da PRE, da PRO e da capacidade de interligação, avaliando-se os diferentes cenários que são possíveis de equacionar, em função dos comportamentos prováveis das variáveis em análise.

### **A evolução da procura**

353. A análise da evolução da procura de energia eléctrica (consumo excluindo o referente à bombagem) de 1996 a 2009 revela, nos últimos 3 anos, uma quebra acentuada do ritmo de crescimento evidenciado até 2005. Enquanto na primeira metade da década de 2000 a procura crescia a ritmos superiores a 5%, na segunda metade dá-se uma quebra acentuada do ritmo de crescimento. Em 2006 o crescimento desce para 2,6% e nos anos seguintes para crescimentos

---

<sup>61</sup> Vide comunicado da GALP de 22 de Junho de 2010, “Galp Energia concretiza parceria para o desenvolvimento da central de ciclo combinado em Sines”, disponível [www.galpenergia.com](http://www.galpenergia.com).

anuais inferiores a 2%. Em 2009, reflexo do ciclo económico recessivo, a procura total tem uma quebra de 1,4%.

354. A evolução das pontas de consumo, apesar de registar um comportamento mais heterogéneo, reflectindo factores, como por exemplo, o nível de rigor dos invernos, revela também uma quebra acentuada do crescimento.

355. Com efeito, enquanto o crescimento médio anual da procura de ponta foi de 5,3% de 2000 a 2005, a partir de 2006 não ultrapassa os 1,1% de crescimento médio anual.

**Tabela 10: Consumo referido à emissão excluindo bombagem e pontas máximas anuais de 1996 a 2009**

Ano	Consumo referido à emissão PT (GWh) exc Bombagem	var. %	Ponta	var. %
1996	30886		5670	
1997	31961	3,5%	5904	4,1%
1998	33808	5,8%	6325	7,1%
1999	35803	5,9%	6890	8,9%
2000	37953	6,0%	6800	-1,3%
2001	40018	5,4%	7466	9,8%
2002	40667	1,6%	8045	7,8%
2003	43060	5,9%	7698	-4,3%
2004	45501	5,7%	8528	10,8%
2005	47946	5,4%	8804	3,2%
2006	49174	2,6%	8884	0,9%
2007	50059	1,8%	9110	2,5%
2008	50595	1,1%	8973	-1,5%
2009	49865	-1,4%	9217	2,7%

**Fonte:** REN, ERSE.

356. As projecções existentes da procura de médio e longo prazo para o sistema eléctrico Português em documentos de referência do sector (PDIRT da REN, o Relatório da Segurança de Abastecimento da REN, Anexo I da RCM n.º 1/2008), contextualizadas entre finais de 2007 e meados de 2008, estabeleciam ritmos de crescimento da procura que ainda reflectiam os verificados na primeira metade da presente década – propondo ritmos médios anuais de crescimento de entre 2.4% a 4%.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 11: Cenários Alto (MA-CA) e Baixo (MA-CB) do Plano Nac. de para as alterações Climáticas 2006**

	MA-CA	Tx Var. Média Anual	MA-CB	Tx Var. Média Anual
2010	56600		56600	
2015	69431	4,2%	66192	3,2%
2020	84338	4,0%	76923	3,1%

**Fonte:** Anexo I da RCM 1/2008, de 6 de Dezembro de 2007, publicado em DR de 4 de Janeiro de 2008 – Novas metas de 2007 para políticas e medidas dos sectores da oferta da energia e dos transportes do PNAC 2006.

**Tabela 12: Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade Análise intercalar Período 2009-2020, Abril 2008**

	Cenário Alto do PNAEE			Cenário de Referência REN		
	Consumo	Tx Var. Média Anual	Ponta	Consumo	Tx Var. Média Anual	Ponta
2009	54286		aprx 9500	52691		aprx 9500
2013	61333	3,1%	aprx 10500	58042	2,4%	aprx 10000

**Fonte:** REN.

**Tabela 13: Cenários de crescimento do consumo e ponta de 2009 a 2019 considerados no PDIRT da REN (valores correspondentes ao cenário alto do PNAC 2006)**

	Consumo	Tx Var. Média Anual	Ponta	Tx Var. Média Anual
2009	55350		9769	
2011	60686	4,7%	10711	4,7%
2014	68667	4,2%	12119	4,2%
2019	83934	4,1%	14809	4,1%

**Fonte:** REN.

357. Mais recentemente, o PNAER, e no que se refere aos cenários adoptados para a evolução do consumo de energia eléctrica, avança taxas de crescimento médio anual, entre 2010 e 2015, inferiores a 1%.

358. Atente-se que a quebra de crescimento da procura não será exclusivamente explicada pelo ciclo económico. De facto, será importante notar que se encontram em aplicação medidas de eficiência energética – por exemplo, as englobadas nos PPEC (Plano de Promoção de Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica), da iniciativa da ERSE, e outras de política energética, como as redes inteligentes, entre outras – e que, em termos de política energética, foram estabelecidas metas para reduzir o consumo (o Plano Nacional para a Eficiência Energética, que entrou em vigor em 2008, estabeleceu como meta reduzir em 10% até 2015 o consumo final de energia).

359. Todavia, outros factores poderão actuar de modo inverso, como por exemplo o programa de mobilidade eléctrica, podendo estimular no futuro o crescimento do consumo.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 14: Consumo final bruto de electricidade ktep do PNAER**

Ano	Cenário de referência	Tx. Variação Anual	Cenário Eficiência Energética adicional	Tx. Variação anual
2010	4730		4730	
2011	4748	0,4%	4748	0,4%
2012	4783	0,7%	4783	0,7%
2013	4825	0,9%	4825	0,9%
2014	4847	0,5%	4847	0,5%
2015	5076	4,7%	5076	4,7%
2016	5201	2,5%	5169	1,8%
2017	5327	2,4%	5262	1,8%
2018	5593	5,0%	5491	4,4%
2019	5655	1,1%	5518	0,5%
2020	5721	1,2%	5547	0,5%

Fonte: PNAER.

360. Paralelamente à informação *supra* descrita, foi solicitada à Notificante a sua previsão da procura futura no horizonte de análise da presente operação de concentração. Para 2010, a Notificante<sup>62</sup> estima um crescimento global de [0-5]% face ao ano de 2009 – o que pressupõe uma retoma do consumo depois da quebra de 2009 –, informação que é consentânea com a informação mais recente da evolução do consumo (a informação mensal da REN de Julho de 2010 reporta um crescimento nos 7 primeiros meses do ano de 5,4% face a período homólogo de 2009) . A partir de 2011, a Notificante estima crescimentos da ordem dos [0-5]% ao ano. Refira-se que a procura estimada pela Notificante a 2014 é entre [5-10]% a [20-30]% inferior àquela que se projectou em meados de 2008 (considerando os cenários da REN relativo ao PDIRT e ao Relatório de segurança de abastecimento).

**Tabela 15: Previsão do consumo segundo a Notificante até 2014**

	Consumo PT (GWh) exc Bombagem	var. %
2009	[40000-50000]	
2010*	[50000-60000]	[0-5]%
2011*	[50000-60000]	[0-5]%
2012*	[50000-60000]	[0-5]%
2013*	[50000-60000]	[0-5]%
2014*	[50000-60000]	[0-5]%

Fonte: Notificante/REN.

<sup>62</sup> Vide respostas da EDP, de 10 de Agosto de 2010 (registo E-DCC/2010/798).

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

361. A informação enviada pela Notificante é consentânea com os dados mais recentes da evolução do consumo e as projecções contidas na restante documentação *supra* analisada. Em suma, apesar da previsão da procura futura se encontrar sujeita a erros de predição importantes, deverão aceitar os cenários de crescimento apresentados pela Notificante.

#### **As novas entradas no segmento PRO**

362. Quanto às entradas previstas, o PNAER veio fornecer datas mais precisas em relação à conclusão dos aproveitamentos hidroeléctricos incluídos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico. De acordo com essa informação, na melhor das hipóteses, i.e., cumprindo-se o calendário previsto, os aproveitamentos da Endesa e Iberdrola apenas estarão disponíveis a partir de 2017.

363. No que respeita a centrais de ciclo combinado, verifica-se que dos 8 grupos licenciados a 4 agentes de mercado – EDP, Tejo Energia, Galp Power e Iberdrola – apenas os dois grupos da EDP (que entraram em serviço no segundo semestre de 2009) e os dois grupos da Tejo Energia (presentemente em fase de testes) podem ser considerados como certos. Os dois grupos da central de Lavos – da Iberdrola – foram apontados no PNAER para 2017.

364. Relativamente aos grupos da central de Sines da GALP Power, o PNAER aponta como data indicativa de entrada em serviço o ano 2012 para o primeiro grupo e o ano de 2013 para o segundo grupo. Em relação a esse projecto, a GALP, em comunicado de 22 de Junho, anunciou a celebração de um acordo com a International Power, mediante o qual cede uma posição de 50% na empresa que desenvolve o projecto da CCGT de Sines. Ainda nos termos do comunicado estaria então em fase de análise das propostas para a celebração do contrato de Engineering, Procurement and Construction (EPC) e as negociações para o financiamento do projecto. Assim, de acordo com a informação publicamente divulgada, não existe ainda uma decisão formal quanto à adjudicação da equipamento de geração – factor essencial para determinar uma decisão e uma data mais segura quanto à entrada em operação da central da GALP.

365. Assim, até 2014, no segmento PRO, para além das centrais da Greenvougá, apenas se considera como certa a entrada da central da Tejo Energia, com dois grupos de 400 MW. A principal

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

questão em termos de novas entradas de concorrentes da Notificante – e considerando a entrada da Iberdrola como sendo pouco provável naquele horizonte temporal, dados os indícios disponíveis conferidos pelo cronograma de entradas previstas apresentado no PNAER – será a possível entrada da central da GALP.

**Tabela 16: Cronograma de entrada em serviço de novas capacidades de geração em regime ordinário**

<b>Empresa</b>	<b>Unidade</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Potência</b>	<b>Ano de entrada em serviço</b>
EDP	Lares I	Térmica CCGT	415	2009
EDP	Lares II	Térmica CCGT	415	2009
Tejo Energia	Pego I	Térmica CCGT	415	2011
Tejo Energia	Pego II	Térmica CCGT	415	2011
GALP Power	Sines I	Térmica CCGT	415	2012
GALP Power	Sines II	Térmica CCGT	415	2013
Iberdrola	Lavos I	Térmica CCGT	415	2017
Iberdrola	Lavos II	Térmica CCGT	415	2017
EDP	Picote II	Hidroeléctrico Não reversível	246	2012
EDP	Bemposta II	Hidroeléctrico Não reversível	191	2012
EDP	Alqueva II	Hidroeléctrico Reversível	256	2012
EDP	Pedrógão	Hidroeléctrico Não reversível	14	2012
Greenvougá	Ribeiradio/Ermida	Hidroeléctrico Não reversível	74	2014
EDP	Baixo Sabor	Hidroeléctrico Reversível	171	2014
EDP	Foz-Tua	Hidroeléctrico Reversível	255	2015
EDP	Venda Nova III (Frades)	Hidroeléctrico Reversível	736	2015
EDP	Salamonde II	Hidroeléctrico Reversível	204	2016
EDP	Alvito	Hidroeléctrico Reversível	225	2016
EDP	Fridão	Hidroeléctrico Não reversível	238	2016
Endesa	Girabolhos	Hidroeléctrico Reversível	355	2017
Iberdrola	Gouvães	Hidroeléctrico Reversível	660	2017
Iberdrola	Alto Tâmega (Vidago)	Hidroeléctrico Não reversível	127	2017
Iberdrola	Daivões	Hidroeléctrico Não reversível	118	2017
EDP	Paradela II	Hidroeléctrico Reversível	318	2018
EDP	Cabril II	Hidroeléctrico Reversível	86	2019

Fonte: PNAER.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

366. Em matéria de desclassificação de centrais térmicas, de acordo com PDIRT da REN, as centrais a fuel, todas da EDP, deverão ser desactivadas até final de 2012, enquanto que, em final de 2017, prevê-se a desactivação da central a carvão de Sines, propriedade da EDP.

### **Evolução da PRE**

367. No que respeita à PRE a partir de fontes renováveis, a informação disponível encontra-se publicada no PNAER e refere-se essencialmente a metas de capacidade instalada e produção. No caso da eólica e biomassa a informação reflecte as potências atribuídas em concurso.

368. Na estimação da produção têm-se em conta os registos históricos da utilização da capacidade instalada. Enquanto na produção mini-hídrica existe uma elevada variância em torno da média – função da irregularidade do regime hidrológico –, no caso da produção eólica a variância é menor.

369. A energia eólica constituirá, em 2014, a principal fonte de produção PRE de origem renovável. Segundo as metas previstas no PNAER, a capacidade eólica deverá expandir-se até aos 5600 MW em 2014, o que representa mais cerca de 2000 MW face aos 3573 MW existentes em Julho de 2010.

370. Muito embora o crescimento da capacidade eólica tenha evoluído a um ritmo muito elevado nos últimos anos – cresceu de cerca de 1500 MW em Dezembro de 2006 para cerca de 3600MW em Julho de 2010 –, e o quadro de regulação tarifária da PRE se tenha caracterizado pela estabilidade –, o que corroboraria a possibilidade de a meta de 5600 MW em 2014 ser credível, dever-se-á, na verdade, ter em conta que as condições de financiamento e acesso a capitais actuais não são idênticas às verificadas entre 2006 e 2008.

371. Assim, deverá considerar-se que existe alguma probabilidade de a meta de 5600 MW de capacidade eólica não ser integralmente alcançada em 2014.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**Tabela 17: Capacidade e Produção prevista no PNAER para a PRE de origem renovável**

	Capacidade PRE PT (MW)		Produção (GWh)	
	2010	2014	2010	2014
Mini Hídrica	410	550	827	1.108
Geotérmica	30	30	195	195
Solar	156	590	230	939
Eólica	4.256	5.600	10.214	12.600
Biomassa com Cogeração	437	560	1.536	1.967
Biomassa sem Cogeração	210	347	864	1.391
Outros (Ondas, Marés, Oceanos)	5	35	1	35
Total	5.504	7.712	13.867	18.235

Fonte: PNAER.

372. No que respeita à PRE de co-geração, os valores remetidos pela Notificante apontam para que em 2014, se verifique um valor de 1658 MW de capacidade e de 4145 GWh de produção, o que representa, face a 2010, um crescimento de 10% e 7% da capacidade e produção, respectivamente.

**Tabela 18: Capacidade e Produção de PRE de cogeração prevista pela Notificante<sup>63</sup>**

	Capacidade (MW)		Produção (GWh)	
	2010	2014	2010	2014
Co-geração	[1500-1600]	[1600-1700]	[3800-3900]	[4100-4200]

Fonte: Notificante.

### Capacidade de interligação

373. A REN reporta, em resposta a pedido de elementos<sup>64</sup>, que a meta de 3000 MW de capacidade de importação será atingida em 2016. Até lá, a evolução provável das capacidades de importação será a documentada na tabela seguinte, não obstante considerar-se que estes valores são estimativas, não havendo garantias quanto à concretização das metas previstas.

<sup>63</sup> Vide respostas da EDP, de 29 de Setembro de 2010, (registo E-DCC/2010/950).

<sup>64</sup> Vide resposta da REN de 5 de Agosto de 2010, registo, registo E-DCC/2010/779.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**Tabela 19: Valores previsíveis de capacidade mínima de interligação eléctrica Portugal-Espanha disponível para fins comerciais (NTC)**

	Portugal - Espanha MW		Espanha - Portugal MW	
	Verão ano n	Inverno Final ano n / início ano n+1	Verão ano n	Inverno Final ano n / início ano n+1
2009	1200	1300	1100	1500
2010	1300	1400	1200	1600
2011	1600	2300	1900	2100
2013	2800	2600	2300	2600
2016	3000	3000	3000	3000

Fonte: REN.

#### Previsão da Estrutura da oferta no Mercado da produção de energia eléctrica em 2014

374. Coligidos os elementos fornecidos pela Notificante<sup>65</sup>, no que respeita às suas estimativas quanto à sua posição num mercado de produção de energia eléctrica a nível nacional, em 2014, é possível constatar que a sua quota de mercado deverá ascender a [40-50]% a nível da capacidade e a [40-50]% a nível da produção.

**Tabela 20: Previsões da capacidade de produção em 2014**

	2010	2014
PRE PT	[5000-9000]	[7000-11000]
PRO PT	[10000-15000]	[10000-15000]
PRE EDP	[500-2500]	[500-2500]
PRO EDP	[7000-11000]	[6000-10000]
Cap Interligação	[1000-3000]	[2000-4000]
TOTAL PT	[20000-25000]	[20000-25000]
EDP	[10000-15000]	[6000-10000]
Quota EDP	[50-60]%	[40-50]%

Fonte: Notificante.

<sup>65</sup> Vide respostas da EDP, de 10 de Agosto de 2010 (registo E-DCC/2010/798) e resposta de 29 de Setembro de 2010, (registo E-DCC/2010/950).

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**Tabela 21: Previsões da produção em 2014**

	2010	2014
Produção PRE PT	[15000-20000]	[20000-25000]
Produção PRO PT	[30000-35000]	[35000-40000]
Produção PRE EDP	[1000-5000]	[1000-5000]
Produção PRO EDP	[25000-30000]	[20000-25000]
Saldo Interligações	[1000-5000]	[(-1000-5000)]
Consumo PT	[50000-55000]	[50000-55000]
TOTAL PT	[50000-55000]	[55000-60000]
EDP	[25000-30000]	[25000-30000]
Quota EDP	[50-60]%	[40-50]%

**Fonte:** Notificante

**Nota:** considerou-se o mercado total como correspondendo à soma das parcelas PRO, PRE e valor do Saldo Importador, no caso de este ser positivo. Sendo o saldo importador negativo, i.e. o mercado nacional é exportador em termos líquidos, considerou-se somente o valor da PRE+PRO.

375. Conjugando os elementos fornecidos pela ERSE<sup>66</sup>, em relação a capacidades por concorrente, com os fornecidos pela REN<sup>67</sup>, quanto a capacidade de importação (média simples da capacidade verão / inverno), obtêm-se os valores documentados na tabela seguinte. Cumpre notar que, de acordo com os elementos fornecidos pela ERSE, a central de ciclo combinado da GALP entrará em actividade em 2013. A quota da EDP estima-se que corresponderá a [40-50]% do total nacional da capacidade instalada, menos [5-10]% do que a sua quota observada em 2010, como decorre da Tabela 22. Na hipótese em que se desconsidere a entrada da GALP até 2014, então a quota da Notificante sobe para [40-50]%.

**Tabela 22: Previsões da estrutura da oferta, medida na capacidade de produção, em 2014**

	2010	2011	2012	2013	2014
Grupo EDP	[7000-110000]	[6000-10000]	[7000-11000]	[6000-10000]	[7000-11000]
Tejo Energia	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]
Iberdrola	[0-2000]	[0-2000]	[0-2000]	[0-2000]	[0-2000]
Galp Power				[0-2000]	[0-2000]
Turbogás	[500-2500]	[500-2500]	[500-2500]	[500-2500]	[500-1000]
Ribeiradio+Ermida					[0-500]
Outras PRE PT	[4000-8000]	[5000-9000]	[5000-9000]	[7000-11000]	[6000-10000]
Interligação	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]	[500-3000]
Total PT	[15000-20000]	[20000-25000]	[20000-25000]	[20000-25000]	[20000-25000]
Total EDP	[40-50]%	[40-50]%	[40-50]%	[30-40]%	[40-50]%
Total Ribeiradio+Ermida					[0-5]%

**Fonte:** Notificante, ERSE, REN

<sup>66</sup> Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

<sup>67</sup> Vide resposta da REN de 5 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/779).

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

376. A capacidade de Ribeiradio+Ermida corresponderá a **[0-5]**% da capacidade total projectada para 2014 (de acordo com as estimativas dos valores de capacidade fornecidos pela ERSE e pela REN) e a **[0-5]**% da produção nacional em 2014, considerando os valores de produção estimados pela Notificante.
377. O reforço de quota ocorre na tecnologia hídrica e contribui para manter a posição de quase monopólio que a Notificante detém nessa tecnologia.
378. Na melhor das hipóteses, apenas em 2017 entrarão novos concorrentes nessa tecnologia. Por outro lado, até 2014, e excluindo as centrais da Greenvougá, a EDP tem prevista a conclusão de **[500-1000]**MW adicionais em centrais hidroeléctricas (reforços de potência e novos aproveitamentos), de um total de **[2000-3000]** MW em carteira até 2019.
379. Na realidade, o crescimento orgânico projectado pela Notificante até 2014 na tecnologia hídrica supera em mais de 10 vezes o impacto específico, em termos de acréscimo de capacidade, da presente operação de concentração.

#### **Análise de indispensabilidade no horizonte de 2014**

380. Para avaliar a posição da Notificante no mercado da produção de energia eléctrica, importa também analisar prospectivamente, no horizonte temporal da presente operação de concentração, qual a probabilidade da Notificante se manter como monopolista residual em Portugal Continental, numa percentagem significativa do tempo.
381. Recorde-se que, no segundo semestre de 2007, e conforme a Decisão da AdC relativa à Ccent. 06/2008 *EDP / Activos EDIA (Alqueva / Pedrógão)*, a Notificante foi dada como monopolista residual em **[90-100]**% do tempo, *i.e.*, como tendo uma procura residual positiva depois de esgotadas todas as capacidades de produção de terceiros concorrentes.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

382. Para proceder a essa análise, é necessário calcular os indicadores de indispensabilidade, computando a diferença entre a procura prevista e a soma das capacidades disponíveis de terceiros concorrentes (em termos de PRO), da PRE e da capacidade de interligação.
383. Dado que não existem dados reais de procura e produção PRE, a AdC utilizou, para o efeito, os cenários previstos nos planos de produção do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014, projectados pela REN, em meados do ano de 2008, para os anos 2009, 2011 e 2014 – doravante PDIRT 2009, PDIRT 2011 e PDIRT 2014.
384. A análise realizada apresenta-se em anexo (vide Anexo I), identificando-se, antes de proceder à avaliação dos resultados da análise de indispensabilidade, os pressupostos de procura e produção PRE previstos no PDIRT, bem como os pressupostos adicionais necessários à condução dessa análise, no que respeita às produções de terceiros concorrentes PRO e à capacidade de interligação.
385. No âmbito da presente análise, consideraram-se 6 cenários de procura, PRE e capacidade de importação, onde se têm em conta diferentes combinações de crescimentos desses factores, e 3 cenários de capacidade de PRO de terceiros concorrentes – assumindo as possíveis combinações de entradas das centrais de ciclo combinado já licenciadas.
386. Importa notar que, quanto maior a procura, tudo o resto constante, maior a indispensabilidade do grupo EDP (o indicador obtém-se da subtracção entre a procura e a capacidade de terceiros concorrentes). Pelo contrário, quanto maior a PRE considerada, as capacidades de PRO de terceiros concorrentes e/ou a capacidade de importação, menor é indispensabilidade do grupo EDP.
387. De acordo com a análise efectuada, apresentada em anexo, independentemente da combinação de cenários a 2014 que se considerem, obtém-se a conclusão que em todas as situações persiste a existência de condições para que a Notificante se revele monopolista residual.
388. Não é possível precisar a percentagem do tempo em que permanecerá indispensável, mas é possível ter um elevado grau de certeza que haverá condições para que se formem situações em que a Notificante permanecerá indispensável/monopolista residual em 2014.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

389. A forma como os cenários foram construídos permite, igualmente, estabelecer que persistirão condições para que se verifique a indispensabilidade da EDP, em determinado horizonte após o ano de 2014, dado que a entrada do ciclo combinado da Iberdrola, apontada para 2017 não anula, por completo, as situações de indispensabilidade.
390. Todavia, a presente análise revela, igualmente, a existência de condições futuras para uma redução substancial da indispensabilidade da Notificante, nomeadamente por comparação com o que se apurou no segundo semestre de 2007 ([90-100]% de indispensabilidade). Dever-se-á ainda ter em conta que se modelizaram as procuras de pontas máximas, *i.e.*, aquelas em que é mais provável a ocorrência de períodos de indispensabilidade. No entanto, considerou-se a PRE da EDP como fazendo parte da produção de operadores concorrentes, o que, naturalmente, subestima a efectiva indispensabilidade da EDP.
391. Por outro lado, dever-se-ão ainda considerar as limitações da análise de indispensabilidade no que respeita à efectiva determinação da existência de uma posição dominante, ou seja uma posição em que a Notificante se possa comportar, significativamente, de forma independente de terceiros concorrentes.
392. Com efeito, para a Notificante actuar como monopolista residual, poderá, eventualmente, ser necessário que esta adopte um comportamento de tal ordem, que conduza à utilização de toda a capacidade disponível de terceiros, e à redução da sua produção a níveis inferiores àqueles que são determinados pelas condições técnicas e económicas de operação do seu parque electroprodutor.
393. Na verdade, podem existir restrições à adopção de tais comportamentos, na medida em que esses comportamentos originariam produções próprias inferiores aos limites mínimos, determinados por restrições operacionais, que a Notificante enfrenta nas suas centrais.
394. No caso das centrais hidroeléctricas de fio-de-água, com reduzida capacidade de armazenamento, estas encontram-se incentivadas, via revisibilidade CMEC (mecanismo aplicável até 2017), a turbinar o caudal do rio, factor exógeno à EDP. Na realidade, poderiam existir circunstâncias em que, para actuar como monopolista residual, a Notificante teria a

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

necessidade de descarregar a água sem produzir. De notar que as compensações CMEC, em sede de revisibilidade, não compensariam a perda de receitas associada a descarregar sem produzir/vender, muito embora pudessem existir benefícios de uma eventual restrição de oferta, dados os efeitos que essa restrição traria sobre os preços.

395. No que respeita às centrais CCGT da EDP – Ribatejo e Lares – estas encontram-se sujeitas a restrições de consumos mínimos de gás natural do tipo *take or pay*, impostas pelos respectivos contratos de fornecimento, as quais poderão desincentivar a redução da produção abaixo de determinados valores mínimos.
396. Por fim, e tendo em conta que as centrais a fuel praticamente deixaram de ser utilizadas e de marcar os preços, a tecnologia marginal de referência para a colocação das centrais de albufeira passa a ser a das centrais de ciclo combinado.
397. Assim, mesmo as albufeiras poderão estar limitadas na adopção de comportamentos que impliquem preços substancialmente superiores aos das centrais de ciclo combinado – preço que limitará a produção e implica a retenção de caudais e descarregamentos não produtivos.
398. Todavia, não é possível determinar em que medida, em 2014 e nos anos seguintes, tais restrições poderão imperar, no sentido de afastar a possibilidade da independência comportamental própria da posição dominante.
399. Na realidade, dever-se-á pesar o facto de, na análise de indispensabilidade, as capacidades de terceiros, em particular no regime PRO, serem dadas como substitutas da produção PRO da Notificante.
400. Na verdade, não será esse o caso, se essas capacidades não forem competitivas (por razões exógenas ou endógenas) e, dessa forma, não exercerem pressão concorrencial efectiva sobre a Notificante. Por exemplo, seria improvável que um operador com centrais a fuel – bastante mais caras - exercesse pressão competitiva sobre um operador em centrais a gás ou a carvão, ou que, mesmo as centrais a gás natural consigam exercer pressão competitiva suficiente sobre as produções hidroeléctricas, quando os recursos hídricos são particularmente abundantes.

401. Nessa situação, serão preservadas as condições para que a EDP disponha de uma significativa margem discricionária na forma como vende a sua produção, dadas as vantagens competitivas que detém sobre os demais concorrentes.
402. Atente-se o facto de a Notificante ser a detentora da quase totalidade dos meios hidroeléctricos em Portugal Continental e de beneficiar de auxílios de estado que a protegem de descidas acentuadas nos preços de mercado.
403. Por outro lado, podem equacionar-se situações em que as centrais de ciclo combinado deixam de operar, por excesso de produção de origem renovável, cenário em que essas centrais não representam uma pressão concorrencial significativa.
404. Acresce que, existindo custos variáveis discrepantes entre a produção de centrais a carvão e a gás natural, factores cuja evolução futura encerra ainda incertezas importantes, não se podem excluir períodos em que as diferenças de composição das centrais de carga base, entre Portugal e Espanha, possam conduzir à total saturação da interligação<sup>68</sup>.
405. Assim, sendo o mercado geográfico definido como correspondendo ao território nacional, pelo menos nas horas em que se verifica congestionamento, dever-se-á considerar que a posição dominante poderá permanecer, não obstante a percentagem do tempo em que esta persista se possa reduzir, face ao momento actual.
406. Nesta acepção, importa então avaliar se esta posição dominante da Notificante poderá ser reforçada, em resultado da operação projectada, com a qual passará a controlar, em exclusivo, as centrais de Ribeiradio e Ermida.
407. Na exacta medida em que as restrições operacionais *supra* referidas – por exemplo, respeitar obrigações *take-or-pay* nas centrais a gás natural ou fazer corresponder caudais afluentes a produção turbinada nas centrais hidroeléctricas de fio de água – podem diminuir a independência comportamental da Notificante, também uma situação de controlo conjunto, com um agente que tem incentivos próprios de um agente competitivo, poderia implicar que a

---

<sup>68</sup>Em Espanha, as centrais nucleares e a carvão cobrem a procura nos períodos de vazio, enquanto em Portugal, em geral, e não havendo PRE suficiente, as centrais a carvão não chegam para cobrir toda a procura em vazio.

sociedade Greenvouga representasse uma restrição comportamental às restantes unidades produtivas do grupo EDP.

408. Todavia, importa considerar que as capacidades de produção das centrais em apreço na presente operação de concentração – cerca de 78,6 MW – correspondem a somente [0-5]% do total da capacidade prevista a 2014 e a [0-5]% da satisfação do consumo/procura, considerando os valores de produção e consumo total estimados pela Notificante.
409. Acresce que deverão considerar-se, ainda, as prováveis entradas que se projectam no horizonte temporal da presente operação de concentração - entre 1000 a 2000 MW eólicos e entre 830 a 1660 MW em ciclos combinados de concorrentes -, bem como uma capacidade de interligação mais elevada (cujo valor exacto não é possível estimar com segurança).
410. Conjugados os elementos *supra* considerados, conclui-se pelo reduzido impacte jusconcorencial da presente operação de concentração.
411. Assim, embora possam existir factores que apontem para que se possa verificar uma posição dominante da Notificante em território nacional, em 2014, não se perspectiva que essa posição seja reforçada com a presente operação de concentração, em termos de que resultem entraves significativos à concorrência efectiva, no mercado da produção de energia eléctrica em território nacional.

### **6.3. Mercado da banda de regulação secundária em Portugal Continental**

#### **6.3.1. Estrutura da Oferta**

##### **6.3.1.1. Cenário actual**

412. Na prestação de serviços de banda de regulação secundária estão, actualmente, presentes apenas três agentes de mercado, a EDP, a Tejo Energia (central a carvão do Pego), colocada em mercado pela REN Trading, e a Iberdrola, com a central de Aguieira, central essa que é propriedade da Notificante, mas cuja gestão se encontra cedida à Iberdrola, até [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
413. Nas tabelas seguintes, apresenta-se a estrutura da oferta, medida em capacidades equipadas para telerregulação, e banda de regulação efectivamente prestada.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**Tabela 23: Estrutura da oferta, em termos de capacidade, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental**

Agente	Tecnologia	Central	Potência Máxima	Banda Telerregulação
EDP	HI <sup>1</sup>	Alto Lindoso	630	330
EDP	HI	Alqueva	259,2	94
EDP	HI	Cabril	108	58
EDP	HI	Castelo de Bode	159	84
EDP	HI	Frades	191	91
EDP	CC <sup>2</sup>	Lares1	435	225
EDP	CC	Lares2	435	235
EDP	HI	Picote	195	90
EDP	HI	Pocinho	186	111
EDP	HI	Regua	180	105
EDP	CC	Ribate1	392	157
EDP	CC	Ribate2	392	157
EDP	CC	Ribate3	392	157
EDP	Carvão	Sines1	295	63
EDP	Carvão	Sines2	295	63
EDP	Carvão	Sines3	295	63
EDP	Carvão	Sines4	295	63
EDP	HI	Torrão	140	60
EDP	HI	Valeira	240	150
<b>Total EDP</b>			<b>5514,2</b>	<b>2356</b>
<i>EDP %</i>				<i>89,6%</i>
Iberdrola	HI	Aguieira	336	156
<b>Total Iberdrola</b>			<b>336</b>	<b>156</b>
<i>Iberdrola %</i>				<i>5,9%</i>
REN/Tejo Energia	Carvão	RPG01 <sup>3</sup>	292	58
REN/Tejo Energia	Carvão	RPG02	292	58
<b>Total REN/Tejo Energia</b>			<b>584</b>	<b>116</b>
<i>REN/Tejo Energia %</i>				<i>4,4%</i>

Fonte: REN, tratamento dados AdC.

Notas: (1) HI- hídrica, (2) CC- ciclo-combinado, RPG- Central a Carvão do Pego.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 24: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental**

	2008		2009		2010*	
	MW	%	MW	%	MW	%
<b>EDP Hidro.</b>	[500000-550000]	[30-40]%	[350000-400000]	[30-40]%	[800000-850000]	[40-50]%
<b>EDP Term.</b>	[800000-850000]	[50-60]%	[1.000000-1.500000]	[60-70]%	[800000-850000]	[40-50]%
<b>Total EDP</b>	[1000000-1500000]	[90-100]%	[1000000-1500000]	[80-90]%	[1500000-2000000]	[90-100]%
<b>Iberdrola</b>	0	0,0%	[50000-100000]	[0-5]%	[50000-100000]	[0-5]%
<b>Pego/Tejo Energia/Ren Trading</b>	[30000-50000]	[0-5]%	[250000-300000]	[10-20]%	[25000-30000]	[0-5]%
<b>Total</b>	[1000000-1500000]	100,0%	[1.500000-2.000000]	100,0%	[1.500000-2.000000]	100,0%

**Fonte:** Notificante, tratamento de dados AdC.

\*Reportam-se os valores referentes ao primeiro semestre de 2010.

414. Conforme é possível constatar nas tabelas *supra*, existem apenas duas centrais concorrentes equipadas para telerregulação, a central a carvão da Tejo Energia e a central de Aguieira. No entanto, realce-se que a central da Aguieira reintegrará o portefólio produtivo da Notificante, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

415. A Notificante detém, assim, cerca de **[90-100]%** da capacidade equipada para telerregulação.

416. No que respeita à prestação efectiva do serviço de telerregulação, a quota das centrais da Notificante foi superior a 80%, em 2009, e, nos primeiros 6 meses de 2010, ascendeu a **[90-100]%** (note-se, mais uma vez, que estes valores reflectem uma estrutura de mercado com a Aguieira a ser explorada pela Iberdrola, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**).

417. A central da Tejo Energia, por seu lado, garantiu **[10-20]%** do serviço em 2009, descendo essa participação para **[0-5]%**, no primeiro semestre de 2010, consequência do baixo nível de utilização desta central em mercado.

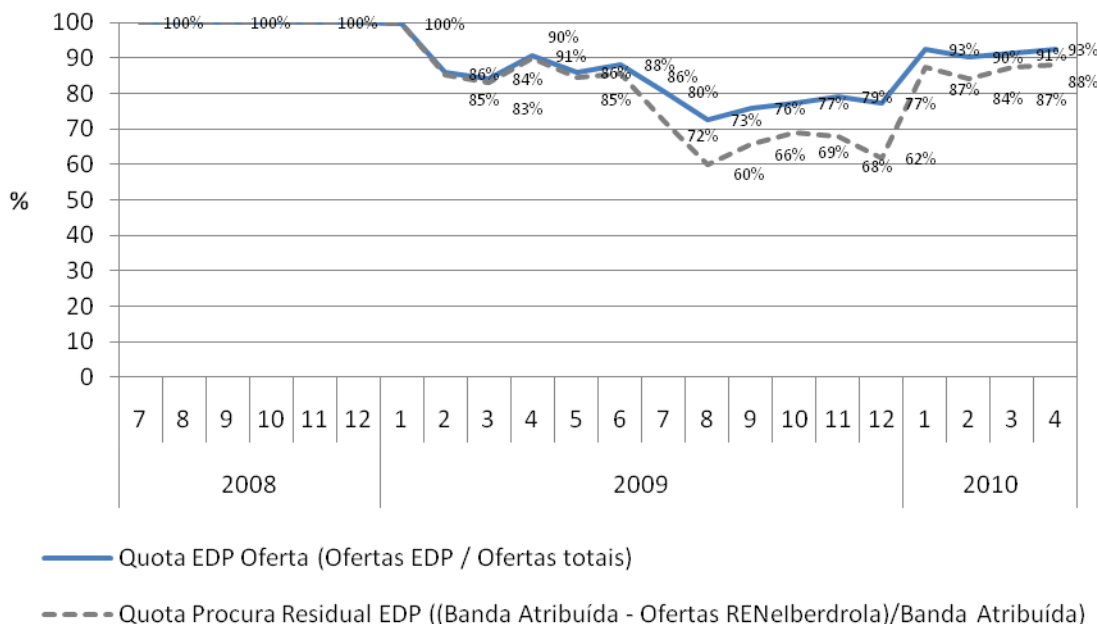
**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

418. De facto, fruto do elevado nível de produção hidroelétrica e eólica e dos baixos níveis dos preços, a produção da central da Tejo energia decresceu significativamente, já que estando *off line* ou a produzir no seu mínimo técnico, este tipo de centrais não pode oferecer banda secundária.

419. Avaliadas as ofertas submetidas nos leilões de contratação de banda secundária, constata-se que a Notificante é, destacadamente, o principal agente ofertante. No segundo semestre de 2008, a Notificante adquiriu a posição de único ofertante. Em 2009, assinala-se a participação da central a carvão da Tejo Energia e a entrada da Iberdrola, com a central de Aguieira, perdendo a Notificante o estatuto de monopolista absoluto. Porém, deduzindo da procura de banda as ofertas submetidas pela Tejo Energia e pela Iberdrola, verifica-se que em nenhum momento esses dois agentes colocaram ofertas suficientes para tornar dispensável a Notificante para a satisfação da procura.

420. Na realidade, mesmo que fossem colocadas em mercado a totalidade das ofertas da Iberdrola e da Tejo Energia, ainda assim, a Notificante seria monopolista residual, para uma parte da procura que variou entre [60-70]% (Agosto de 2009) e 88,2[80-90]% (Abril de 2010).

**Gráfico 11: Oferta e procura Residual da EDP**



Fonte: REN. Tratamento AdC.

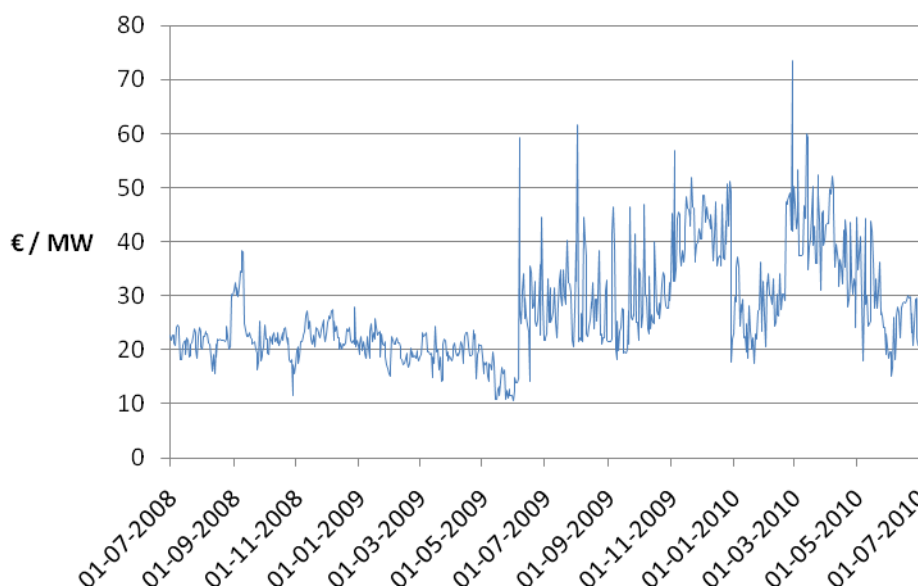
Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

421. No gráfico apresentado *supra*, assinale-se a entrada em funcionamento da central do Pego (da Tejo Energia), no início de 2009, que levou à eliminação do estatuto de monopolista absoluto da EDP, bem como o momento de passagem da central de Aguieira para a gestão da Iberdrola, em Abril de 2009.

422. A representatividade da EDP na satisfação da procura aumentou no primeiro semestre de 2010, relativamente ao último semestre de 2009, em virtude da menor participação da central da Tejo Energia, tal como já se referiu no parágrafo 418 *supra*.

423. No gráfico seguinte apresenta-se a evolução do preço médio diário de banda secundária desde o segundo semestre de 2008 até ao primeiro semestre de 2010, inclusive.

**Gráfico 12: Preço Médio Diário Banda Secundária**



**Fonte:** REN, [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Tratamento AdC.

424. Resulta do gráfico que o preço médio diário da banda secundária obtido nos leilões revela uma certa volatilidade. Os preços verificados, no segundo semestre de 2009 e no primeiro semestre

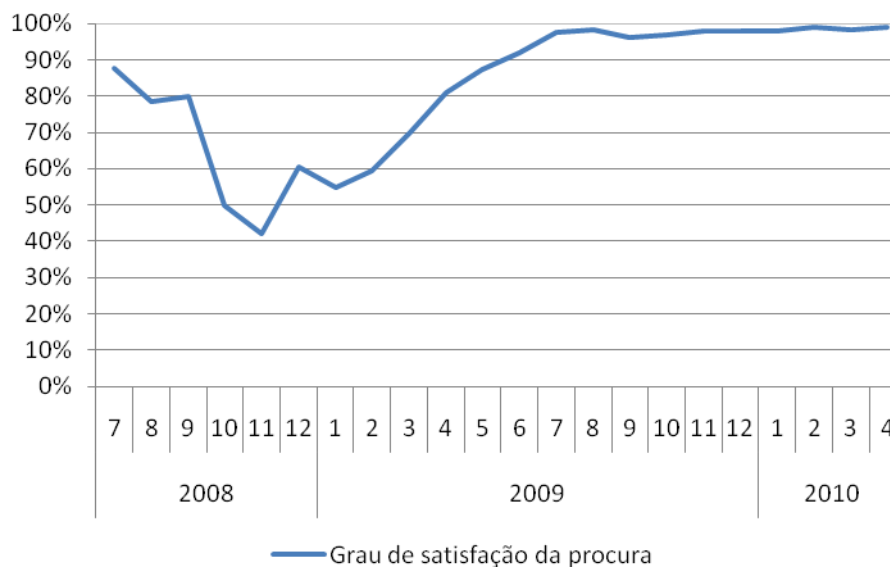
**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

de 2010, revelaram picos extraordinários e uma tendência de crescimento, ao contrário do que se verificou no mercado diário da produção.

425. Segundo a ERSE<sup>69</sup>, o preço médio ponderado da banda de regulação secundária em Portugal foi superior ao dobro do correspondente preço verificado em Espanha, sendo a tendência registada, no 1.º semestre de 2010, no sentido de acentuar essa diferença.

426. Na análise do desempenho, é importante destacar que, durante um largo período, nem toda a procura foi satisfeita, não obstante os mais de 2600 MW de banda de regulação instalada em centrais no território de Portugal Continental.

**Gráfico 13: Grau de satisfação da procura de banda de regulação**



**Fonte:** REN, [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Tratamento AdC.

427. Nos meses de Outubro e Novembro de 2008, menos de metade da procura foi satisfeita. Nesse período, em alguns momentos, nenhuma oferta de banda secundária foi submetida ao gestor de sistema.

<sup>69</sup> Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

428. A este respeito, refira-se que a Notificante alega que “já hoje [...] existe uma oferta abundante para a prestação deste tipo de serviço [telerregulação]”.<sup>70</sup>
429. No entanto, a abundante capacidade para prestação daquele serviço não se tem traduzido numa concorrência nas ofertas neste mercado, já que a capacidade de oferta é detida, em grande parte, pelo incumbente.
430. A abundância de capacidade para prestação do serviço em causa, apenas seria um elemento positivamente valorizado para efeitos da presente avaliação jusconcorrencial se fosse susceptível de introduzir concorrência nas ofertas, o que aconteceria se o elevado grau de abundância de oferta estivesse disperso por uma diversidade de agentes de mercado, o que não é o caso.
431. De facto, e tal como se verificou na análise da estrutura de oferta por capacidade na Tabela 23 *supra*, a situação actual do mercado de banda de regulação secundária caracteriza-se por uma quase total hegemonia da EDP em termos do controlo da capacidade de prestação de serviços de telerregulação.
432. Ora, o comportamento da EDP em termos de colocação de ofertas no mercado sempre será determinado pela sua posição no mercado e o facto de possuir um largo portefólio de centrais disponíveis para prestar o serviço de banda secundária.
433. Refira-se, ainda, como faz notar a ERSE, que as centrais hidroeléctricas – a quase totalidade abrangida pelas compensações CMEC – manifestam uma reduzida participação face ao seu peso relativo em termos de repartição da potência instalada de telerregulação<sup>71</sup>.
434. Mais adianta a ERSE que, com excepção do mês de Março, a produção relativa destas unidades hídricas nos mercados diário e intra-diário não tem tido correspondência no mercado de banda de regulação secundária. Na realidade, o grosso da oferta de banda secundária tem sido assegurada por centrais em regime de mercado puro, i.e., sem CMECs ou CAEs, em particular, os ciclos combinados da Notificante.

---

<sup>70</sup> Resposta da EDP de 30 de Agosto de 2010 (registo, E-DCC/2010/873).

<sup>71</sup> Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

435. Já um agente que detenha um número reduzido de centrais para participação neste mercado, como seja o caso da Iberdrola, que apenas gere uma central habilitada para prestar o serviço de banda secundária, tem incentivos para participar no mercado de forma activa, sendo que a estratégia de maximização do lucro de uma agente naquelas circunstâncias passará por uma exploração intensiva da central ou centrais que detém.

### 6.3.1.2. Evolução Prospectiva do mercado

436. Tendo em conta que a operação de concentração ora notificada apenas produzirá efeitos em 2014, data prevista para a entrada em funcionamento da central de Ribeiradio, importa, tal como se referiu *supra* na introdução à avaliação jusconcorrencial, estimar a capacidade instalada em 2014, em particular para a prestação do serviço de telerregulação, assim como o nível de procura neste mercado.

437. Como tal, importa analisar a possibilidade de entrada de novos concorrentes, ou a expansão de concorrentes já instalados via aumento de capacidade, neste mercado relevante.

438. Por fim, refira-se que, de acordo com informação recebida da ERSE, está actualmente, em consulta pública, uma proposta de revisão do regulamento de operação das redes<sup>72</sup>, o que poderá, vindo a concretizar-se, implicar uma modificação ao contexto de análise da presente operação de concentração.

439. Como tal, na análise da evolução prospectiva de mercado, e das consequências da operação de concentração, avalia-se o seu impacto, assumindo o actual contexto regulamentar, analisando-se, ainda, o impacto que a proposta de revisão regulamentar *supra* referida teria, caso se viesse a concretizar, em termos das conclusões jusconcorrenciais.

---

<sup>72</sup> Vide o documento em consulta pública, disponível em:  
<http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/33.aspx>

### 6.3.1.3. Probabilidade de entrada/expansão de concorrentes

440. No que respeita à probabilidade de entrada/expansão de concorrentes, refere a Notificante<sup>73</sup> que, de acordo com o Plano Nacional de Acção para as energias Renováveis, até 2014, entrarão em operação 4 novos grupos de CCGT, nomeadamente Sines I e II – com capacidade de 830 MW - e Pego I e II – com capacidade de 840 MW, detidos pela GALP e pela Tejo Energia, respectivamente. Mais alega a Notificante que aqueles novos grupos geradores poderão representar um total de cerca de **[600-700]** MW em capacidade de regulação.
441. Adicionalmente, alega ainda que a esta capacidade acrescerá a resultante das novas centrais hídricas e dos reforços de algumas das existentes, conforme previsto no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, que se poderá cifrar em aproximadamente mais **[400-500]** MW de capacidade de banda de regulação.
442. Antes de mais, refira-se que uma parte substancial desta expansão de **[400-500]** MW de capacidade de banda de regulação, via novas centrais hídricas e reforço de algumas das existentes, que menciona a Notificante, diz respeito a centrais controladas pela EDP, pelo que consubstanciarão um acréscimo da capacidade de prestação de serviços de telerregulação do incumbente.
443. Já no que diz respeito à entrada dos novos grupos geradores a que se refere a Notificante, importa notar que a efectiva concretização e data de entrada em funcionamento do grupo gerador da GALP não é garantida, com base na informação actualmente disponível. A incerteza associada à entrada em funcionamento daquela central deve assim ser devidamente valorada no contexto da análise jusconcorrencial ora desenvolvida.
444. No que diz respeito à central da GALP, sublinhe-se que, tal como se afirmou *supra* na análise ao mercado diário da produção, não existe, de momento, informação confirmada sobre a data prevista para a sua entrada em funcionamento (tendo a GALP anunciado a celebração de um acordo com a *International Power*, mediante o qual cede uma posição de 50% na empresa que desenvolve o projecto da CCGT de Sines), sendo que, de acordo com a informação divulgada pela GALP, estaria então em fase de análise das propostas para a celebração do contrato de

---

<sup>73</sup> Vide respostas da EDP, de 10 de Agosto de 2010 (registo E-DCC/2010/798).

*Engineering, Procurement and Construction* (EPC) e as negociações para o financiamento do projecto. Assim, e de acordo com a informação publicamente disponível, não existe ainda uma decisão formal quanto à adjudicação do equipamento de geração, factor essencial para determinar com maior segurança uma decisão de entrada e respectiva data de funcionamento da central da GALP.

445. Como tal, não existem elementos que possam oferecer uma garantia suficientemente sólida de que a central da GALP entrará na prestação de banda de regulação secundária, no horizonte temporal previsto para a entrada em funcionamento da central de Ribeiradio.

446. Já no caso dos grupos geradores da Tejoenergia, tendo em conta que a central já está em fase de testes, pode considerar-se como certa a sua entrada em funcionamento até 2014.

#### **6.3.1.4. Dimensão da entrada/expansão de concorrentes**

447. Acresce que, na análise prospectiva da estrutura de mercado, deve ser exercida cautela na mensuração da participação de novos grupos geradores, já que esta pode ser muito volátil, em resultado, quer do desempenho do mercado diário de produção, quer de restrições operacionais (tipo *take or pay*), ou de abundâncias pontuais de energias de origem renováveis. Refira-se, por exemplo, o caso da central a carvão do Pego, que reduziu a sua participação na banda secundária de 15% em 2009 para 1,5% nos primeiros 6 meses de 2010.

448. De salientar, ainda, que em períodos de grande afluência hidrológica ou intensidade do vento, as centrais de carga base podem diminuir a sua participação aos respectivos mínimos técnicos ou mesmo cessar a sua operação, passando as centrais hídricas e a PRE a assegurar a quase totalidade da oferta. Refira-se, a título de exemplo, que foi esta a situação que se verificou no primeiro semestre de 2010, com a banda secundária a ser predominantemente assegurada por centrais hidroeléctricas.

449. Como tal, não obstante se considerar possível que venha a entrar um ou outro *player* neste mercado relevante, não parece provável e muito menos inequívoco, nem existem elementos firmes que sustentem que, no período temporal que intermedeia o momento actual e o *timing* previsto para a entrada em funcionamento da central de Ribeiradio, se passe de uma situação de

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

total hegemonia da EDP – que lhe confere indispensabilidade para a satisfação da procura e capacidade para unilateralmente determinar o preço –, para uma situação em que a EDP seja dispensável à satisfação da procura.

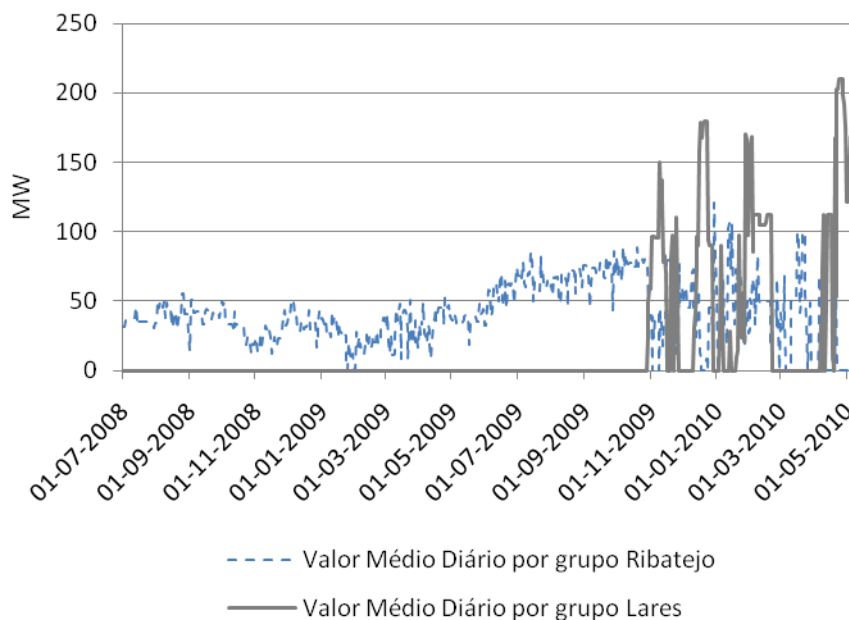
### 6.3.1.5. Contestabilidade e concorrência

450. Para além das cautelas na estimativa da estrutura prospectiva de mercado, importa ter presente alguns aspectos importantes na análise do nível de concorrência, associado a uma determinada estrutura de mercado, no caso concreto dos serviços de banda de regulação secundária.

451. É objectivo e manifesto que, neste mercado relevante, é mais fácil contestar a posição de um determinado agente de mercado do que no mercado diário da produção, já que a procura é de muito menor dimensão.

452. A avaliar pela participação das centrais de ciclo combinado da EDP, chega-se à conclusão que, pontualmente, uma central de dois grupos oferece banda suficiente para cobrir toda a procura actual.

**Gráfico 14: Valor médio das ofertas de banda secundaria, por grupo, das CCGT da EDP – (Ribatejo e Lares) (2º sem. 2008 a 1º sem. 2010)**



Fonte: REN.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

453. De facto, pode chegar-se a situações em que a oferta de terceiros concorrentes consiga ser suficiente para cobrir a procura, pelo menos nalguns períodos horários. Não obstante, cumpre notar que, nessa situação, pode não ficar garantida a qualidade de banda, conforme resulta da análise *infra*.
454. Somente dois grupos de gás natural a oferecer banda, apesar de poderem cobrir toda a procura de banda necessária, não garantem mais que 30 MW / minuto de variação global, sendo que a mesma procura satisfeita por 10 grupos hídricos, cada um com taxa de variação de 30 MW/min., asseguraria 300 MW/min. de capacidade total.
455. Acresce que, para oferecer banda é preciso estar a produzir mais que o mínimo técnico da central e menos que a potência máxima. As ofertas de banda desdobram-se em 2/3 a subir e 1/3 a descer. Para dois grupos oferecem 400 MW de banda (200 cada), têm de deixar de reserva 2/3x400 MW da sua capacidade.
456. Nessa medida, a participação no mercado da regulação secundária tem associado um custo de oportunidade, em resultado da energia ou capacidade que é desviada do mercado da produção de energia eléctrica, designadamente nos períodos em que não existe excesso de capacidade.
457. Além do mais, as restrições tipo *take or pay* ou os custos de oportunidade podem ser inibidores da participação das centrais de ciclo combinado no mercado da regulação secundária.
458. Refira-se, ainda, que estas centrais enfrentam custos com desvios no sistema de gás, custos esses que as centrais hidroeléctricas não enfrentam.<sup>74</sup>

---

<sup>74</sup> Em consulta pública recente a um regulamento da ERSE, a EDP remeteu os seguintes comentários: “A EDP Gás considera muito positiva a previsão de regimes transitórios e excepcionais, para que não sejam aplicados os mecanismos de reposição de equilíbrios (penalidades) a grandes instalações de consumo em fase de arranque. No regime excepcional, deverão ainda estar incluídos os desvios provocados por centrais em regime de telerregulação e a pequenos utilizadores individuais do sistema. A primeira situação respeita a centrais operadas remotamente pelo operador da rede de transporte, nas quais podem ser provocados desvios que a EDP Gás não pode prever no programa de nomeações. A segunda remete-nos para a definição das bandas de aplicação dos mecanismos para a reposição de incentivos a outros clientes (a referir a Soporgen e a Energin), dada a dificuldade existente na definição das mesmas através das programações anuais da EDP Gás, num contexto em que o seu comercializador sofre grandes alterações estruturais”. Disponível em [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/30\\_3/EDP%20G%C3%A1s.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/30_3/EDP%20G%C3%A1s.pdf).

459. Ainda assim, importa salientar que uma posição dominante unilateral<sup>75</sup> neste mercado relevante é mais facilmente contestada com a entrada de concorrentes, do que no mercado diário da produção, já que a entrada em funcionamento de uma central de grande produtividade pode ser suficiente para reduzir, substancialmente, a indispensabilidade de um determinado agente de mercado, pelo menos em alguns períodos horários.

#### 6.3.1.6. Evolução Prospectiva da Procura

460. Por fim, importa referir que a caracterização do contexto jusconcorrencial adequado à apreciação da presente operação de concentração deverá reflectir também as expectativas relativas à dimensão da procura neste mercado relevante.

461. Neste sentido, importa efectuar uma análise prospectiva da evolução da procura de banda secundária, já que, sendo este um elemento determinante para o nível de indispensabilidade de determinado agente para a satisfação da procura, é também essencial à avaliação do poder de mercado da EDP no cenário temporal relevante para a avaliação jusconcorrencial.

---

<sup>75</sup> Realça-se que mesmo num contexto de entrada de concorrentes, a situação pode não corresponder necessariamente a um equilíbrio competitivo. De facto, cumpre notar que a banda de regulação secundária é um mercado mais susceptível a comportamentos coordenados do que o mercado diário da produção, em virtude das suas características particulares, nomeadamente: (i) o facto de, tal como no mercado diário da produção, a contratação ser efectuada no contexto de um leilão, sendo que esses leilões se repetem ao longo do tempo; (ii) existir transparência de informação e (iii) um reduzido número de players, sendo mais provável que surjam dois ou mais *players* com capacidade para abastecer uma fatia significativa da procura, do que no mercado diário da produção, o que também torna mais provável que aqueles agentes assegurem lucros mais elevados concertando estratégias do que adoptando um comportamento de *undercutting* do preço da oferta concorrente com vista a colocar energia no mercado. Ora, se a indispensabilidade de um agente para a satisfação da procura lhe confere poder de mercado unilateral, também a existência de dois ou mais *players* com capacidades significativas de colocação de energia neste mercado pode dar origem a poder de mercado multilateral, pelo menos nalguns períodos horários. Não obstante, não se analisa, com mais profundidade, este aspecto, por não se afigurar, à partida, significativo o impacto da presente operação de concentração ao nível das condições susceptíveis de facilitar a coordenação de comportamentos neste mercado.

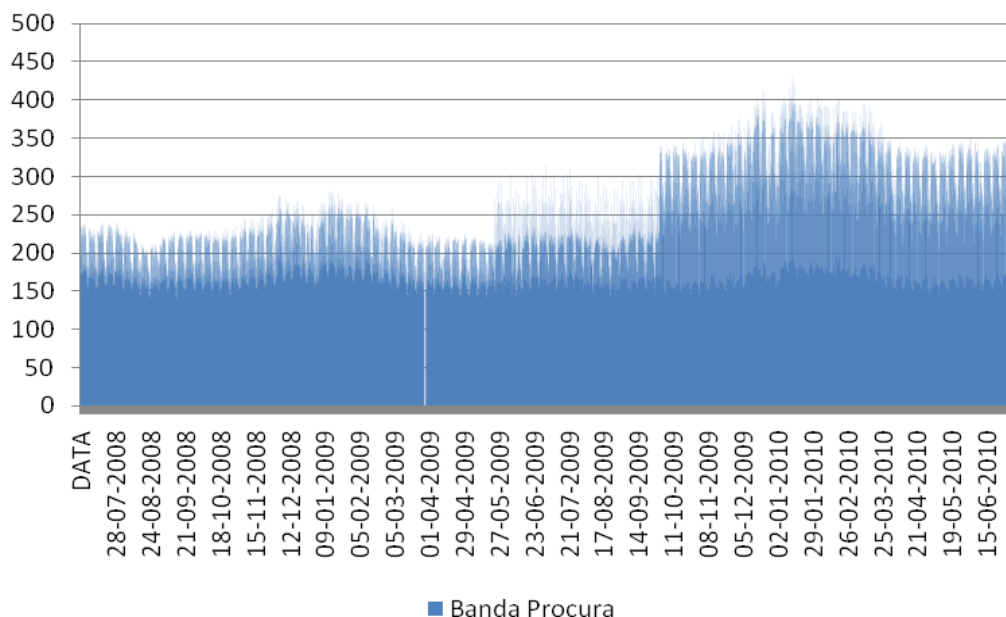
462. Segundo a ERSE<sup>76</sup>, está previsto no Manual de Procedimentos do Gestor de sistema em vigor, que a REN leva em consideração, para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária, os critérios e recomendações definidas em sede de UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*), actual ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).
463. Por sua vez, a REN<sup>77</sup> explicita que, actualmente, afecta o valor mínimo especificado pela UCTE de um factor de 1,5, por se ter observado uma frequência excessiva de esgotamento da reserva secundária com excepção do período mais estável de consumo, i.e., entre as 02:00 e as 04:30. Este coeficiente utilizado pela REN é de natureza empírica e poderá, de acordo com a própria REN, ser alterado no futuro, para assegurar o equilíbrio em tempo real entre a produção e o consumo.
464. Mais refere, a ERSE, que a tendência para um aumento da penetração de energia eólica, em linha com o previsto para outros países do sistema eléctrico europeu, deverá conduzir à revisão dos critérios estabelecidos pela ENTSO-E, designadamente no que respeita ao dimensionamento empírico utilizado pelo Gestor de Sistema para contratar a banda de regulação secundária.
465. Note-se, porém, que a REN, apesar de alegar não fazer cenários da evolução da procura deste tipo de serviços, não prevê que o aumento da penetração de energia renovável venha a ter um impacto significativo nas necessidades de regulação secundária.
466. Em Outubro de 2009, o nível da procura de banda secundária registou uma subida significativa, tendo-se mantido em valores relativamente estáveis até ao momento actual.

---

<sup>76</sup> Parecer da ERSE, recebido em 10 de Agosto de 2010 (Registo E-DCC/2010/809).

<sup>77</sup> Vide resposta da REN de 5 de Agosto de 2010, registo, registo E-DCC/2010/779.

**Gráfico 15: Evolução da procura de banda secundária (2º sem. 2008 a 1º sem. 2010)**



**Fonte:** REN.

467. Note-se que esta evolução da procura de banda secundária não teve por base um aumento do consumo, o qual não registou incrementos significativos, mas antes resultou de um aumento da penetração da energia eólica na satisfação da procura do mercado diário.
468. Uma maior representatividade da energia eólica no sistema eléctrico nacional, tendo em conta a volatilidade do recurso que lhe subjaz, implica uma maior margem de erro nas previsões das necessidades de produção face à procura, o que se reflecte num maior recurso, quer em termos de frequência temporal, quer em termos de quantidades contratadas, de serviços de regulação.
469. Assim, não se pode afastar a possibilidade de que a procura de banda secundária venha a aumentar no futuro, o que reduziria a probabilidade de a EDP perder o seu estatuto de indispensável para a satisfação da procura, naquele horizonte temporal, reforçando o cenário de manutenção da posição dominante da EDP, mesmo considerando as entradas dos concorrentes que alega a Notificante, pelo menos num número significativo de períodos horários.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

### 6.3.1.7. A probabilidade de entrada da Adquirida na banda secundária

470. A central de Ribeiradio, objecto da presente operação de concentração, tem uma capacidade de [50-100]MW. De acordo com a Notificante, a capacidade desta central para oferecer banda secundária corresponde a [0-50] MW.

471. Note-se que as centrais hidroeléctricas que participem na regulação secundária têm uma flexibilidade mínima de 30%, tal como exigido pelo Manual de procedimentos do gestor de sistema, o que corresponde a [0-50] MW de banda no caso de Ribeiradio.

472. A procura máxima de banda actual ronda os 430 MW e a procura média cerca de 300 MW. Assim, Ribeiradio representará pelo menos [5-10] % da procura máxima actual e [0-10] % da procura média actual de banda de regulação secundária.

473. O valor apurado reflecte o potencial de prestação do serviço enquanto estiver disponível para participar no leilão de banda secundária (o que exige que esteja a produzir). Para apurar quotas numa base anual é preciso estimar a taxa de utilização média desta central na prestação do serviço.

474. Para fornecer banda secundária, a central de Ribeiradio terá que se encontrar dotada de equipamento local de telerregulação, exclusivo para o efeito, que permita à REN controlar a resposta de regulação que é dada pela central.

475. Tal como se referiu *supra*, no contexto da delimitação dos mercados relevantes, a Autoridade considera que existiria uma elevada probabilidade de que a adquirida viesse a participar nos serviços de banda secundária, aquando da sua entrada em funcionamento, em 2014, caso a operação de concentração em análise não fosse efectuada.

476. Esta convicção da Autoridade da Concorrência tem por base um conjunto de elementos relevantes, nomeadamente o que se pode inferir, quer da estratégia inicialmente planeada, consubstanciada em alguns documentos relativos ao planeamento do aproveitamento de

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

Ribeiradio, quer da análise de incentivos à participação neste mercado relevante, desenvolvida pela AdC.

477. De facto, segundo informação prestada pela EDP<sup>78</sup>, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

478. Nesta perspectiva, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

479. Decorre desta disposição **[CONFIDENCIAL – Disposição Contratual]**.

480. Ora, os incentivos da Martifer e da EDP para participarem neste mercado via a Greenvougã são muito distintos.

481. De facto, de acordo com a própria Notificante<sup>79</sup>,

1. **“[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.
2. *A central em causa tem uma dimensão relativamente reduzida em termos de potência e de capacidade produtiva. Note-se que as centrais hidroeléctricas que participem na regulação secundária têm de prever uma banda de regulação correspondente a, pelo menos, 30% da respectiva potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária. Ora, a central de Ribeiradio contará apenas com uma potência instalada bruta de 72MW e uma capacidade produtiva de [100-200]GWh em ano médio. A central de Ribeiradio será implantada num curso de água, o rio Vouga, que, embora não disponha para já de uma central com capacidade de armazenamento de água relevante, está localizada entre dois rios, o Douro e o Mondego, onde já hoje existem centrais que assumem importância na prestação de serviços de regulação secundária\_é o caso do **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.*

---

<sup>78</sup> Resposta da EDP de 30 de Agosto de 2010 (registo, E-DCC/2010/873).

<sup>79</sup> Vide respostas da EDP, de 10 de Agosto de 2010 (registo E-DCC/2010/798).

3. *Dado o horizonte temporal previsto para a entrada em serviço da central de Ribeiradio (início de 2014), é de esperar que a oferta de serviços de sistema nessa data seja bastante superior à hoje existente, por força da entrada em serviço de vários outros grupos geradores importantes neste domínio – como por exemplo, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] -o que também tenderá a diminuir a importância relativa que a central de Ribeiradio [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] na prestação destes serviços”.*
482. Mais acresce a Notificante que “*todos estes factores levam a EDP a considerar [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]”.*
483. No entanto, estes factores são todos específicos à circunstância e posicionamento da EDP no mercado, já que esta dispõe de um vasto portefólio de centrais com as quais pode participar no mercado de banda secundária, considerando [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]. No entanto, estes factores não se aplicam à Martifer, que não explora mais nenhum grupo gerador, susceptível de participar neste mercado relevante.
484. Como melhor se demonstrará *infra*, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] dificilmente se coadunaria com os incentivos de maximização do lucro da Martifer.
485. De facto, de acordo com a resposta da EDP a questionário desta Autoridade<sup>80</sup>, o custo de investimento de um equipamento de telerregulação para uma central hidroeléctrica com as características e capacidade de Ribeiradio seria de aproximadamente [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] euros, valor este que resulta de estimativas da Notificante [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
486. Por outro lado, informa a Notificante que o valor das receitas associadas à venda de energia eléctrica em serviço de banda de regulação na central hidroeléctrica de Alqueva representou, em 2009, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

---

<sup>80</sup> Resposta da EDP de 30 de Agosto de 2010 (E-DCC/2010/873).

487. Não obstante a central de Alqueva dispor de uma capacidade para prestação deste serviço que corresponde a 94 MW, é possível, a partir daquele valor, ter uma ideia aproximada do potencial de rentabilidade associado à prestação daquele serviço pela central de Ribeiradio, tendo em conta os seus [0-50]MW de potência para telerregulação, que seria de aproximadamente [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
488. A própria Notificante fornece estimativas no sentido de que “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]”<sup>81</sup>.
489. Assim, conclui-se que as potenciais receitas associadas à prestação do serviço de telerregulação [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] o custo de investimento para a instalação do equipamento necessário.
490. Não obstante a afirmação *supra*, importa referir que a análise de incentivos para a participação nos serviços de telerregulação tem igualmente de incorporar o impacto desta actividade na prestação de energia no mercado diário de produção. De facto, a participação naquela actividade tem custos de oportunidade associados à energia que deixa de ser colocada no mercado diário da produção (que depende da existência de recurso hídrico limitado).
491. Ora, a participação no mercado de banda secundária implica a necessidade de dispersar a participação no mercado da produção por mais horas do que aquelas que seria óptima numa perspectiva isolada do mercado diário. Como tal, oferecer energia no mercado de banda secundária tem sempre um custo de oportunidade associado e que corresponde à receita que deixa de ser auferida no mercado diário ou intradiário com aquela mesma capacidade.
492. Assumindo um comportamento de optimização de estratégia de colocação de energia no mercado diário da produção, implica considerar que aquele custo de oportunidade deverá reflectir a perda de receita avaliada nas melhores horas de preço de mercado.

---

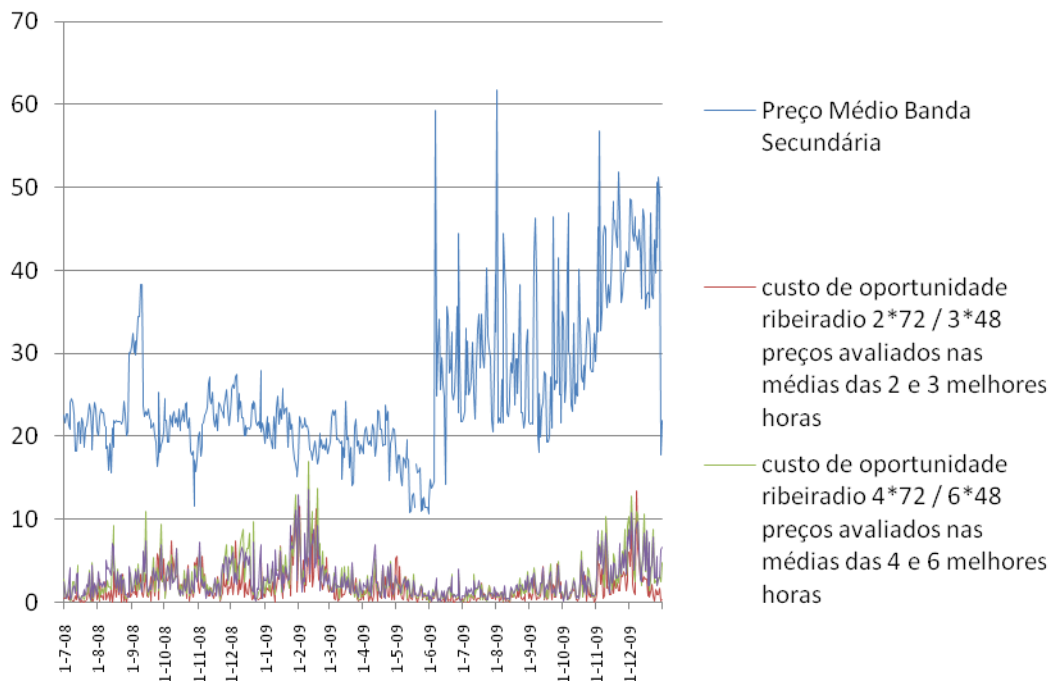
<sup>81</sup> Resposta da EDP de 22 de Setembro de 2010 (E-DCC/2010/932).

493. Na perspectiva de maximização das receitas no mercado diário da produção, a estratégia óptima de exploração passará pela colocação da energia disponível nas horas mais caras de mercado, *i.e.*, no caso específico de Ribeiradio, alienar cerca de **[50-100]** MW nas horas de preço de mercado mais elevado.
494. Assim, na óptica da exploração de Ribeiradio, assumindo uma distribuição regular da energia ao longo do ano, a estratégia óptima em termos de maximização da exploração da central no mercado diário da produção implicaria um período de funcionamento diário de aproximadamente **[2-5 horas]**, tal como afirma a própria Notificante.
495. Ora, para prestar o serviço de telerregulação na central de Ribeiradio, *i.e.*, para reservar capacidade para incrementar a produção em **[0-50]** MW e para a reduzir em **[0-50]** MW, ter-se-ia de garantir o funcionamento da central a **[0-100]** MW base, de forma a permitir a oferta de banda *supra* referida, reduzindo a produção para **[0-50]** MW (**[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**), ou aumentando a produção para **[0-100]** MW (**[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**).
496. Esta colocação implicaria desviar parte da produção no mercado diário das horas de pico para as horas de cheia. De acordo com a própria Notificante, atendendo à produtibilidade média anual de Ribeiradio de **[0-100]** GWh, oferecer a energia em horas de cheia e ponta, colocando em média o grupo com MW nessas horas, corresponderia a um funcionamento, ao longo do ano, daquela central, em **[2000-3000]** horas, ou seja cerca de **[5-10]** horas diárias em média.
497. Os gráficos *infra* ilustram os custos de oportunidade associados a 3 cenários distintos, devidamente identificados na legenda, representando ainda o preço médio de banda secundária. O Gráfico 16 apresenta a evolução daquelas variáveis desde o segundo semestre de 2008 até ao final de 2009, e o Gráfico 17 ilustra a mesma informação, mas para o primeiro semestre de 2010.

#### Gráfico 16: Custos de Oportun

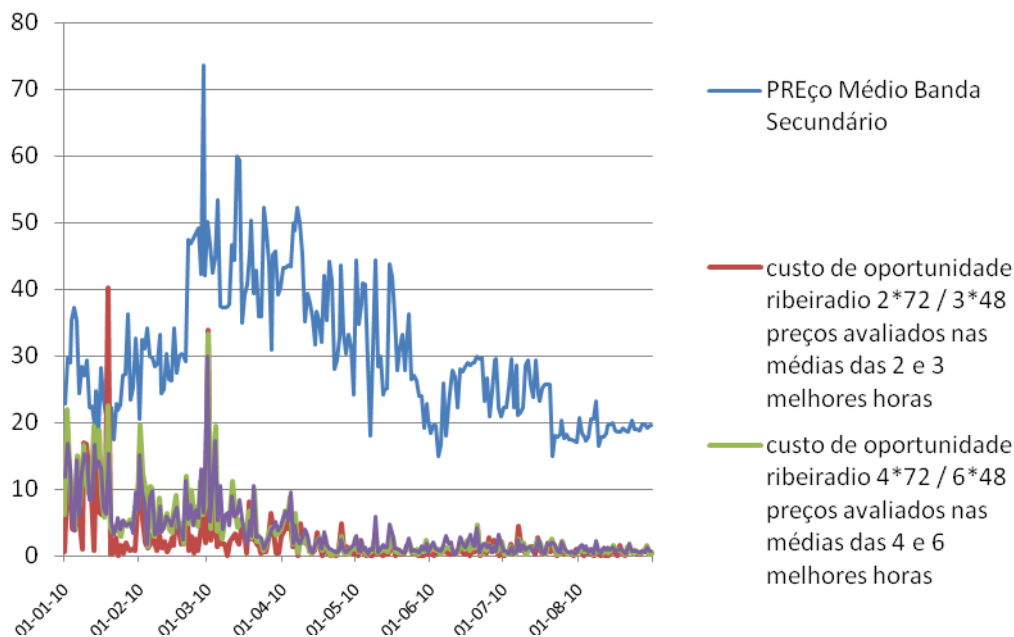
**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

**idade e Preço Médio da Banda Secundária (2º Sem. 2008 até final de 2009)**



Fonte: REN, OMEL. Tratamento AdC.

**Gráfico 17: Custos de Oportunidade e Preço Médio da Banda Secundária (1º Sem. 2010)**



Fonte: REN, OMEL. Tratamento AdC.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

498. O custo de oportunidade foi calculado com preços reais de Julho de 2008 a Agosto de 2010, comparando-se a estratégia de vender [50-100] MW, nas 4 horas de preço mais elevado (288MWh), com a estratégia de vender [0-50] MW, nas 6 horas de preço mais elevado (i.e. a mesma energia, 288 MWh).
499. Assume-se, nesta análise, que o número de horas de utilização é determinado por factores exógenos. Considerando-se a decisão de operar a central 4 horas, avalia-se, então, se a participação no mercado de banda secundária, que implicaria vender 6 horas de serviço com uma oferta de banda [0-50] MW, seria lucrativa.
500. A presente análise assume previsibilidade perfeita dos preços do dia seguinte. Como os preços são distintos de hora para hora, o preço médio das 4 melhores horas é superior ao preço médio das 6 melhores horas.
501. Para o cálculo do valor unitário do custo de oportunidade, assumiu-se que em cada uma das 6 horas se realizavam ofertas bem sucedidas de [0-50] MW de banda secundária. Assim, obtém-se o valor do custo unitário de participar na banda secundária, assente no conhecimento perfeito dos preços e na capacidade de, em todas as horas, conseguir casar banda secundária.
502. Toma-se, ainda, por referência, o preço médio diário da banda secundária para verificar se a central se encontraria na situação de ser infra-marginal e de retirar lucro em participar no mercado.
503. Uma vez que o perfil médio diário de utilização da central nem sempre será atingido – nuns dias será menor e noutros, de maior hidraulicidade, será maior – consideraram-se outras possibilidades:
- a) uma utilização em 6 horas/dia à potência máxima sem banda versus 9 horas dia a 48 MW com banda secundária (para períodos de maior hidraulicidade) e

- b) uma utilização em 2 horas/dia sem banda versus uma utilização em 3 horas /dia com banda, seguindo a mesma metodologia anteriormente descrita.

504. Note-se que o mínimo técnico da central é de [0-50] MW, logo, uma venda de [0-50] MW não permite baixar a [0-50] MW que garantiria a banda de [0-50] MW.

505. A adopção do valor de [0-50] MW prende-se tão-somente com a necessidade de garantir equivalência nas energias vendidas em mercado da produção entre a estratégia de ir ao mercado de banda e a de não ir. Se se adoptasse um valor de 6 horas a [50-100] MW versus 4 a [50-100] MW, não se teria atingido a equivalência em termos de energia vendida em períodos horários.

506. Resulta claro dos gráficos anteriores que o preço médio cobrado na banda secundária tem registado valores que, salvo uma ou outra excepção, excederam em muito o valor do custo de oportunidade associado, sendo que as conclusões da análise não se alteram significativamente, seja qual for o cenário considerado.

507. Mesmo que, com a expansão da capacidade de prestação deste serviço, por agentes já instalados no mercado ou por novos entrantes, ocorra uma redução no preço de banda secundária, esta redução teria de ser muito significativa, para que deixassem de existir incentivos para Ribeiradio participar neste mercado, sendo que também o mercado diário registaria uma descida de preço, associado ao aumento da capacidade para participação naquele mercado.

508. Assim, mesmo que a diferença entre o preço de banda secundária e o custo de oportunidade associado se venha a reduzir no futuro, o que implicaria uma redução na dimensão dos incentivos para participação na banda secundária, dificilmente aqueles incentivos resultariam anulados.

509. Adicionalmente, mencione-se, a título de referência, que o preço médio registado para a banda secundária em Espanha, que como refere a própria Notificante tem denotado uma evolução decrescente, foi de 10 euros por MW nas horas de ponta, o que ainda assim justificaria a participação nos serviços de prestação de banda secundária na quase generalidade das observações.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

510. Apesar de o preço reflectir inúmeros factores, como sejam o *mix* tecnológico e o ambiente concorrencial, o que sempre limita comparações directas entre sistemas eléctricos distintos, o preço verificado em Espanha, que foi referido no ponto anterior, reforça a reduzida probabilidade de que uma eventual tendência decrescente do preço da banda secundária a nível nacional venha a eliminar por absoluto o diferencial entre o preço médio de banda secundária e o custo de oportunidade associado a Ribeiradio.
511. De todo o exposto resulta que a [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] uma decisão [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] não participação desta central na banda secundária não se coadunaria com os incentivos da Martifer. De facto, da análise desenvolvida, resultaram evidentes os incentivos económicos de um agente que não detém mais grupos geradores, para participar na banda de regulação secundária.

#### 6.3.1.8. Eliminação de concorrência potencial

512. Do *supra* exposto resulta uma elevada probabilidade de, na ausência da presente operação de concentração, a Greenvouga participar no mercado da banda secundária.
513. Ora, resulta ainda de todas as afirmações da Notificante, que “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
514. Como tal, não existe um alinhamento de incentivos entre a EDP e a Martifer quanto à participação da Greenvouga neste mercado relevante, sendo que, com a operação de concentração, passando a EDP a deter o controlo exclusivo sobre a Greenvouga, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
515. Em resultado, a operação de concentração tem como impacto a eliminação da concorrência susceptível de ser exercida pela Greenvouga, no mercado de banda de regulação secundária, aquando da sua entrada em funcionamento, que se estima para 2014.
516. Refira-se que a Notificante afirma que existe já hoje “*uma oferta abundante para a prestação deste serviço, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]*”.

517. A Notificante cita<sup>82</sup>, ainda, o Gestor de Sistema, ao afirmar que, em face da relativa abundância de centrais aptas a prestar serviços de regulação secundária, tem deixado a opção de instalação do respectivo equipamento de telerregulação ao critério dos operadores.
518. Mais afirma a Notificante, que aquela central gozará de uma diminuta capacidade de prestação de serviços de telerregulação, e que não seria das melhores colocadas para a prestação daquele serviço, na medida em que a reserva de água desta albufeira não assegurará muitas horas de operação para vender este serviço.
519. De acordo com a Notificante, os cerca de [0-5]MW de banda de regulação que poderiam estar em causa em Ribeiradio não chegariam a representar [0-5]% da capacidade actual de prestação desse serviço.
520. Adicionalmente, para reforçar o reduzido impacto que Ribeiradio poderia ter neste mercado, refere a entrada de potenciais novos concorrentes, estimando uma redução do valor para aproximadamente [0-5]% da capacidade de prestação de banda secundária, em função da entrada de novos centros electroprodutores.
521. Ainda neste contexto, considera que as afirmações, da ERSE, que no seu parecer destaca a escassez de oferta de banda de regulação secundária, e as afirmações do Gestor de Sistema são contraditórias.
522. Conclui assim que, nas actuais condições e nas que presentemente se perspectivam, a eventual dotação de capacidade de telerregulação em Ribeiradio é despicienda, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
523. Ora, reitera a AdC que a existência de capacidade para prestação de serviço de telerregulação concentrada no incumbente não se reflecte em concorrência nas ofertas naquele mercado.
524. Já no que diz respeito à entrada de novos concorrentes, e tal como *supra* se concluiu, não obstante se considerar possível que venha a entrar um ou outro *player* neste mercado relevante, não parece provável e muito menos inequívoco, nem existem elementos firmes que sustentem

---

<sup>82</sup> Resposta da EDP de 30 de Agosto de 2010 (registo, E-DCC/2010/873).

que, no período temporal que intermedeia o momento actual e o *timing* previsto para a entrada em funcionamento da central de Ribeiradio, se passe de uma situação de total hegemonia da EDP, que lhe confere indispensabilidade para a satisfação da procura e capacidade para unilateralmente determinar o preço, para uma situação em que a EDP deixe de ser indispensável à satisfação da procura.

525. Acresce que, mesmo considerando o cenário de entrada efectiva dos concorrentes que refere a Notificante, não seria razoável esperar uma correspondência absoluta entre a capacidade para participação nos serviços de telerregulação e as ofertas nesse mercado, já que, tal como se referiu *supra*, existem factores de natureza diversa (restrições operacionais, restrições tipo *take or pay*, desempenho hidrológico, entre outras) susceptíveis de afectar a dimensão da participação dos novos grupos geradores.

526. Por um lado, ainda que sujeita às restrições *supra* referidas, a capacidade dos novos grupos geradores da GALP e da Tejoenergia resultariam num aumento da oferta neste mercado relevante.

527. Por outro lado, mesmo nesse cenário de efectiva a entrada de alguns *players*, coexistirão períodos horários em que os concorrentes poderão ser suficientes, em conjunto, para a satisfação da procura, com períodos horários nos quais, em resultado de restrições operacionais de diversas ordens (v.g., períodos em que o desempenho hidrológico “expulsa” as centrais de ciclo combinado do mercado diário da produção), a EDP se manterá indispensável à satisfação da procura.

528. De facto, como referido pela Notificante<sup>83</sup>, “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]”.

529. Em termos técnicos, a EDP também constata<sup>84</sup> que “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]” e que “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]”.

530. Como tal, perspectiva-se que, mesmo no cenário de entrada de concorrentes, a EDP mantenha a sua posição dominante neste mercado relevante, pelo menos num número significativo de

---

<sup>83</sup> Resposta da EDP de 19 de Outubro de 2010 (registo, E-DCC/2010/1019).

<sup>84</sup> Idem.

períodos horários, sendo que o aumento esperado da procura de banda secundária contribuirá para que a EDP mantenha o seu estatuto de indispensabilidade para satisfação da procura, naquele horizonte temporal.

531. Ora, caso a operação de concentração não se concretizasse, entende-se que a estratégia de maximização de lucro da Greenvougá passaria pela exploração intensiva de Ribeiradio e, como tal, por uma participação activa na banda de regulação secundária, sendo que, tal como se referiu *supra*, aquela central pode representar até entre, pelo menos, [0-5]% a [0-5]% da procura actual de banda secundária.
532. Seria de esperar que a Greenvougá teria incentivos para oferecer a energia a um preço baixo (ofertas infra-marginais), na ausência de défices de oferta, recebendo, depois, o preço uniforme resultante do leilão para contratação de banda secundária.
533. A colocação dos [0-50] MW de Ribeiradio teria assim, por efeito, a redução da indispensabilidade da EDP, reduzindo a dimensão da procura residual que esta enfrenta para colocação do seu remanescente portefólio de produção e, conseqüentemente, o aumento da concorrência entre as ofertas de todos os agentes participantes neste mercado.
534. De facto, espera-se que o nível de concorrência seja tanto maior quanto menor for a dimensão da procura residual enfrentada por cada agente face à sua capacidade de colocação de energia no mercado.
535. Note-se que, neste tipo de mercados, quanto menor for o rácio da procura residual de um agente face à sua capacidade de colocação de energia, maior será o incentivo do agente para fazer ofertas a preços reduzidos, por forma a garantir que a sua oferta será efectivamente contratada, conforme resulta da análise *infra*.
536. Na decisão do preço ao qual efectuar a sua oferta, um agente, capaz de influenciar o preço, ponderará a possibilidade de a sua oferta ser contratada, que será tanto maior quanto menor o preço a que ofertar a energia, contrabalançando esse ganho associado à quantidade de energia que efectivamente transacciona, com o ganho que teria se, aumentando o preço da sua oferta,

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

conseguisse influenciar o preço uniforme de leilão, aumentando a remuneração auferida sobre a energia transaccionada.

537. Ora, quanto menor a procura residual que enfrenta um operador neste mercado face à sua capacidade, maior a ponderação que vai atribuir à importância de ver a sua oferta ser efectivamente contratada e, como tal, maior ponderação atribuirá, na sua estratégia de colocação de ofertas, à importância de a fazer a um preço competitivo que maximize a probabilidade de esta ser efectivamente contratada.
538. Em resultado, com o aumento da concorrência na colocação de ofertas neste mercado, espera-se que, tanto a EDP, como os restantes concorrentes neste mercado relevante, coloquem ofertas a preços mais competitivos, com vista a maximizar as hipóteses de conseguirem efectivamente vender energia neste mercado.
539. Por outro lado, quanto mais concorrentes houver no mercado, e quanto menos indispensável à satisfação da oferta for cada operador, menor será a probabilidade de emergirem situações de *strategic bidding*<sup>85</sup>, já que menor será a probabilidade atribuída por cada operador à possibilidade de a sua oferta ser determinante para o *marginal bid price*.
540. Ilustra-se, assim, a importância, para a concorrência neste mercado relevante, da presença da Greenvougá, que tal como *supra* se referiu, tem incentivos, numa estratégia de maximização de lucros, e num cenário de reduzida probabilidade de emergirem défices de oferta, para maximizar a probabilidade de ver a energia por si oferecida a ser efectivamente contratada, colocando-a a preços infra-marginais.
541. Neste contexto, um *player* como a Greenvougá, que detém uma capacidade relativamente reduzida para prestação de banda secundária, adoptará provavelmente uma estratégia de *price taker* no mercado.
542. Já a EDP e os concorrentes que entretanto entrarem no mercado ou que expandirem a sua capacidade, por terem uma dimensão superior, são mais susceptíveis de adoptar, pelo menos em

---

<sup>85</sup> Ofertas de preços altos com o intuito de determinar um preço elevado de remuneração da capacidade infra-marginal, no contexto de leilão de preço uniforme.

alguns períodos horários, comportamentos susceptíveis de influenciar directamente o preço<sup>86</sup>. Acresce que, em todos os períodos horários em que seja indispensável à satisfação da procura, cuja frequência se antecipa significativa, a EDP será monopolista residual, e terá capacidade para unilateralmente determinar o preço.

543. Como tal, os [0-50] MW de capacidade de produção de Ribeiradio, nas horas em que a central está em funcionamento e, como tal, apta a participar na banda de regulação secundária, contribuirão para reduzir a procura residual que enfrenta a EDP e para aumentar a concorrência na colocação de ofertas entre todos os agentes, neste mercado relevante.

544. Em resultado, a presença da Greenvougá terá impacto, em termos do nível de concorrência neste mercado, em três dimensões importantes:

- a) Cumulativamente com a capacidade dos outros concorrentes (já instalados e daqueles que entrarem no mercado, tal como alega a Notificante), Ribeiradio contribuirá, conjuntamente com os outros *players*, para eliminar a posição hegemónica que detém hoje a EDP, concorrendo para que o incumbente deixe de ser indispensável à satisfação da procura, e passe a encarar a energia que coloca no mercado como sendo susceptível de ser contestada pelas ofertas dos outros concorrentes. É assim uma fonte de pressão concorrencial directa sobre o incumbente, EDP.
- b) Aumenta a probabilidade de que a capacidade agregada exceda significativamente a procura e de que nenhum concorrente seja indispensável à satisfação da procura, e de que, em consequência, o mercado se torne mais competitivo, e se reduzam os incentivos para *strategic bidding*, aumentando a probabilidade de que todos os agentes se comportem, em última análise, como *price takers*. Neste sentido, é uma fonte de pressão concorrencial indirecta sobre o incumbente, EDP.

---

<sup>86</sup> Quanto mais reduzida a dimensão de um *player*, neste mercado, mais provável é que o incumbente “acomode” a sua entrada, sendo que no caso de um *player* de maior dimensão, é mais provável que este interaja estrategicamente com o incumbente.

- c) Mesmo mantendo-se a indispensabilidade da EDP, para a satisfação da procura<sup>87</sup>, num número significativo de períodos horários, a redução da procura residual da EDP, que advém da colocação de Ribeiradio em mercado (segundo uma estratégia de exploração intensiva daquela central), aumenta a ponderação atribuída por aquela empresa ao efeito quantidade na colocação da oferta, reduzindo os incentivos para maximizar o lucro via aumento do preço cobrado.

545. Em suma, considera a AdC que a participação da Greenvougá neste mercado relevante, num contexto de maximização dos lucros (*i.e.* independente da EDP), é susceptível de introduzir concorrência e passível de ter efeitos sensíveis no preço de equilíbrio neste mercado relevante, sendo que, com a operação de concentração, se eliminaria a concorrência que emergiria, à data de entrada em funcionamento da central de Ribeiradio, prevista para 2014.

#### 6.3.1.9. Cenário associado à alteração regulamentar proposta pela ERSE

546. Apesar de a REN considerar que existe substituíbilidade tecnológica entre centrais hidroelétricas e as de ciclo combinado, na realidade, nos documentos consultados pela AdC – nomeadamente o Relatório sobre segurança de abastecimento –, subentende-se que os ciclos combinados podem ser vistos como um substituto inferior.<sup>88,89</sup>

<sup>87</sup> Ou, ainda que com frequência diminuta, de outros concorrentes, em alguns períodos horários.

<sup>88</sup> No Relatório de sobre segurança de abastecimento ao nível da produção de electricidade, REN, 2008, já citado na presente decisão, refere-se na página 5: “*Os défices de reserva operacional expectáveis até à entrada em serviço dos novos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis (previstos após 2013), poderão ser colmatados através das turbinas a gás dos grupos CCGT, utilizadas em ciclo aberto.*”

<sup>89</sup> Para ilustrar as diferenças nos dois tipos de tecnologias, vejam-se os seguintes cenários: i) 2 grupos CCGT idênticos aos da central de Lares podem garantir toda a banda secundária necessária. A taxa de variação de cada grupo atinge os [10-20] MW/min. Nestas circunstâncias, a taxa de variação global atinge os [0-50] MW/min., pelo que, para corrigir um desvio de 300 MW, são necessários [10-20] minutos; ii) 4 grupos CCGT idênticos aos da central de Lares cobrem a procura de banda secundária actual. A variação máxima que se obtém ascende a [50-70] MW/min., pelo que, para corrigir um desvio de 300 MW são necessários [0-10] minutos, iii) 10 grupos hídricos com ofertas de 30 MW garantem toda a oferta. Se cada grupo tiver uma taxa de variação de 20 MW/min., a capacidade instantânea de corrigir desvios atinge os 200 MW/min., pelo que, em 1,5 minutos, corrige-se um desvio

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

547. Com efeito, de acordo com os elementos que constam da resposta já citada da REN, é possível concluir que as centrais hidroelétrica podem ser entre duas a três vezes mais rápida a ajustar potência que as centrais a gás.
548. De facto, a própria EDP<sup>90</sup> salienta que “*as centrais térmicas estão tecnicamente aptas a variar carga de acordo com o sinal recebido do computador da REN, mas respeitando os respectivos gradientes técnicos de variação de carga*”, pelo que, atendendo aos diferentes gradientes de variação (30 e 50 MW por minuto, para as centrais hídricas e “*aproximadamente 5 e 15 MW por minuto, para as centrais a carvão e de ciclo combinado, respectivamente*”), “*havendo necessidade de corrigir um desvio entre produção e consumo, as centrais hídricas possam responder de forma mais rápida*”.
549. De facto, e tal como a ERSE afirma, a tecnologia das centrais hídricas torna-as mais aptas para responder ao serviço de regulação secundária, por oposição às centrais térmicas, que apresentam gradientes de variação de carga menores e, portanto, uma resposta mais lenta às solicitações do sistema.
550. Mais realça a ERSE, no parecer enviado à AdC, que a escassez de oferta de centrais hidroelétricas coloca dificuldades na capacidade de resposta a solicitações de variação de carga, uma vez que são estas que asseguram a prestação de serviços de regulação secundária com maior qualidade.
551. Não obstante, no momento actual, o Gestor de Sistema não diferencia as ofertas com base na tecnologia subjacente, sendo que, face à estrutura das ofertas quantidade/preço apresentadas pelos operadores, a diferenciação de produto não confere qualquer fonte de poder de mercado adicional, que não aquela que emerge da estrutura de mercado, ao incumbente, EDP.
552. Todavia, de acordo com informação pública no sítio da ERSE<sup>91</sup>, encontra-se actualmente em consulta pública uma proposta de alteração regulamentar que preconiza:

---

<sup>90</sup> Resposta da EDP de 19 de Outubro de 2010 (registo, E-DCC/2010/1019).

<sup>91</sup> [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/33\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/33_1.aspx)

*“Foi introduzida no artigo 3.º a definição de Banda de regulação secundária consagrando o princípio de só aceitar para integrar a banda de regulação secundária a potência que cada grupo puder atingir em 5 minutos.*

*Esta medida é complementar à introdução de um parágrafo novo no artigo 35.º do ROR em vigor (número 4), com o objectivo de dotar o operador da rede de transporte dos poderes necessários para garantir uma banda de regulação secundária com a qualidade adequada.*

*Os critérios para atribuição desta parcela de banda necessária, a partir da capacidade disponível, serão estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.”*

553. Esta proposta de alteração regulamentar pretende limitar a representatividade da energia com origem em centrais térmicas, reduzindo a capacidade de energia que estas podem oferecer no mercado da banda secundária.
554. O objectivo último da ERSE vai no sentido de aumentar a representatividade da tecnologia hídrica na banda contratada de regulação secundária – restringindo a participação à potência a subir que os grupos geradores conseguem oferecer em 5 minutos –, o que implica que a banda não pode ser fornecida somente por dois grupos de CCGT como actualmente acontece, mas tem de ser repartida por mais grupos, o que aumenta a rapidez global de resposta e a qualidade de serviço.
555. Refira-se, a título de exemplo ilustrativo, que Lares consegue oferecer [10-20] MW / min., sendo que, no contexto da alteração regulamentar que aqui se analisa, passaria a poder oferecer apenas [0-10] \*[10-20] MW de banda, i.e., [60-80] MW.
556. Note-se, por fim, que apesar da actual proposta perseguir o propósito de aumento da representatividade da tecnologia hídrica na satisfação da procura de banda secundária, não prevê, tal como actualmente desenhada, uma alteração ao factor preço como único elemento diferenciação das ofertas pares preço/quantidade. Tal não obsta a que, no futuro, eventualmente no contexto da presente consulta pública, se venham a equacionar outras formas de acautelar uma maior representatividade da hídrica no contexto da banda secundária.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

557. Uma alteração regulamentar desta natureza alteraria o cenário de estrutura de mercado prospectiva *supra* descrito, para efeitos da análise da operação de concentração.
558. De facto, actualmente, toda a concorrência que enfrenta a EDP advém de centrais térmicas, com excepção de Aguieira, que entretanto, em [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio], voltará à gestão da EDP.
559. Ora, esta disposição regulamentar reduziria a dimensão esperada associada à entrada de novos concorrentes, já que limitaria a potência que as futuras centrais de CCGT da Tejo Energia e da GALP poderiam oferecer no mercado da banda secundária: conjuntamente, e admitindo que aquelas centrais teriam características idênticas à central de Lares, não será de esperar que possam oferecer mais do que 300 MW de banda.
560. Acresce que, tal como se referiu *supra*, a participação das centrais térmicas pode estar sujeita a restrições operacionais, nomeadamente do tipo *take-or-pay*, assim como o facto de, em períodos de desempenho hidrológico favorável, poderem ter uma participação reduzida ao nível do mercado diário de produção, o que é susceptível de introduzir restrições operacionais à sua participação nos serviços de banda de regulação secundária.
561. Adicionalmente, não se perspectivam novas entradas na tecnologia hídrica até ao momento previsto para a entrada em funcionamento de Ribeiradio susceptíveis de reduzirem a indispensabilidade da EDP para a satisfação da procura.
562. Em resultado, perspectiva-se que a EDP permaneça como monopolista residual, na grande parte dos períodos horários.
563. Ademais, tal como *supra* referido, os incentivos da Greenvouga, enquanto agente maximizador do lucro da central de Ribeiradio, (i.e. reflectindo os incentivos do seu accionista Martifer) seriam no sentido de gerir aquela central numa estratégia de participação intensiva no mercado dos serviços de banda de regulação secundária, o que passaria por ofertas infra-marginais.
564. Já a EDP, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

565. Assim, caso se venha a verificar uma alteração regulamentar como aquela sujeita a consulta pública pela ERSE, e tal como *supra* se afirmou para o cenário da actual regulamentação, com a presente operação de concentração, eliminar-se-ia uma fonte de pressão concorrencial potencial, sendo que, neste cenário em que os concorrentes ficam limitados na sua capacidade para exercer pressão concorrencial sobre o incumbente, as preocupações jusconcorrenciais, no horizonte temporal de 2014, poderiam agravar-se.

### ***Conclusão***

566. Em face do exposto, considera-se que a operação de concentração em análise suscitaria preocupações jusconcorrenciais, na medida em que seria passível de reforçar a posição dominante da EDP, no mercado da banda de regulação secundária em Portugal Continental, da qual poderiam resultar entraves significativos à concorrência efectiva, nesse mercado.

567. Não obstante, em face dos compromissos apresentados pela EDP, considera-se que os mesmos são adequados e suficientes para obviar às preocupações jusconcorrenciais que poderiam resultar da presente operação de concentração.

### **6.3. Mercados da energia de reserva terciária**

568. Por simplicidade de exposição, e não obstante constituírem mercados relevantes autónomos, são aqui desenvolvidas em simultâneo as avaliações jusconcorrenciais do mercado da regulação terciária a descer e do mercado de regulação terciária a subir, uma vez que as mesmas não são significativamente distintas. Não deixarão, no entanto, de ser devidamente assinaladas diferenças relevantes entre aqueles dois mercados para efeitos da respectiva avaliação jusconcorrencial.

569. Na prestação de serviços de reserva terciária estão, actualmente, presentes a EDP, a Tejo Energia (central a carvão do Pego), colocada em mercado pela REN Trading, a Iberdrola, com a central de Aguieira, central essa que é propriedade da Notificante, mas cuja gestão se encontra cedida à Iberdrola até [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio], e a Turbogás (central da Tapada do Outeiro), colocada em mercado pela REN Trading. No entanto, realce-se que a central da Aguieira reintegrará o portefólio produtivo da EDP em [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

570. Nas tabelas seguintes apresenta-se a estrutura da oferta em termos da regulação terciária a subir e a descer efectivamente contratada:

**Tabela 25: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de reserva terciária a subir em Portugal Continental**

	2008		2009		2010*	
	MW	%	MW	%	MW	%
<b>EDP Hidro.</b>	[700000-750000]	[70-80]%	[350000-400000]	[40-50]%	[400000-450000]	[50-60]%
<b>EDP Term.</b>	[100000-150000]	[10-20]%	[100000-150000]	[10-20]%	[100000-150000]	[10-20]%
<b>Total EDP</b>	[850000-900000]	[80-90]%	[450000-500000]	[60-70]%	[500000-550000]	[70-80]%
<b>Iberdrola</b>	0	0%	[10000-50000]	[0-5]%	[10000-50000]	[0-5]%
<b>Pego/Tejo Energia/Ren Trading</b>	[50000-100000]	[5-10]%	[50000-100000]	[10-20]%	[10000-50000]	[0-5]%
<b>Tapada do Outeiro/Turbogás/Ren Trading</b>	[50000-100000]	[5-10]%	[100000-150000]	[10-20]%	[100000-150000]	[0-5]%
<b>Total</b>	[950000-1000000]	100%	[500000-1000000]	100%	[500000-1000000]	100%

**Fonte:** Notificante, tratamento de dados AdC

\*Reportam-se os valores referentes ao primeiro semestre de 2010.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 26: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de reserva terciária a descer em Portugal Continental**

	2008		2009		2010*	
	MW	%	MW	%	MW	%
<b>EDP Hidro.</b>	- [1000000-1500000]	[50-60]%	- [1000000-1500000]	[60-70]%	-[500000-1000000]	[70-80]%
<b>EDP Term.</b>	-[500000-1000000]	[20-30]%	-[350000-400000]	[10-20]%	-[50000-100000]	[5-10]%
<b>Total EDP</b>	- [1500000-2000000]	[70-80]%	- [1500000-2000000]	[80-90]%	-[500000-1000000]	[80-90]%
<b>Iberdrola</b>	0	0%	-[10000-50000]	[0-5]%	-[10000-50000]	[0-5]%
<b>Pego/Tejo Energia/Ren Trading</b>	-[50000-100000]	[0-5]%	-[150000-200000]	[5-10]%	-[10000-50000]	[0-5]%
<b>Tapada do Outeiro/Turbogás/Ren Trading</b>	-[400000-450000]	[10-20]%	-[150000-200000]	[5-10]%	-[50000-100000]	[10-20]%
<b>Total</b>	- [2000000-2500000]	100%	- [2000000-2500000]	100%	-[500000-1000000]	100%

**Fonte:** Notificante, tratamento de dados AdC

\*Reportam-se os valores referentes ao primeiro semestre de 2010.

571. Conforme é possível constatar nas tabelas *supra*, todos os agentes que participam no mercado diário da produção fornecem o serviço de reserva de regulação terciária, quer a subir, quer a descer.

572. Ao contrário da reserva secundária, estarão habilitados a participar na prestação deste serviço complementar todos os agentes que recebam garantia de potência, sendo a participação de Ribeiradio neste mercado relevante obrigatória, e como tal, não se levantam questões associadas a uma eventual não entrada de Ribeiradio nestes mercados relevantes, no cenário pós concentração.

573. De facto, após o fecho dos mercados de energia e de reserva secundária diários, todas as unidades de produção disponíveis estão obrigadas às necessidades de reserva terciária, i.e., a

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

apresentar ofertas de toda a sua reserva terciária disponível, tanto para subir, como para descer, para cada um dos períodos horários do dia seguinte.<sup>92</sup>

574. Tal como se referiu *supra*, em sede de delimitação dos mercados relevantes, no caso da regulação terciária a descer, participam no serviço as unidades que venderam energia no contexto do mercado diário da produção, sendo a regulação a descer efectivamente contratada constituída pelas unidades de preço competitivo (unidades carga base, tais como, por exemplo, fios de água).
575. No caso da regulação terciária a subir, a oferta compreende todas as unidades não casadas.
576. Ora, como as centrais a fuel produzem energia a um preço superior ao das outras tecnologias e, como tal, normalmente superior à unidade marginal de satisfação da procura, a oferta de regulação terciária a subir englobará as ofertas daquelas centrais.
577. Note-se ainda que, em períodos de desempenho hidrológico favorável, é mais provável que algumas das ofertas de ciclos combinados não sejam casadas no mercado diário da produção e que, como tal, passem a integrar a oferta de reserva de regulação terciária a subir.
578. Na Tabela 25 *supra* pode verificar-se que a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, da Turbogás (gerida pela *Ren Trading*), tem uma representatividade substancial na regulação terciária a subir, representando quase [10-20]% do mercado.
579. Por outro lado, a representatividade da tecnologia hídrica na regulação terciária a subir tem menos expressão do que a assumida por aquela tecnologia em termos da regulação terciária a descer. De facto, não obstante em 2008 ter tido uma representatividade de cerca de [70-80]%, em 2009 e em 2010 esta representatividade foi de [60-70]% da regulação terciária a subir.

---

<sup>92</sup>Entre as 18:00 e as 21:00, os produtores deverão colocar à disposição do Gestor de Sistema, a informação relativa à reserva de regulação, correspondente às áreas de balanço habilitadas para o fornecimento deste serviço, tanto para baixar como para subir, em forma de ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar. Assim, todas as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem disponíveis, estarão obrigadas a apresentar cada dia, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, tanto a subir como a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

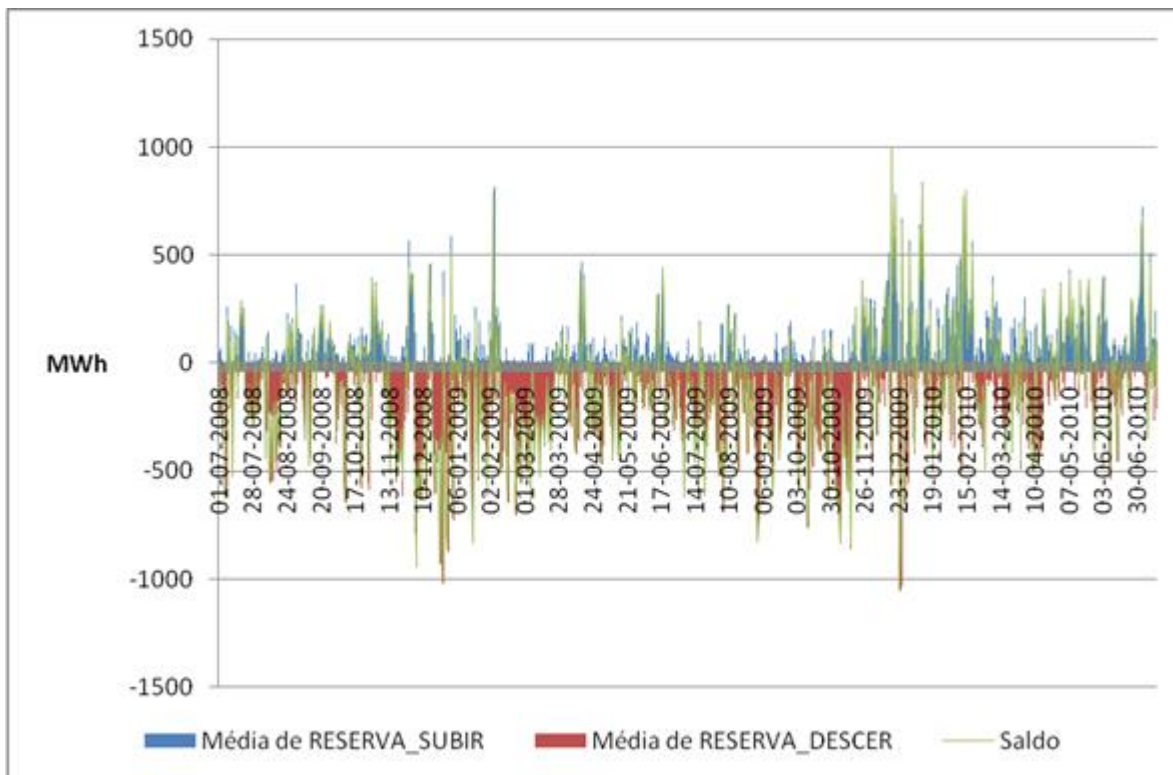
580. Adicionalmente, note-se que existe um risco de que a procura deste tipo de serviço de ajuste seja nula (em 2008 e 2009, em menos de 40% das horas houve regulação terciária a subir; em 2010, até início de Setembro, em cerca de 50% das horas houve regulação a subir). A elevada volatilidade da procura gera incerteza quanto à efectiva contratação de energia para reserva terciária a subir, mesmo que os preços pela reserva terciária a subir sejam mais altos do que os preços verificados no mercado diário. Esta incerteza é ponderada na estratégia dos agentes, reduzindo os incentivos para a colocação de ofertas nesse mercado relativamente à alternativa de colocar ofertas no mercado diário e na banda secundária, já que é menos incerta a dimensão da procura nestes mercados.
581. Como tal, para uma central com a dimensão de Ribeiradio, a estratégia óptima poderá passar por reduzir a incerteza em termos de contratação de energia, concentrando a produção nos mercados diário e de regulação secundária, esgotando a energia que é capaz de produzir nesses mercados. Nas horas em que participar em mercado da produção, a capacidade de Ribeiradio para oferecer excedentes no mercado de regulação terciária será desse modo diminuta (corresponderá a capacidade nominal que não foi vendida nesses dois mercados). Nas horas em que não participar no mercado da produção, a capacidade de Ribeiradio para oferecer regulação a subir será a correspondente à respectiva capacidade nominal.
582. Porém, uma vez que os incentivos de Ribeiradio serão de concentrar a energia produzível no mercado da produção e da banda secundária, restará, desse modo, pouca energia para ser vendida a preços competitivos no serviço de regulação terciária a subir.
583. Assim, apesar da participação em reserva terciária a subir ser obrigatória, não parece provável que um aproveitamento com as características de Ribeiradio venha a ter uma participação significativa na regulação terciária a subir.
584. Como tal, não se espera, dado a grande volatilidade da procura, e a reduzida expressão máxima que Ribeiradio poderia assumir em termos da satisfação da procura, que sejam significativas ou expressivas as situações nas quais a participação de Ribeiradio nos mercados da regulação terciária a subir possa adquirir um relevo significativo em termos concorrenciais.

585. Como tal, será de esperar que a participação de Ribeiradio neste mercado relevante seja, em princípio, menos recorrente do que no mercado da regulação terciária a descer.

586. Por outro lado, neste mercado, a quota da EDP corresponde a cerca de [70-80]%, sendo menos expressiva do que a sua quota no mercado da banda secundária, já que, por exemplo, a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro não participa neste último mercado.

587. Refira-se que, enquanto a procura de banda de regulação é relativamente estável, a procura de reserva é fortemente influenciada pelas condições, altamente variáveis, de exploração do sistema e pelos erros de previsão da compra de PRE renovável, tal como se pode constatar no gráfico seguinte:

**Gráfico 18: Procura de reserva terciária (Período de Julho de 2008 a Junho de 2010)**



Fonte: REN, [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Tratamento AdC.

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

588. Esta volatilidade da procura de energia de reserva terciária dificulta estimativas da representatividade que a Adquirida pode vir a assumir, em termos da procura, no horizonte temporal a 2014.

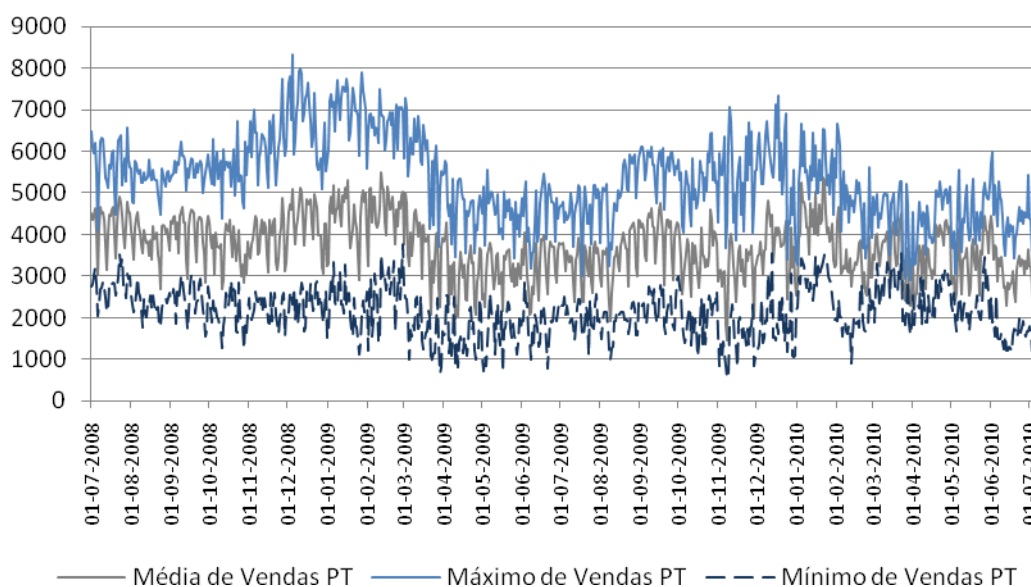
589. No entanto, pode verificar-se que, tal como resulta das tabelas *supra* apresentadas, e assumindo uma correspondência entre o nível de produção e o nível de procura, a procura de regulação terciária a descer seja superior à procura de regulação terciária a subir.

590. Por outro lado, a quota de mercado da EDP na regulação terciária a descer é mais expressiva do que a quota de mercado da EDP na regulação terciária a subir.

591. Note-se que, particularmente em períodos de desempenho hidrológico favorável, a tecnologia hídrica deverá ter uma representatividade particularmente significativa na regulação terciária a descer, já que, com grande probabilidade, a energia deste tipo foi contratada no mercado diário de produção.

592. No caso da reserva a descer, a procura média em mercado deduzida das importações ou adicionada das exportações – identificada como vendas PT - corresponde à produção nacional efectivamente contratada que deve ser oferecida para descer.

**Gráfico 19: Procura de reserva terciária a descer (Julho de 2008 a Julho de 2010)**



Fonte: REN, [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Tratamento AdC.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

593. O peso de Ribeiradio, no pressuposto da sua utilização à máxima potência nominal em todas as horas, de forma a reflectir o potencial máximo na reserva a descer, equivaleria a [0-5]% da produção nacional média diária de regulação terciária a descer.
594. Considerando os valores mínimos diários de produção nacional observados no período de Julho de 2008 a Junho de 2010, Ribeiradio pode atingir pesos mais elevados, mas com frequências muito reduzida e pouco relevo, atento o facto de se tratar de uma central de albufeira e com um perfil de utilização concentrado nas horas de maior procura.
595. Analisado o peso potencial de Ribeiradio do ponto de vista das horas de procura máxima registados em cada dia no período de Julho de 2008 a Junho de 2010, a central de Ribeiradio registará um peso máximo da ordem dos [0-5]%.
596. Na realidade, e uma vez que se considera que Ribeiradio terá incentivos a participar frequentemente na banda secundária, o próprio facto de participar na banda secundária condicionará a participação na regulação terciária a descer. De facto, para se manter a oferecer o serviço de banda secundária, Ribeiradio não poderá baixar a produção abaixo do mínimo técnico ([0-50]MW), adicionados de [0-50]MW (a banda oferecida a descer), ou seja, restrições activas numa central da dimensão de Ribeiradio. Assim, nas horas em que oferecer banda secundária, será a escassa a possibilidade de oferecer capacidade para regulação terciária a descer.
597. Em suma, não se identificam preocupações jusconcorrenciais susceptíveis de emergir em resultado da presente operação de concentração nos mercados da regulação terciária a subir e a descer.

## VII – PARECER DA ERSE

598. Em 7 de Julho de 2010, a Autoridade da Concorrência solicitou, ao abrigo do artigo 39.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, um pedido de Parecer à ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, o qual foi submetido em 10 de Agosto de 2010.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

599. A ERSE, no seu parecer, procede a uma caracterização do mercado da produção de energia eléctrica, analisa o mercado dos serviços de sistema, focando o impacto que a operação em causa poderá ter a este nível; e conclui enunciando um conjunto de aspectos que, na perspectiva desde regulador, deverão ser ponderados na apreciação da operação de concentração em causa, pela AdC.
600. Quanto à caracterização do mercado da produção de energia eléctrica, para além de vários aspectos de natureza regulatória, já contemplados *supra*, a ERSE destaca duas alterações registadas no sector, nos últimos anos: o aumento da capacidade instalada em produção em regime especial, o que aumenta a “*volatilidade de exploração da capacidade instalada nas restantes fileiras de energia primária*”; o crescente peso da energia derivada do gás natural (CCGT), em relação às restantes fontes da energia produzida, em regime ordinário, não obstante a evolução dos preços relativos do carvão e gás natural, em 2009, bem como um abrandamento do consumo conjugado com o aumento da produção renovável, tenha determinado, recentemente, uma menor utilização da fileira do gás.
601. A ERSE sublinha ainda que, embora a EDP continue a deter a maior parte do parque electroprodutor português, a sua quota, em termos de capacidade instalada, se tem vindo a reduzir, sobretudo por força da crescente relevância do segmento de produção em regime especial, em que a sua posição é pouco significativa. Acresce que, a atribuição à Iberdrola da gestão de uma central hídrica, anteriormente gerida pela EDP, no seguimento dos compromissos adoptados pela AdC, no âmbito da Ccent. n.º 6/2008 - EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva), contribuiu para a redução da quota atribuída à EDP.
602. No que concerne ao grau de integração entre os mercados português e espanhol, ainda que esta tenha recentemente registado uma evolução positiva, esta tendência pode “*sofrer alterações no futuro, designadamente em situações de regimes hidrológicos secos ou caso o aumento da capacidade da interligação venha a ter uma evolução mais lenta do que o planeado (3000 MW em 2014)*”.
603. Assumindo por pressupostos a referida tendência de integração dos mercados português e espanhol e a previsão de crescimento da capacidade instalada em Portugal e Espanha, a ERSE verifica que o peso da central de Ribeiradio na capacidade total instalada em Portugal e Espanha

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

é pouco relevante (0,05%), prevendo-se que a quota da EDP, em 2014, ascenda, a nível ibérico, a 7,21%, em termos de capacidade instalada e não incluindo as centrais não abrangidas pelos CMEC.

604. Todavia, a ERSE não exclui que o facto de a central de Ermida estar integrada no âmbito da PRE poderá suscitar algumas preocupações, já que o volume da energia produzida sob este regime tem um reflexo indirecto no preço do mercado diário de energia eléctrica, sendo que “*o carácter cumulativo da exploração de diversos aproveitamentos poderá determinar a possibilidade de actuações estratégicas por parte do agente incumbente*”.
605. De facto, segundo a ERSE “*o aumento dos volumes de energia correspondentes a PRE*”, conjugado com “*o conhecimento desses volumes no curto prazo*”, nomeadamente por força das compras que lhe são dirigidas na qualidade de CUR, “*confere ao agente incumbente uma mais correcta noção das necessidades de serviços de sistema que a dos demais agentes em mercado*”
606. No que se refere ao impacto da operação ao nível da prestação de serviços de sistema, uma vez que estes obedecem a uma lógica de mercado de âmbitos nacional, sendo geridos pela REN, por referência ao activos de produção de energia eléctrica existentes em Portugal Continental, a operação em análise implicará, segundo a ERSE, uma diminuição do número de agentes a operar nos mercados de prestação de serviços de sistema, em que passarão a actuar apenas o Grupo EDP, a REN Trading e a Iberdrola, esta última enquanto mantiver a exploração transitória do aproveitamento de Aguieira-Raiva.
607. Do conjunto de serviços de sistemas (serviços de regulação primária, secundária e terciária), a ERSE prevê que o impacto da operação será mais significativo ao nível da regulação secundária.
608. Segundo a ERSE este mercado constitui-se, do lado da oferta, como um quase monopólio, ascendendo a quota da EDP a 90% da potência total de telerregulação, sendo a procura integralmente determinada pelo Gestor de Sistema (a REN).
609. A ERSE salienta ainda alguns aspectos, que têm caracterizado o modo de funcionamento e evolução do mercado de prestação de serviços de regulação secundária:

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

- (i) Insuficiência de ofertas, até Junho de 2009, data em que entrou neste mercado a Iberdrola, através da Central Hidroeléctrica da Aguieira;
- (ii) Reduzida participação das centrais hidroeléctricas, sobretudo das centrais hídras com CMEC da EDP, face ao seu peso relativo, em termos de repartição de potência instalada de telerregulação, por contraste com a predominância da tecnologia de gás natural, na contratação de banda de regulação secundária, designadamente através da participação das centrais termoeléctricas do Ribatejo e Lares
- (iii) Aumento dos valores de banda de regulação secundária, sobretudo desde o final de 2009.

610. A ERSE prevê ainda que, *“admitindo um crescimento da ponta horária anual de consumo igual à média verificada nos últimos 10 anos, cerca de 2,6%, em 2014 o valor da ponta horária será ligeiramente superior a 10 400MW, resultando num valor para a banda de regulação a subir de 206 MW na hora de maior consumo (valor total de banda de 412 MW se o critério utilizado para contratar banda a descer for igual ao critério utilizado para a contratação da banda a subir), sendo que os valores médios actuais são da ordem dos 300MW/h.*

611. Em conclusão, conclui a ERSE que:

- (i) a operação de concentração, pela sua dimensão, terá impactes pouco significativos ao nível de concorrência no mercado de produção de energia eléctrica, assumindo que, em 2014, se manterão as actuais condições estruturais, entrará em exploração nova capacidade de produção, em Portugal, e aumentará a capacidades de interligação com Espanha;
- (ii) a operação poderá suscitar preocupações, no mercado de serviços de sistema, que assume natureza nacional.

612. A ERSE recomenda, assim, que a Autoridade da Concorrência, na apreciação da operação em causa, pondere os seguintes aspectos:

- (i) a necessidade da REN, enquanto Gestora do Sistema, se pronunciar sobre o interesse para o Sistema Eléctrico Nacional da Central de Ribeiradio ser equipada de modo a poder prestar o serviço de regulação secundária;
- (ii) a importância da participação no mercado de serviços de sistema de uma central hidroeléctrica que não está submetida ao regime dos CMEC;
- (iii) eventuais prejuízos para o Sistema Eléctrico Nacional, decorrentes da operação de concentração.
- (iv) A possibilidade de uma eventual decisão de não oposição da Autoridade da Concorrência à operação de concentração ser condicionada a adopção de medidas imediatas que contribuam para melhorar a qualidade das ofertas e a pressão competitiva no mercado de serviços de sistema.

## VIII – COMPROMISSOS

613. Nos termos do n.ºs 2 e 3 do artigo 35.º da Lei da Concorrência, a Autoridade terá que analisar eventuais compromissos que tenham sido propostos pela Notificante no sentido de avaliar se estes são suficientes e adequados para assegurar que a operação notificada não é susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos no(s) mercado(s) considerado(s), avaliando se os mesmos permitem assegurar a manutenção de uma concorrência efectiva no(s) mercado(s) em apreço.
614. Caso os compromissos propostos pela Notificante sejam considerados adequados para assegurar a manutenção de uma concorrência efectiva, nos termos expostos, então a Autoridade deverá proferir uma decisão de não oposição – prevista no n.º 1, alínea b), do artigo n.º 35 da Lei da Concorrência –, fazendo acompanhar esta sua decisão com condições e obrigações destinadas a garantir o cumprimento desses mesmos compromissos, nos termos do n.º 3 do mesmo normativo.
615. No âmbito da presente operação de concentração, a Notificante apresentou um conjunto de compromissos à AdC, tendo a respectiva avaliação aferido da suficiência e adequação dos mesmos relativamente à resolução das preocupações concorrenciais identificadas no mercado da

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

banda de regulação secundária em Portugal Continental, avaliação essa que será, de seguida, apresentada.

### 8.1. Síntese dos Compromissos

616. A EDP Produção assumiu perante a AdC dois tipos de Compromissos, acompanhados das respectivas obrigações para garantia do seu cumprimento, condicionando a exigibilidade desses Compromissos à verificação de pressupostos relativos à (in)dispensabilidade da EDP, para a satisfação da procura de banda de regulação secundária.

617. De acordo com o primeiro Compromisso, a EDP Produção compromete-se a dotar a central hidroeléctrica de Ribeiradio de um equipamento de telerregulação.

618. Nos termos do segundo compromisso assumido, a EDP Produção compromete-se a efectuar, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**, ofertas de serviços de regulação secundária, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

619. Por último, a EDP Produção obriga-se, ainda, a enviar, anualmente, à AdC, um conjunto de informação sobre a operação da central de Ribeiradio **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

620. Os Compromissos acima referidos apenas serão aplicáveis e exigíveis, se resultar da avaliação a realizar para o efeito pela AdC que, em data próxima da entrada em exploração da central hidroeléctrica de Ribeiradio, o Grupo EDP é indispensável para a satisfação da procura de serviços de regulação secundária do sistema eléctrico nacional.

621. A (in)dispensabilidade do Grupo EDP na actividade de banda de regulação secundária será medida, para efeitos da avaliação a efectuar no âmbito da aplicação destes Compromissos, de acordo com o *Residual Supplier Index* (“**RSI**”), por referência às horas de ponta e cheia **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

622. Para este efeito, este índice será calculado com base na diferença entre a capacidade instalada total do sistema eléctrico nacional para prestar serviços de regulação secundária, correspondente

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

a centrais que tenham tido energia contratada [**CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio**], e essa mesma capacidade representada por centrais do Grupo EDP. O diferencial apurado será dividido pela procura do serviço de banda de regulação verificada em cada uma dessas horas.

623. Para efeitos da avaliação em causa, se o índice obtido em conformidade com esta metodologia [**CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio**], os Compromissos não serão aplicáveis nem exigíveis pela AdC à EDP Produção ou a qualquer outra sociedade do Grupo EDP. Caso contrário, *i.e.*, [**CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio**], os Compromissos serão de cumprimento obrigatório.

624. Os Compromissos produzirão efeitos, desde a data em que o equipamento de telerregulação da central de Ribeiradio for devidamente instalado, activado e conectado, vigorando por um período de [**CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio**], sem prejuízo da possibilidade de revisões ordinárias e extraordinárias.

## 8.2. Justificação dos Compromissos

625. De uma forma geral, considera-se que os Compromissos se afiguram suficientes, adequados e proporcionais à eliminação das preocupações jusconcorrenciais identificadas ao nível do impacto da operação de concentração em análise, na actividade de banda de regulação.

626. Na verdade, com os Compromissos oferecidos, garante-se a instalação e activação do equipamento de telerregulação na central hidroeléctrica de Ribeiradio e que as ofertas de serviços de regulação secundária efectuadas, numa percentagem importante das horas por essa central, serão contratadas, visando uma aproximação ao que se esperaria que viesse a ser o comportamento da Adquirida Greenvougá, no contexto da estrutura de controlo conjunto da Martifer e da EDP sobre a Greenvougá, anulando-se a redução de pressão concorrencial decorrente da saída daquele accionista.

627. Assim, os Compromissos em causa procuram replicar o comportamento de um agente competitivo *price taker*, aplicando-se apenas na central de Ribeiradio.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

628. O período de vigência dos compromissos revela-se suficiente e adequado, face à expectável entrada de capacidade adicional por parte de centrais não pertencentes ao Grupo EDP, antes do seu término.

629. Analisando, com mais detalhe, os pressupostos de exigibilidade do conjunto de Compromissos e cada um dos Compromissos impostos, verifica-se que:

### 8.2.1. A indispensabilidade do Grupo EDP

630. Através do conceito de indispensabilidade, avaliar-se-á, no momento da entrada em funcionamento da central hidroeléctrica de Ribeiradio, se o Grupo EDP continuará a ser essencial para satisfazer a procura (total ou parcial) de serviços de regulação secundária<sup>93</sup>, atendendo a que é sobretudo nesse cenário que se colocam as preocupações jus-concorrenciais analisadas em sede de avaliação jus-concorrencial.

#### Limiar do RSI

631. Considera-se que o RSI configura um indicador adequado de indispensabilidade, para efeitos da aplicação dos Compromissos, em linha com a prática decisória anterior da AdC<sup>94</sup>, da Comissão Europeia<sup>95</sup> e de outras autoridades nacionais de concorrência<sup>96</sup>, e também com a literatura

---

<sup>93</sup> A noção de indispensabilidade já foi utilizada em decisões anteriores da AdC, referentes ao sector eléctrico, como indicador de poder de mercado: Ccent. 02/2008 EDP / *Pebble Hydro \* H. Janeiro de Baixo*, de 25 de Junho de 2008 e Ccent. 06/2008 EDP / *Activos EDIA (Alqueva \* Pedrógão)*, de 25 de Junho de 2008.

<sup>94</sup> Cfr. as decisões indicadas na nota anterior.

<sup>95</sup> Cfr. o Relatório sobre o Inquérito ao Sector Energético, Janeiro de 2007, disponível em <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

<sup>96</sup> Cfr., por exemplo, o *Informe* do Tribunal de Defensa de la Competencia no processo C94/05 *Gas Natural / Endesa*, de 05.01.2006, disponível em <http://www.cncompetencia.es/Inicio/Expedientes/tabid/116/Default.aspx?numero=C94/05&ambito=Concentraciones>.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

económica existente sobre o assunto e especificamente adaptada às características do sector eléctrico<sup>97</sup>.

632. Para efeitos de cálculo do RSI, no âmbito específico dos Compromissos em análise, entende-se que é adequado ter por base a capacidade efectiva disponível para prestar serviços de regulação secundária, atendendo a que apenas os concorrentes com capacidade efectiva para oferecer serviços de regulação secundária dispõem da possibilidade de captar os lucros dessa actividade e, dessa forma, funcionam como um elemento disciplinador do mercado.
633. De facto, no sentido de apenas contabilizar os concorrentes, em determinada hora, susceptíveis de exercer a referida pressão concorrencial efectiva, considera-se que só se deverá considerar, para efeitos de cálculo do RSI, a capacidade disponível, ou seja, as centrais efectivamente disponíveis, em cada hora, para oferecer esses serviços de regulação secundária, e não toda a capacidade instalada.
634. Para determinar quais as centrais efectivamente disponíveis, afigura-se adequado ter por referência as centrais que tiveram energia contratada [**CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio**].
635. Acresce que, uma vez que a estratégia de exploração das centrais hidroeléctricas consiste em maximizar receitas, seria antecipável que a Greenvougá colocasse a energia disponível nas horas com preço de mercado mais elevado, que são tipicamente as horas de ponta e cheia, pelo que as preocupações jusconcorrenciais com a operação de concentração assumem especial relevância naquelas horas.
636. Assim, considera-se justificado que o cálculo do RSI, para efeitos dos Compromissos em análise, se faça por referência à oferta de banda de regulação secundária nessas horas.

---

<sup>97</sup> Cfr. o estudo preparado pela London Economics para a Direcção-Geral de Concorrência da Comissão Europeia, em Fevereiro de 2007, “Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005”, disponível em <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

637. Neste contexto, as horas de ponta e cheia são definidas por recurso ao disposto no n.º 7 do Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção introduzida pelo Decreto-lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, em que se estabelecem os períodos horários de produção de energia eléctrica no caso das centrais renováveis.

#### Limiar do RSI

638. O limiar proposto para computar o RSI é o rácio **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

639. Entende-se que este limiar será adequado, uma vez que apenas decorrerá do mesmo que os Compromissos não são exigíveis, se a pressão concorrencial dos terceiros concorrentes for suficiente **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

### **8.2.2 Início de produção de efeitos dos Compromissos**

640. Atendendo a que o empreendimento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida ainda não se encontra em funcionamento, compreende-se que o início da vigência dos Compromissos seja diferido para uma data próxima da entrada em serviço da central hidroeléctrica de Ribeiradio, pelo que, o facto de os Compromissos não serem de execução imediata após a adopção da Decisão decorre, muito simplesmente, da necessidade de avaliar o impacto da Operação e a correspondente necessidade dos Compromissos na data em que a Operação produzirá os seus efeitos.

641. Assim, afigura-se adequado que o evento que desencadeia a produção de efeitos dos Compromissos seja a instalação, activação e conexão do equipamento de telerregulação, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

642. A articulação entre estes dois eventos justifica-se na medida em que, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

643. Na medida em que a EDP Produção deverá dirigir à AdC cerca de **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]** antes do momento previsto para a entrada em operação da central, uma

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

comunicação com vista a avaliar da exigibilidade dos Compromissos, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

### 8.2.3. Condições de oferta de serviços de regulação secundária

644. Como acima descrito, a EDP Produção compromete-se a efectuar, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio], ofertas de regulação secundária, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

#### Percentagem de horas

645. Considera-se que a percentagem de horas e o período horário em que a EDP Produção terá de efectuar as ofertas exigidas, para cumprimento deste compromisso, abrange a grande maioria do tempo de operação da central, gerida de forma independente da EDP [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

646. Com efeito, a central terá que efectuar ofertas de regulação, nos termos descritos, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

647. Desta forma, afigura-se que se encontra garantido o impacto estrutural deste Compromisso na actividade de banda de regulação secundária e que esse impacto se [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

648. Entende-se que [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

649. Atendendo a que o [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio], entende-se que o Compromisso em causa é suficiente e proporcional, replicando o comportamento de um agente competitivo *price taker* na central de Ribeiradio.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

650. Poder-se-ia argumentar que [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

### **Duração dos Compromissos**

651. Como acima referido, prevê-se que os Compromissos deverão perdurar por [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio], a contar da entrada em funcionamento da central de Ribeiradio, o que, face ao calendarização prevista, deverá permitir a entrada de novas centrais concorrentes, com importantes capacidades de regulação, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

652. Não obstante, foi instituído um mecanismo de reavaliação [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] da manutenção desses mesmos Compromissos, que poderá ser accionado pela EDP Produção [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] com base nos mesmos critérios de indispensabilidade, que servem de base ao respectivo desencadeamento inicial, o que – face às incertezas decorrentes do hiato temporal que dista entra a aprovação dos Compromissos e o da sua aplicação –, garante a proporcionalidade dos Compromissos, que só será exigível enquanto persistirem as preocupações jusconcorrenciais que se pretendem eliminar.

653. Considera-se também, pelos mesmos motivos, que é razoável e proporcional acautelar a possibilidade de ocorrerem situações excepcionais que possam tornar impossível ou excessivamente onerosa a execução do Compromisso de oferta de serviços de regulação secundária, nos termos referidos acima.

654. Assim, se o impedimento resultar de causas técnicas ou de segurança, a EDP Produção deverá, caso antecipe esse impedimento, comunicá-lo de imediato à AdC, que avaliará se as razões invocadas justificam a suspensão do Compromisso durante o período pelo qual dure a impossibilidade técnica ou de segurança em causa.

655. Adicionalmente, caso a EDP Produção perspetive que, para cumprir o Compromisso de oferta de serviços de regulação secundária, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].

656. Por fim, se ocorrer uma alteração substancial [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] à AdC, que apreciará, uma revisão [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio] desde que tal revisão não implique para a EDP Produção condições mais desfavoráveis do que as resultantes das regras e critérios inicialmente previstos.

### 8.3. Conclusão

657. Em suma, o conjunto de condições e obrigações assumidas Notificante, no âmbito do compromisso oferecido, permitirá que a central de Ribeiradio participe no mercado da prestação de serviços de banda de regulação secundária de modo a aproximar-se do que se anteciparia que fosse o comportamento de um agente competitivo *price taker* na central de Ribeiradio.

658. Em face do exposto, considera-se que os Compromissos oferecidos se afiguram suficientes, adequados e proporcionais à resolução das preocupações concorrenciais identificadas

## IX – AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

659. No âmbito do procedimento, e atento o sentido da Decisão, promoveu-se a Audiência de Interessados nos termos do n.º 1 do artigo 38.º da Lei da Concorrência, tendo sido comunicado, à Notificante, o Projecto de Decisão da AdC em 25 de Novembro de 2010, tendo a mesma apresentado as suas Observações a 9 de Dezembro.

660. Elabora-se, *infra*, um resumo das observações submetidas pela Notificante, procedendo-se à descrição e análise das mesmas.

661. Nas suas observações, a EDP manifesta a sua convicção, já expressa nos documentos apresentados ao longo do procedimento, de que a operação não se encontrará sujeita à obrigação de notificação prévia e de que, em todo o caso, esta não será susceptível de criar ou reforçar uma posição dominante nos mercados relevantes em causa de que resultem entraves significativos à concorrência efectiva nesses mercados.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

662. Mais afirma, a EDP, que, não obstante esta posição, assume integralmente os compromissos que apresentou à AdC no dia 18 de Novembro, e que já se encontravam expostos e analisados no Projecto de Decisão da AdC.

663. Adicionalmente, a EDP apresenta um conjunto de observações ao Projecto, destacando partes do Projecto de Decisão nos quais entende não ter sido dado o devido tratamento e/ou interpretação a algumas das suas posições e afirmações, e expressando, ainda, o que considera constituírem inconsistências no Projecto de Decisão quanto a alguns aspectos substantivos e processuais do procedimento.

#### **A. Tratamento de Posições e Afirmações da Notificante**

664. No que se refere ao primeiro destes aspectos, i.e., ao *“tratamento de posições e afirmações da notificante”*, estes incidem sobre, essencialmente, quatro matérias, designadamente: *i) notificabilidade da operação de concentração; ii) perspectiva de oferta de serviços de sistema pela central de Ribeiradio; iii) imputação ao Grupo EDP de alegados benefícios competitivos decorrentes dos CMEC; e iv) alcance dos compromissos.*

##### *i) Notificabilidade da operação de concentração*

665. Considera a Notificante que, no texto do Projecto de Decisão, a AdC terá omitido alguns aspectos relevantes da posição da EDP quanto ao não preenchimento, pela presente operação de concentração, do critério de notificabilidade relativo à quota de mercado, considerando que não se encontraria devidamente reflectido o seu entendimento de que a quota da EDP não ultrapassará, em nenhum dos mercados por esta considerados relevantes, os 30%, nem devidamente justificado o entendimento distinto da AdC quanto a esta matéria.

666. A posição da Notificante a este respeito, a par do que considera ser a ausência de fundamento legal para a mesma, tem por base o seu entendimento de que, por um lado, o mercado geográfico da PRO (que segmenta da PRE) apresenta já hoje uma dimensão ibérica e de, nesse enquadramento geográfico, a EDP deter uma quota inferior a 30% e, por outro lado, os

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

mercados relativos aos serviços de ajuste de sistema não constituem mercados relevantes, para efeitos da concentração em causa, mas antes relacionados.

667. Em primeiro lugar, e relativamente ao entendimento da Notificante, segundo o qual a quota da EDP não ultrapassaria os 30% em nenhum dos mercados relevantes por esta definidos, importa referir que, independentemente da posição que se assuma, quanto à dimensão geográfica do mercado da produção de electricidade em regime ordinário, as quotas a ter em consideração, para efeito da avaliação do preenchimento da condição de notificação prévia relativa à quota de mercado, serão sempre, de acordo com o disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência, as das empresas participantes no(s) mercado(s) em causa, ao nível do território nacional ou numa parte substancial deste, quando a sua dimensão for infra-nacional.

668. De facto, nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência, a condição de notificação prévia relativa à quota de mercado encontrar-se-á preenchida, quando “[E]m consequência da sua realização se crie ou se reforce uma quota superior a 30% no mercado nacional de determinado bem ou serviço, ou numa parte substancial deste” (sublinhado nosso).

669. Acresce que, como aliás detalhadamente fundamentado na Decisão, as quotas das empresas participantes, nos mercados relativos aos serviços de ajustes de sistema, são relevantes para efeitos da notificabilidade, já que se consideram, para efeitos da delimitação dos mercados relevantes, as actividades que se esperaria que a Adquirida viesse a desenvolver<sup>98</sup>, aspecto que se discutirá em maior pormenor *infra*. A este respeito, note-se a irrefutabilidade da participação em pelo menos alguns daquele tipo de serviços, atendendo ao carácter obrigatório da participação nos mercados da prestação de serviços de regulação primária e terciária.

670. Refira-se, porém, que a conclusão quanto à notificabilidade da operação de concentração não resulta exclusivamente da posição da EDP e da Adquirida, nestes mercados.

---

<sup>98</sup> A este propósito, da análise efectuada nos pontos 475 a 512 resultaram evidentes os incentivos económicos de um agente que não detém mais grupos geradores, para participar na banda de regulação secundária.

671. Em resultado, considera-se que o Projecto de Decisão, atendendo às disposições legais invocadas, expressa já as razões que levaram a considerar que a quota da EDP ultrapassaria os 30% em todos os mercados relevantes identificados pela AdC, não se justificando qualquer alteração ao texto do Projecto de Decisão.

*ii) Perspectiva de oferta de serviços de sistema pela central de Ribeiradio*

672. Em segundo lugar, alega a Notificante que a AdC não teve em devida consideração a sua posição quanto à perspectiva de oferta de serviços de banda de regulação pela central de Ribeiradio, quando considera ter ocorrido **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

673. A Notificante não concorda com a leitura da AdC quanto à circunstância **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

674. Antes de mais, este aspecto foi ponderado apenas como um indício no contexto de toda a análise de incentivos desenvolvida pela AdC, que confirma o que se anteciparia ser a eventual decisão da Greenouga, tendo em conta que uma decisão de não participar neste mercado seria lesiva do lucro da sociedade Greenouga, contrária à gestão eficiente da central de Ribeiradio e, portanto, contrária aos interesses do seu accionista, com controlo conjunto, a Martifer.

675. Saliente-se, a este propósito que, em nenhum ponto do Projecto de Decisão, a AdC afirmou que a EDP **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

676. Acresce que dificilmente se compreende que a EDP desvalorize **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

677. De facto, a referência à instalação do equipamento de regulação consta do **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**, como mencionado pela AdC no Projecto de Decisão (*vide* ponto 477), em particular no capítulo 1, página 15, para o qual remete o capítulo 4, na página 98, onde se lê :  
“O capítulo 1 contém uma descrição dos tipos de condução do Escalão de Ribeiradio. De

*realçar que [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]”. Ora, [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].*

*iii) Imputação ao Grupo EDP de alegados benefícios competitivos decorrentes dos CMEC*

678. A Notificante manifesta a sua discordância quanto aos termos em que a AdC se refere ao mecanismo CMEC e, em concreto, às suas implicações para o Grupo EDP.

679. Em concreto, a Notificante alega ser pouco rigoroso do ponto de vista técnico e jurídico considerar que os CMEC configuram um auxílio de Estado, que beneficia o Grupo EDP, conferindo-lhe uma vantagem competitiva sobre os demais concorrentes. Mais afirma que o mecanismo em causa foi notificado pelo Estado Português à Comissão Europeia, tendo sido aprovado por esta, que o considerou compatível com as regras do Direito Europeu em matéria de auxílios de Estado.

680. A este respeito, remete-se para a referida Decisão da Comissão Europeia<sup>99</sup>, em que a Comissão Europeia concluiu que os CMEC configuram auxílios estatais, na acepção do então n.º 1 do artigo 87º do Tratado CE, actual artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE). Nessa Decisão, a Comissão Europeia primeiramente afirma que os “*CAE eximem os produtores vinculados de todos os riscos associados aos investimentos cobertos pelos contratos, (...) [constituindo] uma clara vantagem para os produtores que celebraram os CAE*”, concluindo posteriormente que a cessação dos CAE e a concessão de compensações a esse título “*constitui apenas um modo de alterar a forma como era concedida a vantagem anterior e não um modo de compensar uma desvantagem. De facto, após a cessação dos CAE, aqueles produtores receberão uma compensação que lhes permitirá, não obstante a abertura do mercado, manter o seu volume de vendas [...] ainda que os centros produtores em questão se venham a revelar ser intrinsecamente menos eficientes que outros centros produtores que possam ser construídos no futuro por novos concorrentes potenciais*”.

---

<sup>99</sup> [http://ec.europa.eu/community\\_law/state\\_aids/comp-2004/n161-04.pdf](http://ec.europa.eu/community_law/state_aids/comp-2004/n161-04.pdf).

681. Assim, não obstante a Comissão Europeia ter considerado que a medida em causa é compatível com a derrogação prevista na alínea c), do n.º 3, do artigo 87º do Tratado CE, actual artigo 107.º TFUE, não deixou também de concluir que “a medida em causa inclui auxílios estatais, na acepção do n.º 1 do artigo 87º do Tratado CE”, o que sempre pressupõe que a mesma confere uma vantagem competitiva concedida ao beneficiário da medida.

682. Em todo o caso, as referências expressas no Projecto de Decisão da AdC visam contextualizar o funcionamento do mercado, em particular, na medida em que os CMEC possam ter implicações face a concorrentes que deles não beneficiem.

*iv) Alcance dos compromissos*

683. A Notificante afirma que sempre manifestou as suas reservas quanto à notificabilidade da operação e o respectivo impacto jusconcorrencial, e que, nessa perspectiva, apresentou compromissos à AdC com o propósito de permitir a adopção de uma decisão final o mais brevemente possível, não concordando, assim, com a afirmação da AdC no Projecto de Decisão de que a apresentação de compromissos teve por objectivo a “*resolução dos problemas de natureza concorrencial identificados*” pela AdC.

684. Ora, do parágrafo citado pela Notificante não se pode inferir que os problemas concorrenciais em causa tenham sido identificados/reconhecidos pela Notificante.

685. Cabendo à AdC efectuar a avaliação jusconcorrencial da operação de concentração em causa, os compromissos apresentados só conduzirão à adopção de uma Decisão de Não Oposição se tendentes à resolução dos problemas identificados pela AdC.

686. Em todo o caso, e atendendo a que o sentido do que é expresso pela AdC não se altera, o trecho citado foi retirado do parágrafo em causa.

## B. Das Alegadas Inconsistências de Análise

687. No que diz respeito ao que a Notificante qualifica como inconsistências na Decisão, estas reportam i) *à análise do preenchimento do critério relativo à quota de mercado, em situações de passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo*, ii) *à análise da operação por referência ao horizonte de entrada em serviço do aproveitamento de Ribeiradio*, iii) *à análise da definição dos mercados relevantes* e iv) *à análise da alegada alteração de incentivos da Greenvouga*.

### **i) *Análise do preenchimento do critério relativo à quota de mercado, em situações de passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo***

688. Quanto ao primeiro aspecto, a Notificante considera ser inconsistente a imputação, para efeitos da avaliação jusconcorrencial, da totalidade da quota de mercado de uma empresa comum a cada uma das empresas mãe e a afirmação de que tal não preclui a conclusão de que, no caso da operação em análise, a EDP reforçará a sua quota de mercado.

689. No entanto, da leitura da posição da AdC a este respeito, expressa no Projecto de Decisão, facilmente se depreende não existir qualquer inconsistência a este respeito.

690. Em primeiro lugar, já se encontrava devidamente contextualizada, no texto do Projecto de Decisão, em particular no parágrafo 36, o racional subjacente à metodologia de imputação da totalidade da quota de mercado de uma empresa controlada conjuntamente a cada uma das empresas que a controlam.

691. De facto, esta metodologia não invalida, nem retira importância à necessidade da AdC analisar a passagem de controlo conjunto para controlo exclusivo, no contexto do controlo de concentrações – no âmbito do qual a AdC supervisiona alterações estruturais no mercado –, já que esta poderá potencialmente consubstanciar uma alteração estrutural, caso dela resulte a

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

eliminação de incentivos relevantes que condicionem a actuação da empresa que era anteriormente controlada conjuntamente e passa a ser detida, em exclusivo, por apenas uma delas.

692. É claro e inequívoco que, de uma passagem de controlo conjunto a exclusivo, se podem alterar de forma substancial os incentivos que presidem ao processo de decisão da empresa que era anteriormente controlada conjuntamente com reflexo na sua estratégia e no seu eventual poder de mercado.

693. Esta alteração de estratégia e de poder de mercado materializa-se, por exemplo, numa plena capacidade da empresa que adquire o controlo exclusivo para determinar, de forma unilateral, a estratégia de preço da empresa de que anteriormente detinha apenas o controlo conjunto, alinhando-a, por exemplo, com a estratégia de outras empresas que detenha no mesmo mercado.

694. Este exemplo não pretende, no entanto, ser exaustivo ou excluir outras formas relevantes de reforço de poder de mercado. De facto, uma posição dominante é definida como sendo a capacidade para uma empresa agir de forma independente dos seus concorrentes e dos consumidores. Ora, com uma passagem de controlo conjunto a controlo exclusivo, pode reforçar-se o poder de mercado da empresa, ao se reforçar a sua capacidade para agir de forma independente no mercado, i.e., ao reduzirem-se os condicionamentos eventualmente impostos pela empresa que aliena a sua participação na empresa comum.

695. O racional subjacente a esta abordagem justifica que a Autoridade já tenha considerado várias operações de passagem de controlo conjunto para exclusivo como sendo notificáveis por se encontrar preenchido o critério da quota de mercado (vide nota de rodapé 6).

*ii) Análise da operação por referência ao horizonte de entrada em serviço do aproveitamento de Ribeiradio*

696. A Notificante classifica como inconsistente o facto de a AdC considerar, por um lado, que a perspectiva de entrada de novos operadores e de nova capacidade em 2014 pode ser aferida com segurança a partir de documentos estratégicos, e por outro lado, sustentar que “*em relação à*

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

*capacidade licenciada ou aos reforços de interligação, não existe uma certeza absoluta quanto ao momento em concreto em que estarão disponíveis”.*

697. Esta abordagem da AdC não padece de qualquer contradição.

698. De facto, quando se considera a capacidade licenciada, tem-se uma perspectiva da estrutura de mercado no pressuposto de que todas essas entradas efectivamente se concretizem, ainda que, como referido nos pontos 350 e 351, tal possa não se verificar.

699. Por outro lado, dadas as características da actividade de produção de energia eléctrica, é pouco provável que a capacidade de produção venha a superar a prevista, com base nos processos de licenciamento ou das metas previstas para alguns segmentos produtivos.

700. No contexto da presente Decisão, a análise do licenciamento tem por objectivo aferir se, consideradas todas as entradas previstas, a estrutura da oferta evoluirá para um cenário em que a pressão concorrencial exercida pelos concorrentes, incluindo os novos entrantes, é susceptível de colocar em causa a posição dominante da Notificante. Veja-se que esta é, em consequência, a perspectiva mais “optimista” na perspectiva da concorrência, em termos da evolução possível da estrutura de mercado, o que não implica que a AdC a tome como certa.

701. Neste sentido, não pode a AdC, na sua avaliação jusconcorrencial, sustentar as suas conclusões na assumpção de que determinado concorrente ou aproveitamento eléctrico irá entrar em funcionamento, particularmente se essa entrada não se afigura absolutamente inequívoca ou eminente.

702. A Notificante aponta ainda como alegada inconsistência a constatação, pela AdC, de que o período que decorre entre a Operação e a entrada em funcionamento do aproveitamento “*não se afigura demasiado longo*”, quando a AdC considera que “*o licenciamento e a capacidade de cada projecto electroprodutor é programada a longo prazo, constando de vários documentos*

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

*estratégicos, que permitem antecipar, com segurança, quais os operadores licenciados em 2014”.*

703. Não se compreende em que medida estas afirmações possam ser contraditórias. Na verdade, é precisamente por estar em causa um sector em que a entrada e capacidade de novos operadores é prevista em documentos de planeamento a longo prazo, que, entre outros factores, o período que dista entre a presente análise e a entrada em funcionamento do aproveitamento “*não se afigura demasiado longo*”, dispoendo a AdC de elementos que lhe permitem efectuar uma avaliação jusconcorrencial da operação, com razoável grau de segurança, independentemente de o aproveitamento hidroeléctrico em causa só entrar em funcionamento em 2014.

*iii) Análise da definição dos mercados relevantes*

704. No que se refere à análise desenvolvida pela AdC, no que se refere à definição dos mercados relevantes, para além de reiterar a sua discordância com a posição adoptada pela AdC, a Notificante considera ser incoerente não se fazer menção à posição da ERSE quanto à dimensão geográfica da PRO, segundo a qual se poderá “*considerar a existência tendencial de um mercado integrado de âmbito ibérico na produção de energia eléctrica*”, quando a AdC recorre a estimativas facultadas pela ERSE “por referência ao Mibel”, para estimar a quota do Grupo EDP, em termos de capacidade de produção, em 2014,

705. Em primeiro lugar, a AdC utilizou a informação veiculada no parecer da ERSE, que inclui a capacidade instalada da EDP e de outros operadores, no território nacional, sendo que nessa mesma fonte estão também referidas, separadamente, a capacidade instalada da EDP em Espanha. Como tal, não se consegue compreender a estranheza da Notificante quanto à utilização feita dos dados da ERSE.

706. Em segundo lugar, a AdC não deixou de reflectir, no seu Projecto de Decisão, o entendimento *supra* exposto da ERSE, quando refere que esta adoptou “*por pressupostos a referida tendência de integração dos mercados português e espanhol e a previsão de crescimento da capacidade instalada em Portugal e Espanha*” (actual parágrafo 603).

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

707. Acresce que, na avaliação jusconcorrencial realizada, e sem prejuízo da posição adoptada quanto à dimensão geográfica do mercado da produção de energia eléctrica, a AdC não deixou de analisar qual o impacto da operação no contexto ibérico, tendo afastado a possibilidade de preocupações jus-concorrenciais da operação de concentração nessa dimensão geográfica.
708. Relativamente a aspectos mais específicos, a Notificante contesta que a AdC procura demonstrar a alegada volatilidade de ocorrências de congestionamentos nas interligações, comparando os anos de 2006 (onde se verificou congestionamento em cerca de 20% das horas) e 2007 (onde se registou congestionamento em cerca de 80%), atendendo a que, segundo a Notificante, as regras de gestão de interligação eram, a essa data, “*inteiramente distintas*”, não existindo ainda MIBEL.
709. A este respeito refira-se que a análise desenvolvida tem por propósito demonstrar que os factores determinantes para a evolução da frequência de congestionamentos não se esgotam na evolução da capacidade de interligação e na existência do MIBEL e que têm também uma natureza volátil. Note-se que a contraposição feita com o ano de 2006 não se invalida pelo facto de as regras de gestão de interligação serem distintas, já que, com a entrada em vigor do MIBEL, seria de esperar uma integração crescente dos mercados Português e Espanhol, quando o que realmente se registou, nos meses que se seguiram, foi uma frequência de *market splitting* muito elevada.
710. Refere ainda a Notificante que a AdC terá sobreavaliado as assimetrias de portefólios de geração, entre Portugal e Espanha, na sua análise da dimensão geográfica do mercado da produção de energia eléctrica, focando-se, em demasia, nas tecnologias hídrica e nuclear.
711. A este respeito, diga-se que a AdC baseou a sua análise, entre outros factores, nas diferenças estruturais entre Portugal e Espanha no que respeita à composição do *mix* produtivo, uma vez que são essas diferenças de composição que justificam, e continuarão a justificar, a existência de congestionamentos e a separação de mercados, quando estes se verificam.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

712. De facto, e tal como consta do Projecto de Decisão, demonstrou-se existirem diferenças de composição estruturais e douraduras, as quais persistirão, independentemente da entrada de novos ciclos combinados. O impacto dessas diferenças – que se registavam em 2006 e tudo indica que continuarão a existir no futuro –, nas trocas comerciais de energia eléctrica entre Portugal e Espanha, pode não ser despreciando.
713. Quanto aos argumentos aduzidos pela AdC, para justificar a não autonomização da PRO e da PRE, enquanto mercados relevantes distintos, a Notificante alega que a comparação entre o regime da PRE, em Portugal e Espanha não se afigura correcta.
714. Ora, a analogia ao caso espanhol, na análise da AdC, apresentada nos parágrafos 148 a 150, atendendo à forma como a PRE entra no mercado português, pretende ilustrar que, hipoteticamente, e em termos de efeito, é como se aquele tipo de energia ocupasse a base da ordem de mérito.
715. Por último, quanto à autonomização como mercados relevantes, ao nível da regulação terciária, da regulação terciária a subir e da regulação terciária a descer, a Notificante alega que a mesma não se encontrará devidamente fundamentada, não encontrando paralelo na prática decisória de outras autoridades da concorrência.
716. Relativamente a este aspecto, a AdC considera ter apresentado fundamentação, nos parágrafos 195 a 200, que justifica a autonomização dos mercados da regulação terciária a subir e da regulação terciária a descer, para efeitos da operação de concentração em apreço. Em todo o caso, não obstante as objecções da Notificante, não é apresentada, nas observações por si submetidas, nenhuma argumentação contrária aos elementos em que a AdC sustenta a sua posição.

*iv) Análise da alegada alteração de incentivos da Greenvougá*

717. Segundo a Notificante, a AdC não explica em que medida os diferentes incentivos da EDP e da Martifer, quanto à gestão da Greenvougá, *“se materializariam ao nível da gestão efectiva do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio”*, atendendo a que *“as centrais hidroeléctricas são exploradas com vista a maximizar receitas, oferecendo-se a energia, em particular, nas horas de ponta e cheia”*.

718. A Notificante considera ainda que a AdC identifica um cenário de alegada pressão concorrencial significativa por parte da Greenvougá que assenta em pressupostos “irrealistas”.

719. A este respeito, considera-se, como expresso no Projecto de Decisão, que a EDP teria incentivos, não para a maximização individual do lucro da Greenvougá, dos seus restantes activos, mas antes para uma gestão conjunta ou integrada daquela central no contexto do seu portfólio produtivo. Tal não coincide com os incentivos da Martifer, estes sim presididos pela maximização das receitas de Ribeiradio, oferecendo a energia, em particular, nas horas de ponta e cheia.

720. Mais contesta a Notificante que a referência, pela AdC, ao peso da central de Ribeiradio na procura não é de forma alguma expressiva da representatividade da central em causa, considerando mais adequado considerar a representatividade da mesma ao nível da oferta.

721. Relembre-se que o peso da central na procura é apenas um de entre outros elementos que a AdC levou em conta na sua avaliação jusconcorrencial, não deixando, no entanto, de apresentar a sua relevância, no sentido de avaliar da pressão concorrencial potencial de Ribeiradio. De facto, e para ilustrar como esse dado é útil à avaliação jusconcorrencial, veja-se que a análise pelo lado da oferta poderia subavaliar a representatividade da central em causa, em situações em que o incumbente detenha, neste mercado, muita capacidade excedentária, situações essas em que a representatividade de uma central da dimensão de Ribeiradio resultará diluída. Assim, releva a capacidade daquela central para a satisfação da procura, sendo que esta garantirá a sua contratação no mercado se apresentar ofertas infra-marginais.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

722. Ora, tendo em conta a diferença de incentivos entre a EDP e a Martifer, a AdC considera relevante que a EDP se encontrasse condicionada (vejam-se os parágrafos 323 a 325), no contexto da sociedade conjunta, para determinar uma gestão da central de Ribeiradio que implicasse uma perda de lucro para a Greenvougá, não obstante tal estratégia poder ser, potencialmente, maximizadora dos lucros da EDP.
723. Por último, a Notificante refere que a AdC relativizou a posição do gestor de sistema, no que toca à actividade de banda de regulação secundária, que considera existir uma abundância de centros electroprodutores aptos a prestar esse serviço e que não assinalou qualquer preocupação a esse nível resultante da Operação, antes pelo contrário.
724. A AdC tomou em devida consideração os elementos recolhidos junto da REN. Entende porém que, enquanto o gestor de sistema se preocupa com a segurança de abastecimento, a preocupação da AdC, na apreciação da presente operação de concentração, se pauta apenas por questões de natureza jusconcorrencial.
725. Com efeito, a existência de capacidade abundante para prestar o serviço pouco relevará para a análise jusconcorrencial, quando uma parte substancial dessa capacidade se encontra concentrada no âmbito de um único operador de mercado, como se afirmou no Projecto de Decisão, nos actuais parágrafos 429 a 0.

### C. Conclusão

726. Face ao exposto, considera-se que as observações apresentadas pela Notificante, em sede de audiência de interessados, não justificam uma alteração do sentido do Projecto de Decisão, importando notar que, não obstante não se rever na posição da AdC quanto ao impacto jusconcorrencial da operação, a EDP confirma integralmente os compromissos anteriormente assumidos.

## X – CONCLUSÃO

727. O Conselho da Autoridade da Concorrência, no uso da competência que lhe é conferida pela alínea b) do n.º 1 do artigo 17.º dos respectivos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003 de 18 de Janeiro, decide adoptar uma decisão de não oposição, nos termos da alínea b) do n.º 1 e n.º 3 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, acompanhada da imposição das condições e obrigações, destinadas a garantir o cumprimento do conjunto de compromissos assumidos pela Notificante, que se passam a descrever:

### 1. Introdução

- 1.1. O presente documento enuncia e formaliza os compromissos (“**Compromissos**”) assumidos pela EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (“**EDP Produção**”) perante a Autoridade da Concorrência (“**AdC**”), com o propósito de permitir à AdC adoptar uma decisão de não oposição (“**Decisão**”) à operação de concentração a que respeita o processo Ccent. n.º 23/2010 *EDP Produção / Greenvouga* (“**Operação**”), nos termos e para os efeitos do n.º 1, alínea b), e do n.º 3, do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho (“**Lei da Concorrência**”).
- 1.2. O presente documento, em geral, e os Compromissos nele contidos, em particular, regem-se pela lei portuguesa e devem ser interpretados tendo em conta o disposto na Lei da Concorrência e na Decisão.
- 1.3. Em todas as situações que possam envolver a participação, ainda que *a posteriori*, de entidades terceiras, públicas ou privadas, na execução dos Compromissos, a EDP Produção assumirá a diligência de um operador experiente no mercado e conhecedor do quadro regulatório e legal quanto à garantia de execução das diligências tendentes à manutenção do efeito útil dos Compromissos, com base num quadro de elevada competência.
- 1.4. A EDP Produção, como operadora experiente no mercado e conhecedora do quadro regulatório e legal que lhe é aplicável, apresenta os Compromissos, todos e cada um deles, nos termos da Decisão, idóneos e adequados à garantia de uma concorrência efectiva nos mercados

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

relacionados com a Operação, declarando, nessa qualidade, que os mesmos são exequíveis nos prazos por si propostos e que detêm as competências necessárias à sua execução.

- 1.5. Caso a Operação não se realize, por qualquer razão, os Compromissos identificados nas Secções 2, 3 e 4 do presente documento não serão aplicáveis nem exigíveis pela AdC à EDP Produção ou a qualquer outra sociedade do Grupo EDP.

## 2. Aplicação e exigência dos Compromissos

- 2.1. Os Compromissos identificados nas Secções 3. e 4. do presente documento apenas serão aplicáveis e exigíveis pela AdC à EDP Produção se resultar da avaliação prevista no parágrafo 2.2, a levar a cabo pela AdC, após comunicação escrita dirigida para o efeito pela EDP Produção, aproximadamente [CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio] antes da data prevista para a entrada em operação da central hidroeléctrica de Ribeiradio, que o Grupo EDP é indispensável para a satisfação da procura de serviços de regulação secundária do sistema eléctrico nacional. Esta comunicação deverá ser acompanhada dos cálculos realizados pela EDP Produção, assim como dos dados<sup>100</sup> subjacentes, necessários à avaliação, pela AdC, do critério enunciado no parágrafo 2.2.
- 2.2. A indispensabilidade referida no parágrafo 2.1 será aferida, em cada hora de ponta e cheia<sup>101</sup>, através do cálculo do *Residual Supplier Index* (RSI) medido a partir da fórmula que se segue, por referência ao período de [CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio] mais próximo da data da comunicação da EDP Produção referida no parágrafo 2.1, para que haja dados publicamente disponíveis:

$$\frac{A - B}{C}$$

Em que

---

<sup>100</sup> Estes dados deverão ser fornecidos em formato de folha de cálculo.

<sup>101</sup> Para este efeito, adopta-se a definição de horas de ponta e cheia constante do n.º 7 do Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção introduzida pelo Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

$A$  = capacidade instalada total do sistema eléctrico nacional para a prestação do serviço de regulação secundária, correspondente a centrais que tenham tido energia contratada **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, na hora em causa.

$B$  = capacidade instalada total para a prestação do serviço de regulação secundária, correspondente a centrais que sejam controladas<sup>102</sup> pelo Grupo EDP<sup>103</sup> e que tenham tido energia contratada **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, na hora em causa.

$C$  = procura de serviço de regulação secundária verificada na hora em causa.

- 2.3. Se, no momento da avaliação realizada pela AdC em conformidade com os parágrafos 2.1 e 2.2, a AdC verificar que o RSI referido no parágrafo 2.2 é **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, os Compromissos identificados nas Secções 3. e 4. do presente documento não serão aplicáveis nem exigíveis pela AdC à EDP Produção ou a qualquer outra sociedade do Grupo EDP.
- 2.4. Se, no momento da avaliação realizada pela AdC em conformidade com os parágrafos 2.1 e 2.2, a AdC verificar que o RSI referido no parágrafo 2.2 é **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, aplicam-se os Compromissos identificados nas Secções 3. e 4. do presente documento.

### **3. Compromisso de oferta de serviços de regulação secundária do sistema eléctrico nacional**

- 3.1. Na eventualidade de se verificar a situação referida no parágrafo 2.4, a EDP Produção compromete-se, em relação à central hidroeléctrica de Ribeiradio, a:
- (i) Ter procedido à instalação e activação do equipamento de telerregulação, e respectiva conexão ao gestor do sistema eléctrico nacional, **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**. A efectivação deste Compromisso na data prevista pressupõe a realização da

---

<sup>102</sup> Com base em um ou mais dos direitos ou poderes enumerados na alínea b) do n.º 1 do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

<sup>103</sup> Incluindo nesta análise a central hidroeléctrica de Agueira.

comunicação a que faz referência o parágrafo 2.1 no prazo de **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** aí indicado e a adopção de uma decisão pela AdC, ao abrigo do parágrafo 2.4, dentro de um prazo que permita que **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**; e

(ii) Efectuar, **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**<sup>104</sup>, ofertas de serviços de regulação secundária do sistema eléctrico nacional, **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, em **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

- 3.2. O Compromisso identificado na alínea (ii) do parágrafo 3.1 produz efeitos a partir da data em que se considere integralmente cumprido o Compromisso identificado na alínea (i) desse mesmo parágrafo e, sem prejuízo do disposto no parágrafo seguinte, deverá prolongar-se por um período de **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** contados dessa data.
- 3.3. No final **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** sobre a data em que se considere integralmente cumprido o Compromisso identificado na alínea (i) do parágrafo 3.1, a EDP Produção poderá requerer por escrito à AdC que proceda novamente, com as devidas adaptações, à avaliação referida no parágrafo 2.2, evidenciando nesse requerimento que, com base em informação pública disponível à data, existem condições para que se aplique o disposto no parágrafo 3.3.1.
- 3.3.1. Se, em resultado da nova avaliação prevista no parágrafo 3.3, a AdC verificar que o RSI referido no parágrafo 2.2 é **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, os Compromissos identificados nas Secções 3. e 4. do presente documento deixarão de ser imediatamente aplicáveis e exigíveis pela AdC à EDP Produção ou a qualquer outra sociedade do Grupo EDP.
- 3.3.2. Se, em resultado da nova avaliação prevista no parágrafo 3.3, a AdC verificar que o RSI referido no parágrafo 2.2 é **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, os Compromissos identificados nas Secções 3. e 4. do presente documento manter-se-ão até ao termo do período identificado nos parágrafos 3.2 e 4.2.

---

<sup>104</sup> **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**.

- 3.4. Caso, em situações excepcionais, a EDP Produção antecipe que não poderá cumprir o disposto na alínea (ii) do parágrafo 3.1., por razões técnicas ou de segurança, comunicá-lo-á, de imediato, à AdC, que avaliará se, em concreto, as razões técnicas ou de segurança invocadas justificam que a EDP Produção não realize ofertas de serviços de regulação secundária, nas condições referidas na alínea (ii) do parágrafo 3.1., durante o período pelo qual dure a impossibilidade técnica ou de segurança em causa.
- 3.5. Do mesmo modo, caso a EDP Produção perspetive que, para cumprir o disposto na alínea (ii) do parágrafo 3.1., terá **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, comunicá-lo-á, de imediato, à AdC, que avaliará se, em concreto, as razões invocadas justificarão uma revisão das condições em que, nos termos da alínea (ii) do parágrafo 3.1., a EDP Produção teria de oferecer serviços de regulação secundária.
- 3.6. Caso se verifique uma alteração substancial **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, a EDP Produção poderá requerer, com base nessa alteração, que a AdC reveja as regras e critérios enunciados na alínea (ii) do parágrafo 3.1.
- 3.7. No seguimento de um requerimento para revisão do método **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** constante da alínea (ii) do parágrafo 3.1., motivado pelas razões descritas nos parágrafos 3.5 ou 3.6, **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]**, a AdC analisará **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** e, concluindo que as alterações requeridas são adequadas e eliminam as preocupações jusconcorrenciais resultantes da Operação, procederá à revisão das condições previstas na referida alínea (ii) do parágrafo 3.1, sendo que essa revisão não poderá implicar para a EDP Produção condições mais desfavoráveis do que as resultantes do método **[CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio]** previstos na referida alínea (ii) do parágrafo 3.1.

#### **4. Compromisso de informação**

- 4.1. Sem prejuízo das obrigações identificadas na Secção 3. do presente documento, a EDP

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

Produção compromete-se ainda a enviar anualmente à AdC:

- (i) Informação referente ao número de horas em que a central hidroeléctrica de Ribeiradio teve energia contratada [**CONFIDENCIAL- Segredo de Negócio**]; e
  - (ii) Informação referente às ofertas indicadas na alínea (ii) do parágrafo 3.1.
- 4.2. Os compromissos identificados nas alíneas (i) e (ii) do parágrafo 4.1 produzem efeitos a partir da data em que se considere integralmente cumprido o Compromisso identificado na alínea (i) do parágrafo 3.1, e deverão prolongar-se pelo período que resulte da aplicação das obrigações previstas nos parágrafos 3.2 ou 3.3.1, consoante aplicável.

Autoridade da Concorrência, 13 de Dezembro de 2010

O Conselho da Autoridade da Concorrência

---

Manuel Sebastião  
Presidente

---

Jaime Andrez  
Vogal

## ANEXO I - Análise de indispensabilidade no horizonte de 2014

1. Para avaliar a posição da Notificante no mercado da produção de energia eléctrica, importa também analisar prospectivamente, no horizonte temporal da presente operação de concentração, qual a probabilidade da Notificante se manter como monopolista residual em Portugal Continental, numa percentagem significativa do tempo.
2. Recorde-se que, no segundo semestre de 2007, e conforme a Decisão da AdC relativa à Ccent. 06/2008 EDP / Activos EDIA (*Alqueva / Pedrógão*), a Notificante foi dada como monopolista residual em[90-100]% do tempo, *i.e.*, como tendo uma procura residual positiva depois de esgotadas todas as capacidades de produção de terceiros concorrentes.
3. Para proceder a essa análise, é necessário calcular os indicadores de indispensabilidade, computando a diferença entre a procura prevista e a soma das capacidades disponíveis de terceiros concorrentes (em termos de PRO), da PRE e da capacidade de interligação.
4. Dado que não existem dados reais de procura e produção PRE, utilizar-se-ão para o efeito os cenários previstos nos planos de produção do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2009-2014, projectados pela REN, em meados do ano de 2008, para os anos 2009, 2011 e 2014 – doravante PDIRT 2009, PDIRT 2011 e PDIRT 2014.
5. Antes de proceder à avaliação dos resultados da análise de indispensabilidade, importa identificar os pressupostos de procura e produção PRE previstos no PDIRT, bem como os pressupostos adicionais necessários à condução dessa análise, no que respeita às produções de terceiros concorrentes PRO e à capacidade de interligação.
6. No âmbito da presente análise, consideraram-se 6 cenários de procura, PRE e capacidade de importação, onde se têm em conta diferentes combinações de crescimentos desses factores, e 3 cenários de capacidade de PRO de terceiros concorrentes – assumindo as possíveis combinações de entradas das centrais de ciclo combinado já licenciadas.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

7. Nas tabelas seguintes são apresentados os pressupostos relativos a cada factor e identificados os cenários específicos em que são aplicados.
8. Os pressupostos em termos de procura previstos nos planos de produção do PDIRT são aqueles que se apresentam na tabela seguinte.

**Tabela 27: Consumo (sem perdas) previsto nos cenários PDIRT 2009, 2011 e 2014**

Consumo	Inverno			Verão		
	Ponta	Intermédio	Vazio	Ponta	Intermédio	Vazio
Cenário (1,2,3) PDIRT 2009	10352	7113	4047	8997	6444	3834
Cenário (4) PDIRT 2009-10%	9.317	6.402	3.642	8.097	5.800	3.451
Cenário (5) PDIRT 2011	11398	7831	4473	9886	7081	4229
Cenário (6) PDIRT 2014	12922	8895	5087	11233	8076	4812

**Fonte:** REN. Tratamento AdC.

9. Conforme *supra* referido, o PDIRT assume incrementos de procura mais elevados do que aqueles que se consideram na actualidade como os mais prováveis, tendo em conta os elementos recentes de evolução da procura.
10. De facto, no que respeita à procura de ponta de Inverno, os cenários “PDIRT 2009”, “PDIRT 2011” e “PDIRT 2014” pressupõem pontas de consumo na ordem dos 10352 MW, 11398 MW e 12922 MW, respectivamente. Em 2010, a ponta de consumo registada, até Julho, situou-se em 9402 MW.
11. Caso se verificasse o cenário de procura “PDIRT 2009”, em 2014, face à procura real de 2010, obter-se-ia um ritmo médio de crescimento anual da ordem dos 2,4% ao ano. No caso do cenário PDIRT 2011 o ritmo médio anual de crescimento seria 4,9% e o no caso do PDIRT 2014 o ritmo de crescimento médio anual seria da ordem dos 8,2%.
12. Face às tendências recentes do consumo deverão considerar-se os cenários de procura “PDIRT 2011” e “PDIRT 2014” como pouco prováveis e dependentes do grau de sucesso de projectos como a mobilidade eléctrica ou de um ritmo de crescimento económico mais elevado do que o

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

expectável. Considerando que a procura é determinante no cálculo da indispensabilidade – quanto maior a procura, tudo o resto constante, maior a indispensabilidade – incluiu-se também na análise um cenário em que a procura é 10% inferior ao valor do cenário PDIRT 2009, que corresponde, grosso modo, aos valores de consumo verificados no presente.

13. Os pressupostos de capacidade relativos à produção proveniente do regime especial são evidenciados na tabela seguinte.
  
14. A produção em regime especial depende essencialmente de factores exógenos. No caso da PRE de origem renovável, a produção depende da disponibilidade dos recursos endógenos (vento, água, biomassa, entre outros). O PDIRT considera diferentes cenários de produção eólica – taxa de utilização da potência entre 10% a 80% - e mini-hídrica –, em regimes secos e húmidos, de Verão e Inverno. A produção originária de unidades de co-geração depende, essencialmente, do ritmo da actividade económica, dado que os tarifários PRE garantem o *passthrough* dos custos de combustíveis empregues, pelo menos enquanto os co-geradores puderem beneficiar desses tarifários<sup>105</sup>. A potência entregue pela PRE co-geração varia entre vazio e ponta, de acordo com os dados apresentados na presente tabela.

**Tabela 28: Potência (MW) gerada no regime PRE nos planos de produção do PDIRT REN**

	Cenário (1) PDIRT 2009				Cenário (2,3,4,5) PDIRT 2011				Cenário (6) PDIRT 2014			
	Inverno		Verão		Inverno		Verão		Inverno		Verão	
	Máx.	Mínimo	Máx.	Mínimo	Máx.	Mínimo	Máx.	Mínimo	Máx.	Mínimo	Máx.	Mínimo
Co-geração	900	720	900	720	1025	820	1025	820	1115	892	1115	892
Outros	168	168	225	168	298	338	379	365	385	340	430	340
Mini-hídrica PRE	430	0	142	0	465	0	153	0	510	0	168	0
Mini-hídrica PRO	217	0	71	0	217	0	71	0	217	0	71	0
Eólica	3424	428	1284	428	4400	550	4400	550	4880	610	4880	610
Potência implícita eólica	4280	4280	4280	4280	5500	5500	5500	5500	6100	6100	6100	6100

Fonte: REN, Tratamento AdC.

<sup>105</sup> O Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março, tal como alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto, prevê como regra geral, que a energia em co-geração, deverão ser vendidos em mercado. Porém, o n.º 2 do artigo 33.º, prevê um regime transitório, segundo o qual, as instalações existentes poderão manter os tarifários regulados em vigor, por um período até 180 meses.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

15. Conforme exposto na tabela *supra*, no cenário PDIRT 2009, a potência eólica implícita é de 4280 MW, no cenário “PDIRT 2011” a potência eólica é da ordem dos 5500 MW – próximo da meta de 5600 MW prevista para 2014 no PNAER – e no cenário de 2014 atinge os 6100 MW.
16. Assim, na presente análise e no que se refere em concreto ao regime especial de geração, o cenário “PDIRT 2009” corresponde a considerar que exista algum atraso no alcançar da meta eólica prevista 2014. Já o cenário PDIRT 2011 corresponde a considerar que as metas do PNAER são atingidas e, por fim, o cenário PDIRT 2014 corresponde à situação em que as metas do PNAER são ultrapassadas, o que se qualifica como improvável acontecer em 2014.
17. No que respeita à análise da PRE, não se distinguiu a PRE detida e explorada pela Notificante da PRE dos restantes operadores. Nessa medida, os indicadores que se obtêm subestimam a indispensabilidade efectiva da EDP, uma que se inclui, na oferta de terceiros, toda a PRE (incluindo PRE da EDP).
18. Para cada um dos cenários, consideram-se as possíveis combinações previstas nos planos de produção PRE do PDIRT, em termos de procura (ponta, intermédia, vazio), para períodos de Inverno e de Verão, nas situações de exploração (eolicidade e hidráulidade das mini-hídricas PRE) apresentadas na tabela seguinte, de que resultam 18 possíveis situações analisadas.

**Tabela 29: Situações de exploração do sistema eléctrico considerados em cada cenário**

<b>Estação</b>	<b>Situações</b>
Inverno	Ponta húmida eólica a 30% Ponta húmida eólica 80% Ponta seca eólica 10% Ponta seca eólica 30% Intermédio húmido eólica 30% Intermédio húmido eólica 80% Vazio húmido eólica 10% Vazio húmido eólica 30% Vazio seco eólica 10% Vazio seco eólica 30%
Verão	Ponta húmida eólica 30% Ponta húmida eólica 80% Ponta seca eólica 10% Ponta seca eólica 30%

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

	intermédio seco eólica 10%
	intermédio seco eólica 30%
	vazio seco eólica 10%
	vazio seco eólica 30%

**Fonte:** REN, tratamento AdC.

19. Por fim, em matéria de capacidade de importação, consideram-se os valores que a REN apresentou a pedido de elemento da AdC, sem diferenciar entre vazio e fora de vazio. No primeiro cenário aplicam-se os valores previstos pela REN para 2010 – próximos dos observados em 2009 – e no segundo cenário os valores previstos pela REN relativos a 2011.
20. Os dois primeiros cenários assumem a possibilidade de, em 2014, a capacidade de importação se revelar inferior às metas actualmente previstas pela REN, para aquele ano – o que pode acontecer em virtude de potenciais atrasos na concretização de linhas ou reforços de linha ou porque as metas indicadas, tal como a experiência passada o demonstra, tendem a sobrestimar os valores reais efectivos. A meta de 2013/2014 é considerada em três cenários e a meta de 2016 é considerada num cenário. Este último é o mais improvável dos cenários em termos de realização, a 2014, da capacidade de importação.

**Tabela 30: Capacidade de importação considerada em cada cenário**

	Verão	Inverno
Cenário (1) REN 2010	1200	1600
Cenário (2) REN 2011	1900	2100
Cenário (3, 4, 5) REN 2013	2300	2600
Cenário (6) REN 2016	3000	3000

**Fonte:** REN.

21. Em função do *supra* referido, os cenários procura, PRE e capacidade de importação, projectados a 2014, foram combinados da seguinte forma:
- a) Cenário 1: Procura do cenário PDIRT 2009, combinada com PRE PDIRT 2009 e interligação REN 2010; cenário mais conservador em termos de crescimento da procura, da PRE e da capacidade de interligação.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

- b) Cenário 2: Procura do cenário PDIRT 2009, combinado com PRE PDIRT 2011 e interligação REN 2011; cenário que considera as metas de capacidade eólica para 2014 do PNAER como atingidas e uma capacidade de interligação que é intermédia entre a actual e aquela que a REN estima atingir em 2013/14.
  - c) Cenário 3: Procura do cenário PDIRT 2009, combinado com PRE PDIRT 2011 e capacidade de interligação estimado pela REN para 2013/14; cenário que acrescenta ao anterior maior capacidade de interligação.
  - d) Cenário 4: Procura do PDIRT 2009 reduzida em 10%, combinado com PRE PDIRT 2011 e capacidade de importação estimado pela REN para 2013/14; cenário que considera procura equivalente à actual e um incremento máximo nas capacidades PRO e importação de acordo com as melhores estimativas actuais.
  - e) Cenário 5: Procura do cenário PDIRT 2011, combinado com PRE PDIRT 2011 e capacidade de interligação projectada pela REN a 2014; cenário que combina procuras mais elevadas com as capacidades PRE e interligação do cenário anterior.
  - f) Cenário 6: Procura do cenário PDIRT 2014, combinado com PRE PDIRT 2014 e capacidade de importação PRE 2016; é o cenário mais expansionista em termos de capacidades de terceiros e da procura.
22. No que respeita à capacidade de terceiros concorrentes considerada na análise de indispensabilidade, tiveram-se em conta as capacidades actualmente em operação, bem como aquelas licenciadas, em três combinações possíveis.
23. Num primeiro cenário, considera-se a capacidade do ciclo combinado da Turbogás, da central a carvão da Tejo Energia, adicionada do ciclo combinado que a Tejo Energia tem presentemente em testes.
24. Num segundo cenário, adiciona-se ao primeiro cenário a potência prevista da central da GALP.
25. Por fim, num terceiro cenário, adiciona-se ao cenário anterior também a potência licenciada à central da Iberdrola – cenário esse considerado como mais improvável, dado que essa central, conforme a informação veiculada no PNAER, se encontra prevista somente para 2017.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

26. Assume-se, nos vários cenários de produção PRO de terceiros concorrentes, que todos os grupos estão disponíveis, *i.e.*, a hipótese em que é máxima a pressão concorrencial medida na variável capacidade.

**Tabela 31: Cenários de capacidades de terceiros concorrentes**

Capacidades de Terceiros Concorrentes	MW
Turbogás	990
Tejo Energia Carvão	584
Tejo Energia CCGT	830
GALP Power	830
Iberdrola	830
Cenário Base c Tejo Energia CCGT	2404
Cenário II Tejo Energia CCGT e GALP Power	3234
Cenário III Tejo Energia CCGT, Iberdrola e GALP Power	4064

**Fonte:** REN, PNAER.

27. Os valores da procura residual dirigida à EDP, para cada um dos cenários alternativos considerados, são apresentados nas tabelas do anexo II: Tabela 33 a Tabela 38. Nas três últimas colunas destas tabelas, identificam-se 18 cenários alternativos, sendo que, para cada um dos cenários, consideram-se as 18 situações de exploração do sistema eléctrico referidas na Tabela 29.
28. Antes de proceder à análise dos resultados, é importante compreender o significado das hipóteses adoptadas, nomeadamente no que respeita à dimensão da procura e à dimensão das capacidades de terceiros em operadores.
29. Na verdade, quanto maior a procura, tudo o resto constante, maior a indispensabilidade do grupo EDP. Pelo contrário, quanto maior a PRE considerada, as capacidades de PRO de terceiros concorrentes e/ou a capacidade de importação, menor é indispensabilidade do grupo EDP.
30. De acordo com a análise efectuada, o cenário mais conservador ao nível da evolução da procura e das capacidades de terceiros (cenário 4) é aquele que evidencia menores níveis de indispensabilidade – entre 1 a 6 situações das 18 analisadas, consoante a situação considerada ao

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

nível das entradas de centrais de ciclo combinado de terceiros concorrentes. Pelo contrário, a hipótese em que a procura mais cresce e as produções PRE e capacidade de importação menos crescem (cenário 1) é aquele que evidencia mais situações de indispensabilidade. De facto, no cenário 1, verifica-se que em 6 a 11 situações, dependendo da hipótese considerada ao nível da entrada de centrais de ciclo combinado de terceiros concorrentes, se verifica a indispensabilidade do grupo EDP à satisfação da procura.

31. Porém, independentemente da combinação de cenários a 2014 que se considerem, obtém-se a conclusão que em todas as situações persiste a existência de condições para que a Notificante se revele monopolista residual.
32. Não é possível precisar a percentagem do tempo em que permanecerá indispensável, mas é possível ter um elevado grau de certeza que haverá condições para que se formem situações em que a Notificante permanecerá indispensável/monopolista residual em 2014.
33. A forma como os cenários foram construídos permite, igualmente, estabelecer que persistirão condições para que se verifique a indispensabilidade da EDP, em determinado horizonte após o ano de 2014, dado que a entrada do ciclo combinado da Iberdrola, apontada para 2017, não anula, por completo, as situações de indispensabilidade.

**Tabela 32: Cenários com procura residual positiva (projecção a 2014)**

<b>Cenário Procura/PRE</b>	<b>PRO c/ CC Tejo</b>	<b>PRO c/ CCTejo+ CCGALP</b>	<b>PRO c/ CCTejo+ CCGALP+ CCIberd.</b>
Cenário 1: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2009, Imp. REN2010	11/18	8/18	6/18
Cenário 2: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Imp. REN2011	7/18	6/18	4/18
Cenário 3: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Imp. REN2014	6/18	6/18	4/18
Cenário 4: procura PDIRT2009-10%, PRE PDIRT2011, Imp. REN2014	6/18	4/18	1/18
Cenário 5: procura PDIRT 2011. PRE PDIRT 2011, Imp. REN 2014	8/18	6/18	6/18
Cenário 6: procura PDIRT 2014, PRE PDIRT 2014, Imp. REN 2016	8/18	7/18	6/18

Fonte: AdC.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

34. Todavia, a presente análise revela, igualmente, a existência de condições futuras para uma redução substancial da indispensabilidade da Notificante, nomeadamente por comparação com o que se apurou no segundo semestre de 2007 (98% de indispensabilidade). Dever-se-á ainda ter em conta que se modelizaram as procuras de pontas máximas, *i.e.*, aquelas em que é mais provável a ocorrência de períodos de indispensabilidade. No entanto, considerou-se a PRE da EDP como fazendo parte da produção de operadores concorrentes, o que, naturalmente, subestima a efectiva indispensabilidade da EDP.
35. Por outro lado, dever-se-ão ainda considerar as limitações da análise de indispensabilidade no que respeita à efectiva determinação da existência de uma posição dominante, ou seja uma posição em que a Notificante se possa comportar, significativamente, de forma independente de terceiros concorrentes.
36. Com efeito, para a Notificante actuar como monopolista residual, poderá, eventualmente, ser necessário que esta adopte um comportamento de tal ordem, que conduza à utilização de toda a capacidade disponível de terceiros, e à redução da sua produção a níveis inferiores àqueles que são determinados pelas condições técnicas e económicas de operação do seu parque electroprodutor.
37. Na verdade, podem existir restrições à adopção de tais comportamentos, na medida em que esses comportamentos originariam produções próprias inferiores aos limites mínimos, determinados por restrições operacionais, que a Notificante enfrenta nas suas centrais.
38. No caso das centrais hidroeléctricas de fio-de-água, com reduzida capacidade de armazenamento, estas são induzidas, via revisibilidade CMEC (mecanismo aplicável até 2017), a turbinar o caudal do rio, factor exógeno à EDP. Poderiam, assim, existir circunstâncias em que, para actuar como monopolista residual, a Notificante teria a necessidade de descarregar a água sem produzir, o que, sendo um comportamento detectável, dado existir monitorização dessa variável, seria susceptível de resultar em penalizações económicas (com uma redução *ex post* das compensações CMEC). Assim, a Notificante tenderá a não descarregar a água sem produzir, atendendo às penalizações económicas referidas, sendo obrigada, em função da

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

capacidade de armazenamento limitada, a turbinar a água acumulada, o que a poderá, eventualmente, limitar na sua estratégia de colocação de energia em mercado.

39. No que respeita às centrais CCGT da EDP – Ribatejo e Lares – estas encontram-se sujeitas a restrições de consumos mínimos de gás natural do tipo *take or pay*, impostas pelos respectivos contratos de fornecimento, as quais poderão desincentivar a redução da produção abaixo de determinados valores mínimos.
40. Por fim, e tendo em conta que as centrais a fuel praticamente deixaram de ser utilizadas e de marcar os preços, a tecnologia marginal de referência para a colocação das centrais de albufeira passa a ser a das centrais de ciclo combinado.
41. Assim, mesmo as albufeiras poderão estar limitadas na adopção de comportamentos que impliquem preços substancialmente superiores aos das centrais de ciclo combinado – preço que limitará a produção e implica a retenção de caudais e descarregamentos não produtivos.
42. Todavia, não é possível determinar em que medida, em 2014 e nos anos seguintes, tais restrições poderão imperar, no sentido de afastar a possibilidade da independência comportamental própria da posição dominante.
43. Na realidade, dever-se-á pesar o facto de, na análise de indispensabilidade, as capacidades de terceiros, em particular no regime PRO, serem dadas como substitutas da produção PRO da Notificante.
44. Na verdade, não será esse o caso, se essas capacidades não forem competitivas (por razões exógenas ou endógenas) e, dessa forma, não exercerem pressão concorrencial efectiva sobre a Notificante. Por exemplo, seria improvável que um operador com centrais a fuel – bastante mais caras - exercesse pressão competitiva sobre um operador em centrais a gás ou a carvão, ou que, mesmo as centrais a gás natural consigam exercer pressão competitiva suficiente sobre as produções hidroeléctricas, quando os recursos hídricos são particularmente abundantes.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

45. Nessa situação, serão preservadas as condições para que a EDP disponha de uma significativa margem discricionária na forma como vende a sua produção, dadas as vantagens competitivas que detém sobre os demais concorrentes.
46. Atente-se o facto de a Notificante ser a detentora da quase totalidade dos meios hidroeléctricos em Portugal Continental e de beneficiar de auxílios de estado que a protegem de descidas acentuadas nos preços de mercado.
47. Por outro lado, podem equacionar-se situações em que as centrais de ciclo combinado deixam de operar, por excesso de produção de origem renovável, cenário em que essas centrais não representam uma pressão concorrencial significativa.
48. Acresce que, existindo custos variáveis discrepantes entre a produção de centrais a carvão e a gás natural, factores cuja evolução futura encerra ainda incertezas importantes, não se podem excluir períodos em que as diferenças de composição das centrais de carga base, entre Portugal e Espanha, possam conduzir à total saturação da interligação<sup>106</sup>.
49. Assim, sendo o mercado geográfico definido como correspondendo ao território nacional, pelo menos nas horas em que se verifica congestionamento, dever-se-á considerar que a posição dominante poderá permanecer, não obstante a percentagem do tempo em que esta persista se possa reduzir, face ao momento actual.

---

<sup>106</sup>Em Espanha, as centrais nucleares e a carvão cobrem a procura nos períodos de vazio, enquanto em Portugal, em geral, e não havendo PRE suficiente, as centrais a carvão não chegam para cobrir toda a procura em vazio.

## ANEXO II: TABELAS

**Tabela 33: Cenário 1: Procura PDIRT2009, PRE PDIRT2009, Importação REN2010**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT
Inverno	ponta húmida eol 30%	10592	2999	1600	990	584	830	830	830	3589	2759	1929
	ponta húmida eol 80%	10609	5139	1600	990	584	830	830	830	1466	636	-194
	ponta seca eol 10%	10533	1709	1600	990	584	830	830	830	4820	3990	3160
	ponta seca eol 30%	10512	2565	1600	990	584	830	830	830	3943	3113	2283
	Intermédio húmido eol 30%	7284	2898	1600	990	584	830	830	830	382	-448	-1278
	Intermédio húmido eol 80%	7262	5038	1600	990	584	830	830	830	-1780	-2610	-3440
	Vazio húmido eol 10%	4160	1743	1600	990	584	830	830	830	-1587	-2417	-3247
	Vazio húmido eol 30%	4127	2599	1600	990	584	830	830	830	-2476	-3306	-4136
	Vazio seco eol 10%	4128	1316	1600	990	584	830	830	830	-1192	-2022	-2852
Vazio seco eol 30%	4117	2172	1600	990	584	830	830	830	-2059	-2889	-3719	
Verão	ponta húmida eol 30%	9171	2622	1200	990	584	830	830	830	2945	2115	1285
	ponta húmida eol 80%	9178	4762	1200	990	584	830	830	830	812	-18	-848
	ponta seca eol 10%	9136	1766	1200	990	584	830	830	830	3766	2936	2106
	ponta seca eol 30%	9137	2622	1200	990	584	830	830	830	2911	2081	1251
	intermédio seco eol 10%	6530	1544	1200	990	584	830	830	830	1382	552	-278
	intermédio seco eol 30%	6526	2400	1200	990	584	830	830	830	522	-308	-1138
	vazio seco eol 10%	3902	1316	1200	990	584	830	830	830	-1018	-1848	-2678
	vazio seco eol 30%	3889	2172	1200	990	584	830	830	830	-1887	-2717	-3547

**Fonte:** REN, Tratamento AdC.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 34: Cenário 2: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Importação REN2011**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT
Inverno	ponta húmida eol 30%	10592	3654	2100	990	584	830	830	830	2434	1604	774
	ponta húmida eol 80%	10609	6404	2100	990	584	830	830	830	-299	-1129	-1959
	ponta seca eol 10%	10533	2096	2100	990	584	830	830	830	3933	3103	2273
	ponta seca eol 30%	10512	3196	2100	990	584	830	830	830	2812	1982	1152
	Intermédio húmido eol 30%	7284	3558	2100	990	584	830	830	830	-778	-1608	-2438
	Intermédio húmido eol 80%	7262	6308	2100	990	584	830	830	830	-3550	-4380	-5210
	Vazio húmido eol 10%	4160	2117	2100	990	584	830	830	830	-2461	-3291	-4121
	Vazio húmido eol 30%	4127	3217	2100	990	584	830	830	830	-3594	-4424	-5254
	Vazio seco eol 10%	4128	1668	2100	990	584	830	830	830	-2044	-2874	-3704
	Vazio seco eol 30%	4117	2768	2100	990	584	830	830	830	-3155	-3985	-4815
Verão	ponta húmida eol 30%	9171	3277	1900	990	584	830	830	830	1590	760	-70
	ponta húmida eol 80%	9178	6027	1900	990	584	830	830	830	-1153	-1983	-2813
	ponta seca eol 10%	9136	2177	1900	990	584	830	830	830	2655	1825	995
	ponta seca eol 30%	9137	3277	1900	990	584	830	830	830	1556	726	-104
	intermédio seco eol 10%	6530	1940	1900	990	584	830	830	830	286	-544	-1374
	intermédio seco eol 30%	6526	3040	1900	990	584	830	830	830	-818	-1648	-2478
	vazio seco eol 10%	3902	1668	1900	990	584	830	830	830	-2070	-2900	-3730
	vazio seco eol 30%	3889	2768	1900	990	584	830	830	830	-3183	-4013	-4843

Fonte: REN, Tratamento AdC

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 35: Cenário 3: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Importação REN2014**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT
Inverno	ponta húmida eol 30%	10592	3654	2600	990	584	830	830	830	1934	1104	274
	ponta húmida eol 80%	10609	6404	2600	990	584	830	830	830	-799	-1629	-2459
	ponta seca eol 10%	10533	2096	2600	990	584	830	830	830	3433	2603	1773
	ponta seca eol 30%	10512	3196	2600	990	584	830	830	830	2312	1482	652
	Intermédio húmido eol 30%	7284	3558	2600	990	584	830	830	830	-1278	-2108	-2938
	Intermédio húmido eol 80%	7262	6308	2600	990	584	830	830	830	-4050	-4880	-5710
	Vazio húmido eol 10%	4160	2117	2600	990	584	830	830	830	-2961	-3791	-4621
	Vazio húmido eol 30%	4127	3217	2600	990	584	830	830	830	-4094	-4924	-5754
	Vazio seco eol 10%	4128	1668	2600	990	584	830	830	830	-2544	-3374	-4204
	Vazio seco eol 30%	4117	2768	2600	990	584	830	830	830	-3655	-4485	-5315
Verão	ponta húmida eol 30%	9171	3277	2300	990	584	830	830	830	1190	360	-470
	ponta húmida eol 80%	9178	6027	2300	990	584	830	830	830	-1553	-2383	-3213
	ponta seca eol 10%	9136	2177	2300	990	584	830	830	830	2255	1425	595
	ponta seca eol 30%	9137	3277	2300	990	584	830	830	830	1156	326	-504
	intermédio seco eol 10%	6530	1940	2300	990	584	830	830	830	-114	-944	-1774
	intermédio seco eol 30%	6526	3040	2300	990	584	830	830	830	-1218	-2048	-2878
	vazio seco eol 10%	3902	1668	2300	990	584	830	830	830	-2470	-3300	-4130
	vazio seco eol 30%	3889	2768	2300	990	584	830	830	830	-3583	-4413	-5243

Fonte: REN, Tratamento AdC

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 36: Cenário 4: procura PDIRT2009-10%, PRE PDIRT2011, Importação. REN2014**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT	
Inverno	ponta húmida eol 30%	9532,8	3654	2600	990	584	830	830	830	874,8	44,8	-785,2	
	ponta húmida eol 80%	9548,1	6404	2600	990	584	830	830	830	-1859,9	-2689,9	-3519,9	
	ponta seca eol 10%	9479,7	2096	2600	990	584	830	830	830	2379,7	1549,7	719,7	
	ponta seca eol 30%	9460,8	3196	2600	990	584	830	830	830	1260,8	430,8	-399,2	
	Intermédio húmido eol 30%	6555,6	3558	2600	990	584	830	830	830	-2006,4	-2836,4	-3666,4	
	Intermédio húmido eol 80%	6535,8	6308	2600	990	584	830	830	830	-4776,2	-5606,2	-6436,2	
	Vazio húmido eol 10%	3744	2117	2600	990	584	830	830	830	-3377	-4207	-5037	
	Vazio húmido eol 30%	3714,3	3217	2600	990	584	830	830	830	-4506,7	-5336,7	-6166,7	
	Vazio seco eol 10%	3715,2	1668	2600	990	584	830	830	830	-2956,8	-3786,8	-4616,8	
	Vazio seco eol 30%	3705,3	2768	2600	990	584	830	830	830	-4066,7	-4896,7	-5726,7	
	Verão	ponta húmida eol 30%	8253,9	3277	2300	990	584	830	830	830	272,9	-557,1	-1387,1
		ponta húmida eol 80%	8260,2	6027	2300	990	584	830	830	830	-2470,8	-3300,8	-4130,8
		ponta seca eol 10%	8222,4	2177	2300	990	584	830	830	830	1341,4	511,4	-318,6
		ponta seca eol 30%	8223,3	3277	2300	990	584	830	830	830	242,3	-587,7	-1417,7
intermédio seco eol 10%		5877	1940	2300	990	584	830	830	830	-767	-1597	-2427	
intermédio seco eol 30%		5873,4	3040	2300	990	584	830	830	830	-1870,6	-2700,6	-3530,6	
vazio seco eol 10%		3511,8	1668	2300	990	584	830	830	830	-2860,2	-3690,2	-4520,2	
vazio seco eol 30%		3500,1	2768	2300	990	584	830	830	830	-3971,9	-4801,9	-5631,9	

Fonte: REN, Tratamento AdC

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 37: Cenário 5: procura PDIRT 2011. PRE PDIRT 2011, Importação REN 2014**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT
Inverno	ponta húmida eol 30%	11654	3654	2600	990	584	830	830	830	2996	2166	1336
	ponta húmida eol 80%	11687	6404	2600	990	584	830	830	830	279	-551	-1381
	ponta seca eol 10%	11596	2096	2600	990	584	830	830	830	4496	3666	2836
	ponta seca eol 30%	11590	3196	2600	990	584	830	830	830	3390	2560	1730
	Intermédio húmido eol 30%	7985	3558	2600	990	584	830	830	830	-577	-1407	-2237
	Intermédio húmido eol 80%	7953	6308	2600	990	584	830	830	830	-3359	-4189	-5019
	Vazio húmido eol 10%	4548	2117	2600	990	584	830	830	830	-2573	-3403	-4233
	Vazio húmido eol 30%	4532	3217	2600	990	584	830	830	830	-3689	-4519	-5349
	Vazio seco eol 10%	4570	1668	2600	990	584	830	830	830	-2102	-2932	-3762
	Vazio seco eol 30%	4548	2768	2600	990	584	830	830	830	-3224	-4054	-4884
Verão	ponta húmida eol 30%	10063	3277	2300	990	584	830	830	830	2082	1252	422
	ponta húmida eol 80%	10095	6027	2300	990	584	830	830	830	-636	-1466	-2296
	ponta seca eol 10%	10057	2177	2300	990	584	830	830	830	3176	2346	1516
	ponta seca eol 30%	10058	3277	2300	990	584	830	830	830	2077	1247	417
	intermédio seco eol 10%	7187	1940	2300	990	584	830	830	830	543	-287	-1117
	intermédio seco eol 30%	7172	3040	2300	990	584	830	830	830	-572	-1402	-2232
	vazio seco eol 10%	4301	1668	2300	990	584	830	830	830	-2071	-2901	-3731
	vazio seco eol 30%	4290	2768	2300	990	584	830	830	830	-3182	-4012	-4842

Fonte: REN, Tratamento AdC

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

**Tabela 38: Cenário 6: procura PDIRT 2014, PRE PDIRT 2014, Importação REN 2016**

		Consumo na emissão (com perdas)	PRE	Importação	Turbogás CCGT	Tejo Energia Carvão	Tejo Energia CCGT	Galp Sines CCGT	Iberdrola CCGT	Procura residual c/ TE.CCGT	Procura residual c TE.CCGT e GALP.CCGT	Procura residual c TE.CCGT GALP.CCGT Ib.CCGT	
Inverno	ponta húmida eol 30%	13209	4012	3000	990	584	830	830	830	3793	2963	2133	
	ponta húmida eol 80%	13326	7062	3000	990	584	830	830	830	860	30	-800	
	ponta seca eol 10%	13154	2304	3000	990	584	830	830	830	5446	4616	3786	
	ponta seca eol 30%	13129	3524	3000	990	584	830	830	830	4201	3371	2541	
	Intermédio húmido eol 30%	9031	3911	3000	990	584	830	830	830	-284	-1114	-1944	
	Intermédio húmido eol 80%	9036	6961	3000	990	584	830	830	830	-3329	-4159	-4989	
	Vazio húmido eol 10%	5182	2322	3000	990	584	830	830	830	-2544	-3374	-4204	
	Vazio húmido eol 30%	5161	3542	3000	990	584	830	830	830	-3785	-4615	-5445	
	Vazio seco eol 10%	5189	1842	3000	990	584	830	830	830	-2057	-2887	-3717	
	Vazio seco eol 30%	5170	3062	3000	990	584	830	830	830	-3296	-4126	-4956	
	Verão	ponta húmida eol 30%	11444	3614	3000	990	584	830	830	830	2426	1596	766
		ponta húmida eol 80%	11465	6664	3000	990	584	830	830	830	-603	-1433	-2263
		ponta seca eol 10%	11419	2394	3000	990	584	830	830	830	3621	2791	1961
		ponta seca eol 30%	11401	3614	3000	990	584	830	830	830	2383	1553	723
intermédio seco eol 10%		8193	2140	3000	990	584	830	830	830	649	-181	-1011	
intermédio seco eol 30%		8180	3360	3000	990	584	830	830	830	-584	-1414	-2244	
vazio seco eol 10%		4887	1842	3000	990	584	830	830	830	-2359	-3189	-4019	
vazio seco eol 30%		4873	3062	3000	990	584	830	830	830	-3593	-4423	-5253	

Fonte: REN, Tratamento AdC

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

## ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO .....	1
II – AS PARTES .....	1
2.1. Sociedade Adquirente .....	1
2.2. Sociedade Adquirida .....	3
III – NATUREZA DA OPERAÇÃO .....	4
3.1. Da qualificação como operação de concentração .....	4
3.2. Do preenchimento dos critérios de notificação, previstos no n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência .....	4
IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL .....	16
4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade .....	16
4.2. O MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade .....	18
4.3. A Produção em Regime Especial .....	21
4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual .....	22
4.5. Tarifa de Venda a Clientes Finais pelo CUR .....	23
4.6. Enquadramento da produção hidroeléctrica e o regime legal do uso do domínio público hídrico .....	24
V – MERCADOS RELEVANTES .....	26
5.1. Mercado do Produto Relevante .....	26
5.1.1. Posição da Notificante .....	26
5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência .....	29
5.1.2.1. Mercado da Produção de Energia Eléctrica .....	29
5.1.2.2. Serviços de ajuste de sistema .....	36
5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante .....	44
5.2. Mercado Geográfico Relevante .....	44
5.2.1. Posição da Notificante .....	44
5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência .....	48
5.2.2.1. Mercado da produção de energia eléctrica .....	48
5.2.2.2. Mercados de serviços de ajuste de sistema .....	69
5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante .....	69
VI – AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL .....	70
6.1. Introdução .....	70
6.2. Mercado Relevante da produção de energia eléctrica em Portugal Continental .....	73
6.2.1. Estrutura da Oferta .....	73
6.3. Mercado da banda de regulação secundária em Portugal Continental .....	94
6.3.1. Estrutura da Oferta .....	94
6.3.1.1. Cenário actual .....	94
6.3.1.2. Evolução Prospectiva do mercado .....	101
6.3.1.3. Probabilidade de entrada/expansão de concorrentes .....	102
6.3.1.4. Dimensão da entrada/expansão de concorrentes .....	103
6.3.1.5. Contestabilidade e concorrência .....	104
6.3. Mercados da energia de reserva terciária .....	127
VII – PARECER DA ERSE .....	134

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

VIII – COMPROMISSOS.....	138
8.1. Síntese dos Compromissos .....	139
8.2. Justificação dos Compromissos .....	140
8.2.1. A indispensabilidade do Grupo EDP .....	141
8.2.2. Início de produção de efeitos dos Compromissos.....	143
8.2.3. Condições de oferta de serviços de regulação secundária .....	144
8.3. Conclusão .....	146
IX – AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS.....	146
A. Tratamento de Posições e Afirmações da Notificante .....	147
B. Das Alegadas Inconsistências de Análise .....	152
C. Conclusão.....	159
X – CONCLUSÃO .....	160
1. Introdução .....	160
2. Aplicação e exigência dos Compromissos .....	161
3. Compromisso de oferta de serviços de regulação secundária do sistema eléctrico nacional .....	162
4. Compromisso de informação .....	164
ANEXO I - Análise de indispensabilidade no horizonte de 2014.....	166
ANEXO II: TABELAS .....	177

## Índice de Tabelas

Tabela 1: Volumes de negócios do grupo EDP (milhões de euros).....	3
Tabela 2: Valores Previsíveis para a capacidade de Interligação (PT-ES) .....	59
Tabela 3: Capacidade de Interligação (PT-ES) prevista em 2004 para 2007/2008 .....	60
Tabela 4: Repartição da capacidade instalada por tecnologia, em 2004 e 2009, em Portugal e Espanha.....	62
Tabela 5: Repartição da produção de energia eléct. por tecnologia, em 2004 e 2009, em Port. e Esp. ....	63
Tabela 6: Estrutura da oferta no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental (2009) .....	73
Tabela 7: Posição da Notificante no mercado da produção de energia eléctrica na Península Ibérica (2008 e 2009) .....	75
Tabela 8: Capacidade instalada e geração no regime ordinário na Península Ibérica.....	75
Tabela 9:Carteira de projectos eólicos do grupo EDP em final de 2009 .....	76
Tabela 10: Consumo referido à emissão excluindo bombagem e pontas máximas anuais de 1996 a 2009 .....	80
Tabela 11: Cenários Alto (MA-CA) e Baixo (MA-CB) do Plano Nac. de para as alterações Climáticas 2006 ....	81
Tabela 12: Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade Análise intercalar Período 2009-2020, Abril 2008 .....	81
Tabela 13: Cenários de crescimento do consumo e ponta de 2009 a 2019 considerados no PDIRT da REN (valores correspondentes ao cenário alto do PNAC 2006) .....	81
Tabela 14: Consumo final bruto de electricidade ktep do PNAER .....	82
Tabela 15: Previsão do consumo segundo a Notificante até 2014.....	82
Tabela 16:Cronograma de entrada em serviço de novas capacidades de geração em regime ordinário.....	84
Tabela 17: Capacidade e Produção prevista no PNAER para a PRE de origem renovável.....	86
Tabela 18: Capacidade e Produção de PRE de cogeração prevista pela Notificante .....	86
Tabela 19: Valores previsíveis de capacidade mínima de interligação eléctrica Portugal-Espanha disponível para fins comerciais (NTC) .....	87
Tabela 20: Previsões da capacidade de produção em 2014 .....	87
Tabela 21: Previsões da produção em 2014 .....	88
Tabela 22: Previsões da estrutura da oferta, medida na capacidade de produção, em 2014 .....	88
Tabela 23: Estrutura da oferta, em termos de capacidade, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental .....	95
Tabela 24: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental .....	96
Tabela 25: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de reserva terciária a subir em Portugal Continental .....	128
Tabela 26: Estrutura da oferta, em termos de energia efectivamente vendida, no mercado de reserva terciária a descer em Portugal Continental .....	129
Tabela 27: Consumo (sem perdas) previsto nos cenários PDIRT 2009, 2011 e 2014.....	167
Tabela 28: Potência (MW) gerada no regime PRE nos planos de produção do PDIRT REN .....	168
Tabela 29: Situações de exploração do sistema eléctrico considerados em cada cenário.....	169
Tabela 30: Capacidade de importação considerada em cada cenário .....	170
Tabela 31: Cenários de capacidades de terceiros concorrentes .....	172
Tabela 32: Cenários com procura residual positiva ( projecção a 2014) .....	173
Tabela 33: Cenário 1: Procura PDIRT2009, PRE PDIRT2009, Importação REN2010 .....	177

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**

Tabela 34: Cenário 2: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Importação REN2011 .....	178
Tabela 35: Cenário 3: procura PDIRT2009, PRE PDIRT2011, Importação REN2014 .....	179
Tabela 36: Cenário 4: procura PDIRT2009-10%, PRE PDIRT2011, Importação. REN2014.....	180
Tabela 37: Cenário 5: procura PDIRT 2011. PRE PDIRT 2011, Importação REN 2014 .....	181
Tabela 38: Cenário 6: procura PDIRT 2014, PRE PDIRT 2014, Importação REN 2016 .....	182

## Índice de Gráficos

Gráfico 1: Curva da Oferta no mercado liberalizado de produção eléctrica, em Portugal, 23 de Outubro de 2007	32
Gráfico 2: Preços Médios (Média simples) do Mercado Diário, da terciária a Subir e da terciária a Descer .....	39
Gráfico 3: Preços médios diários para Portugal e Espanha, durante o 1º semestre, MIBEL .....	51
Gráfico 4: Níveis de congestionamento na Interligação entre Portugal e Espanha (2º semestre de 2007 a 1º semestre de 2010).....	52
Gráfico 5: Produção Hidroeléctrica nos 5 primeiros meses do ano entre 2001 e 2010 .....	53
Gráfico 6: Produção Hidroeléctrica e níveis de congestionamento entre Julho de 2007 e Maio de 2010 .....	54
Gráfico 7: Consumo, Consumo Total + Consumo de Bombagem e Consumo + Consumo de Bombagem deduzido de PRE.....	56
Gráfico 8: Capacidade de Interligação verificada de Julho de 2007 a Junho de 2010.....	60
Gráfico 9: Proporção da produção com origem em PRO em Portugal e Espanha .....	64
Gráfico 10: Proporção da produção com origem em fontes de energia renovável (Hidroeléctrica PRO, PRE Hídrica e PRE Eólica) em Portugal e Espanha .....	66
Gráfico 11: Oferta e procura Residual da EDP.....	97
Gráfico 12: Preço Médio Diário Banda Secundária .....	98
Gráfico 13: Grau de satisfação da procura de banda de regulação .....	99
Gráfico 14: Valor médio das ofertas de banda secundaria, por grupo, das CCGT da EDP – (Ribatejo e Lares) (2º sem. 2008 a 1º sem. 2010).....	104
Gráfico 15: Evolução da procura de banda secundária (2º sem. 2008 a 1º sem. 2010) .....	108
Gráfico 16: Custos de Oportunidade e Preço Médio da Banda Secundária (2º Sem. 2008 até final de 2009) .....	113
Gráfico 17: Custos de Oportunidade e Preço Médio da Banda Secundária (1º Sem. 2010).....	114
Gráfico 18: Procura de reserva terciária (Período de Julho de 2008 a Junho de 2010) .....	132
Gráfico 19: Procura de reserva terciária a descer (Julho de 2008 a Julho de 2010) .....	133

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.**