

**DECISÃO DE FINAL DE NÃO OPOSIÇÃO  
COM SUJEIÇÃO A COMPROMISSOS  
Ccent. 16/2005 – Enernova / Ortiga\*Safra**

**I – INTRODUÇÃO**

1. Em 9 de Março de 2005, a Autoridade da Concorrência recebeu uma notificação relativa a um projecto de concentração, por meio do qual a empresa Enernova – Novas Energias, S.A. (Enernova), pretende adquirir, às sociedades Energía y Recursos Ambientales, S.A. (Eyra) e Vendaval Promociones Eólicas, S.A. (Vendaval), as empresas Ortiga, Energia Eólica, S.A. (Ortiga) e Safra – Energia Eólica, S.A. (Safra).
2. A operação em causa é susceptível de configurar uma concentração de empresas na acepção da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho e na definição de controlo dada pela alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo.
3. Nos termos do n.º 1 do artigo 38.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, foi comunicada à notificante, em 16 de Maio 2005, o Projecto de Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, tendo a mesma apresentado Observações em 31 de Maio.
4. Em 3 de Junho de 2005, a Autoridade da Concorrência pronunciou-se no sentido de dar início a uma investigação aprofundada, nos termos da alínea c) do n.º 1 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho

**II – AS PARTES**

**2.1 A Adquirente**

5. A Enernova é uma empresa cujo objecto se centra na actividade de projecto, construção e exploração de meios de produção de energia eléctrica no sector das energias renováveis alternativas.
6. A Enernova fornece serviços ou participa em realizações congéneres para outras entidades e exerce quaisquer outras actividades de estudo, projecto e execução, em correspondência com as suas capacidades.
7. A Enernova é detida em 100% pelo Grupo EDP (EDP) e dedica-se à exploração de parques eólicos e venda de energia eléctrica produzida com recurso à fonte de energia eólica.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 1

8. Nos termos do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, o volume de negócios do Grupo EDP foi o seguinte:

**Tabela 1: Volume de negócios do Grupo EDP, referente ao ano de 2003, em Portugal, no EEE, e a nível mundial.**

Volume de negócios (2003)	
Portugal	[> €150 milhões]
EEE	[> €150 milhões]
Mundial	[> €150 milhões]

Fonte: Notificante.

## 2.2 As Adquiridas

9. A sociedade Ortiga foi constituída em Outubro de 2003, sendo o seu objecto social a promoção, construção, manutenção e exploração de instalações necessárias para a produção de energia eléctrica mediante o aproveitamento de energia eólica, bem como a promoção de construção manutenção e exploração de parques e instalações de produção de energias renováveis.
10. Segundo a notificante, actualmente, a Ortiga não se encontra activa na produção de electricidade, apenas ainda no desenvolvimento de um parque eólico, que se encontra em fase de construção, cuja potência instalada é de [...] MW.
11. A Safra foi constituída em Fevereiro de 2002, tendo como actividade principal a exploração de parques eólicos e venda de energia.
12. Tal como a Ortiga, a actividade da Safra está relacionada com o desenvolvimento de um parque eólico, que ainda se encontra em fase de promoção, e cuja construção ainda não foi iniciada com uma potência instalada de [...] MW.
13. Tanto a Ortiga, como a Safra são detidas pelas sociedades Eyra (60%) e Vendaval (40%).
14. Tal como previsto no n.º 4 do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, “(...) se a operação (...) consistir na aquisição de partes (...) de uma ou mais empresas, o volume de negócios a ter em consideração relativamente ao cedente ou cedentes será apenas relativo às parcelas que são objecto da transacção.”
15. Assim, não estando em causa a aquisição de um grupo empresarial, mas apenas partes desse grupo, somente deverão ser tomados em conta os volumes de negócios da Ortiga e da Safra.

16. Uma vez que nenhuma das sociedades a transaccionar desenvolveu, ainda, qualquer actividade, os respectivos volumes de negócios são inexistentes.

### III – NATUREZA DA OPERAÇÃO

#### 3.1 Introdução

17. Como se constatou *supra*, a presente operação consiste na aquisição, pela Enernova, às sociedades Eyra e Vendaval, das sociedades Ortiga e Safra.
18. A notificante considera, contudo, que a presente operação não consubstancia uma operação de concentração, na acepção do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.
19. Para tal, a notificante argumenta que as sociedades a adquirir – Ortiga e Safra – não são *empresas* para efeitos de Direito da Concorrência, pelo que não se encontrariam abrangidas pelo controlo prévio de operações de concentração, previsto nos artigos 8.º e seguintes da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.
20. Mais argumenta que, não sendo qualificadas como *empresas* para efeitos de Direito da Concorrência, não existe obrigatoriedade de notificação prévia da operação, nos termos do artigo 9.º daquele diploma.
21. Analisados os argumentos da notificante, a Autoridade da Concorrência considera, contudo, que, as sociedades a adquirir – Ortiga e Safra – devem ser qualificadas como *empresas* para efeitos de Direito da Concorrência, pelo que a presente operação consubstancia uma operação de concentração, nos termos do artigo 8.º; e que a mesma se encontra abrangida pela obrigatoriedade de notificação prévia, nos termos do artigo 9.º, todos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.
22. Para efeitos do princípio da fundamentação das decisões administrativas<sup>1</sup>, apresentam-se, de seguida, os argumentos tendentes às conclusões descritas no ponto anterior.

---

<sup>1</sup> Artigo 124.º do Código do Procedimento Administrativo.

3.2 Da existência de operação de concentração, nos termos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho

**3.2.1 Argumentos da notificante**

23. A notificante considera que as sociedades a adquirir não se enquadram no conceito de *empresa* para efeitos de Direito da Concorrência.
24. O referido conceito encontra-se previsto no artigo 2.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho que considera *empresa*, “(...) qualquer entidade que exerça uma actividade económica que consista na oferta de bens ou serviços num determinado mercado, independentemente do seu estatuto jurídico e do modo de funcionamento.”
25. A notificante considera que, para ser considerada como empresa, é necessário que à entidade visada, ou aos activos visados na transacção, seja possível imputar um determinado *volume de negócios*.
26. Como se referiu *supra*, nenhuma das sociedades a adquirir – Ortiga ou Safra – exercem, actualmente, qualquer actividade económica, à qual possa ser imputado um volume de negócios.
27. Por outro lado, mais refere que, atendendo ao estado “embrionário” em que se encontram os procedimentos de licenciamento e logísticos, tendentes à oferta de energia eléctrica, não se vislumbra que qualquer das adquiridas venha a desempenhar uma actividade económica, num espaço razoável de tempo.
28. Segundo a notificante, a Ortiga já dispõe dos licenciamentos administrativos necessários à construção do parque eólico, do direito de superfície sobre os terrenos nos quais se encontra a ser construído o referido parque<sup>2</sup>, bem como outros contratos necessários à construção do mesmo.
29. Contudo, refere a notificante que a construção do parque ainda não se encontra concluída e que ainda carece da correspondente licença de exploração, pelo que não se prevê que se encontre operacional num prazo razoável de tempo.
30. Já no que respeita à Safra, a notificante argumenta que o parque eólico, onde se espera que venha a desenvolver a sua actividade, ainda não se encontra em fase de construção. Por outro lado, carece ainda de Despacho Conjunto de Reconhecimento de Interesse Público do Projecto, bem como dos necessários licenciamentos camarários.

---

<sup>2</sup> [...].

31. Assim, tal como no caso da Ortiga, a notificante considera que a Safra não se apresenta operacional, num prazo razoável de tempo.
32. Por outras palavras, não prevê a notificante que, num espaço razoável de tempo, as sociedades a adquirir – Ortiga e Safra – venham a ter qualquer actividade económica à qual possa ser imputado um volume de negócios e, como tal, serem qualificadas como *empresas* para efeitos de Direito da Concorrência.

### 3.2.2 Posição da Autoridade da Concorrência

33. A Autoridade da Concorrência considera que não procedem os argumentos apresentados pela notificante, na medida em que fazem depender, em última instância, a qualificação de uma qualquer entidade jurídica como “*empresa*” do facto de esta registar, em determinado momento, um volume de negócios<sup>3</sup>.
34. A noção de “*empresa*”, tal como definido no artigo 2.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, e explanado no ponto 24 *supra*, reflecte um conceito que deve ser interpretado de uma forma ampla.
35. De facto, essa natureza ampla assentará mais numa interpretação ampla do conceito de actividade económica, *i.e.* oferta de bens ou serviços em determinado mercado, que uma qualquer “*empresa*” se propõe desenvolver, do que, propriamente na noção de “*empresa*”/entidade *per se*.
36. Se considerarmos que as sociedades a adquirir – Ortiga e Safra – foram juridicamente constituídas com um determinado objecto social<sup>4</sup>, nos termos do artigo 11.º do Código das Sociedades Comerciais, as respectivas concretizações desses mesmos objectos basear-se-ão no exercício das respectivas actividades económicas.
37. Assim, a uma qualquer sociedade comercial recém constituída deve ser conferido o estatuto de “*empresa*”, não tanto pelo facto de ser formalmente constituída como tal, mas pelo facto do seu objecto social se enquadrar na noção de actividade económica prevista no artigo 2.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, essa sim, interpretada amplamente como oferta de bens ou serviços em determinado mercado (cfr. artigo 2.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho).
38. Por outro lado, considerando que, tanto a Ortiga como a Safra, foram constituídas com o fim último de produzir e vender energia eléctrica a partir de energias renováveis (*maxime*, energia eólica), a relevância da determinação do início do exercício efectivo dessa actividade económica, para efeitos de qualificação como “*empresas*”, torna-se diminuta.

<sup>3</sup> Ou seja, não realizar qualquer volume de vendas de bens e/ou serviços.

<sup>4</sup> *Vide* pontos 9 e 11.

39. Desta forma, e na sequência da Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, torna-se irrelevante, para efeitos da qualificação de determinada entidade como “*empresa*”, a determinação exacta do momento no qual a “*empresa*” desenvolve a actividade económica a que esta se propôs.<sup>5</sup>
40. De facto, o carácter prospectivo do controlo de operações de concentração tem como elemento determinante, não tanto o momento de início da actividade que a entidade exerceu, exerce ou irá, num futuro, exercer, mas sim se a natureza dessa mesma actividade implica uma oferta de bens ou serviços num determinado mercado.
41. A entidade pode não ter exercido até então, ou exercer actualmente, qualquer actividade económica, mas certamente que irá exercer no futuro<sup>6</sup>, não prejudicando a qualificação de uma qualquer entidade como “*empresa*”, na medida em que a mesma possa dispor de activos que lhe permitam garantir o exercício de determinada actividade económica.
42. A não determinação concreta deste início efectivo, em nada prejudica a qualificação da entidade como “*empresa*” para efeitos de Direito da Concorrência, devendo esse exercício ser encarado como actual ou potencial.
43. Neste contexto, a qualificação de uma qualquer entidade jurídica como “*empresa*” depende de um exercício, passado, presente, ou futuro, de uma determinada actividade económica, independentemente de esta registar, naquele momento, um determinado volume de negócios.
44. Por outro lado, uma interpretação da noção de “*empresa*”, explanada no artigo 2.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, não se deve limitar a uma interpretação literal da letra da Lei, i.e. “*empresa*” é qualquer entidade que *desenvolva* uma actividade económica e, em resultado desse exercício, gere um determinado volume de negócios.
45. Uma interpretação desta natureza implicaria que apenas aquelas entidades que, actualmente, desenvolvem uma actividade económica e que, actualmente, geram um determinado volume de negócios, seriam considerados como “*empresas*”.
46. A interpretação explanada no ponto anterior ficaria muito aquém de uma concepção ampla da noção de “*empresa*”, não abrangendo situações em que aquelas entidades já constituídas, potencialmente<sup>7</sup>, desenvolverão uma actividade económica e gerarão um volume de negócios.

<sup>5</sup> Uma “*empresa*” não deixa de o ser se, durante determinado período de tempo, pelos mais variados motivos, não desenvolver qualquer actividade, sem prejuízo do disposto no n.º 4 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

<sup>6</sup> Recorde-se que, tanto a Ortiga como a Safra, já dispõem de capacidade instalada (*vide* pontos 10 e 12).

<sup>7</sup> Mas inevitavelmente, em virtude do objecto social para o qual foram constituídas e do fim a que propuseram.

47. Relativamente ao referido no ponto anterior, veja-se o caso análogo de uma empresa-comum de carácter concentrativo, para a qual se prevê um “*período de arranque*”. Este período pode ser necessário para que a empresa visada se estabeleça no mercado e deve ter em consideração o sector em que a actividade a desempenhar se insere.<sup>8</sup>
48. Para tal, as vendas e aquisições entre a nova empresa e as respectivas empresas-mãe<sup>9</sup>, durante um determinado período de tempo, em nada prejudicam a qualificação desta como uma entidade económica autónoma, i.e. como uma “*empresa*”.
49. Neste contexto, o facto de, durante um determinado período de tempo, a sociedade comercial não desenvolver qualquer actividade e não gerar qualquer volume de negócios, nem por isso coloca em causa a sua qualificação como “*empresa*”.
50. O factor determinante reside na natureza da actividade económica a que a empresa se propôs prosseguir num momento futuro.
51. Procedimentos necessários de natureza administrativa<sup>10</sup> não constituem mais que um elemento fundamental, uma etapa necessária, tendente à prossecução do objecto social e do fim da empresa. Sem eles, quando necessários, nunca qualquer empresa exerceria a actividade económica para a qual havia sido criada.
52. Como se referiu no ponto 47, a determinação do efectivo início de actividade não poderá deixar de ter em conta o sector e actividade em que a empresa se insere.
53. Para efeitos da actividade de produção e venda de energia eléctrica produzida a partir de energias renováveis (*maxime*, energia eólica), a Autoridade da Concorrência inquiriu vários operadores, incluindo a notificante, no sentido de apurar o tempo médio que medeia entre a constituição jurídica de uma sociedade com o objecto social equivalente ao das adquiridas e a efectiva produção e venda de energia eléctrica.
54. As informações de mercado, obtidas em sede de instrução<sup>11</sup>, permitem estimar que este tempo se situa entre os 3 e os 8 anos, contados da sua constituição.
55. Sem prejuízo do que ficou referido quanto à qualificação da Ortiga e da Safra como “*empresas*”, torna-se perfeitamente razoável assumir que as empresas Ortiga e da Safra iniciarão a sua actividade de produção e venda de energia eléctrica, num prazo entre 3 a 8 anos, contados da sua constituição.

---

<sup>8</sup> Vide “Comunicação da Comissão relativa ao conceito de empresas comuns que desempenham todas as funções de uma entidade económica autónoma”, publicada no JOCE n.º C-66, de 2 de Março de 1998, ponto 14.

<sup>9</sup> Vendas essas que, nos termos do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, não são contabilizadas para efeitos de cálculo de volume de negócios.

<sup>10</sup> [...].

<sup>11</sup> Informações, essas, a que a notificante teve acesso em 19 de Maio de 2005.

56. O prazo de 3 anos indicado pela Comissão Europeia não constitui mais que uma referência, podendo ser mais longo ou mais curto, consoante o sector em que a actividade económica em análise se insere.
57. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que os argumentos da notificante, no sentido de que a presente operação não consubstancia uma operação de concentração por as entidades Ortiga e Safra não poderem ser qualificadas como “empresas” para efeitos de Direito da Concorrência, não procede.
58. Assim se conclui que a presente operação consubstancia uma operação de concentração na acepção da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho e na definição de controlo dada pela alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo.
59. Definida a natureza da presente operação como uma operação de concentração, cabe, agora, analisar se a mesma se encontra sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, nos termos do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

### **3.3 Da obrigatoriedade de notificação, nos termos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho**

60. Nos termos do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, existe obrigatoriedade de notificação prévia quando a operação de concentração preencha uma das seguintes condições previstas nas alíneas a) ou b) do mesmo número:
  - *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);*
  - *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, líquidos de impostos com este directamente relacionados, desde que o volume de negócios realizados individualmente em Portugal por, pelo menos, duas dessas empresas seja superior a dois milhões de euros. (al. b).*
61. Por uma questão de organização, optou-se por inverter a análise das duas condições.

#### **3.3.1 Do preenchimento da condição constante da alínea b) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho**

62. Como se pode constatar da Tabela 1, o volume de negócios do Grupo EDP, é suficiente para ultrapassar o mínimo de 150 milhões de euros, a partir do qual a Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho obriga a notificar.

63. Contudo, a mesma alínea b) impõe um outro requisito para que a operação seja notificável em virtude do volume de negócios: que o volume de negócios realizado em Portugal por, pelo menos, duas dessas empresas participantes seja superior a dois milhões de euros.
64. Ora, como se verificou dos pontos 14, 15 e 16 *supra*, nem a Ortiga nem a Safra realizaram qualquer volume de negócios no último exercício, pelo que esta condição não se encontra preenchida.
65. Face ao exposto, a presente operação de concentração não preenche a condição de obrigatoriedade de notificação prévia, em virtude do volume de negócios.

### 3.3.2 Do preenchimento da condição constante da alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho

66. Conforme exposto no ponto 60, o preenchimento da condição de notificação prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, implica que, em resultado da operação de concentração, se crie ou se reforce uma quota de mercado superior a 30% no mercado nacional de determinado bem ou serviço, ou numa parte substancial deste.
67. A notificante considerou que o mercado do produto/serviço relevante corresponde ao mercado da produção de energia eléctrica em regime especial (PRE) e, como tal, a presente operação, se qualificada como uma operação de concentração, não se encontraria sujeita a notificação prévia, uma vez que dela não resultaria uma criação ou um reforço de uma quota de mercado superior a 30%.
68. Por outro lado, refere a notificante que a Autoridade da Concorrência calculou as quotas de mercado das adquiridas com base em estimativas futuras e incertas, fundamentando este cálculo de quotas futuras numa prática decisória à qual a notificante não teve acesso.<sup>12</sup>
69. Quanto à questão referida no ponto 67, a Autoridade da Concorrência não se encontra vinculada à definição submetida pela empresa aquando da notificação de uma operação de concentração.
70. Nestes termos, deverá ela própria definir o mercado relevante e concluir se determinada operação de concentração se encontra, ou não, sujeita à obrigatoriedade de notificação, nos termos do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

<sup>12</sup> Vide ponto 73 e correspondente nota-de-rodapé.

71. A Autoridade da Concorrência define, assim, o mercado do produto/serviço relevante, para efeitos da presente operação de concentração, como o mercado, no seu todo, da produção de energia eléctrica.
72. Uma vez que, nem a Ortiga nem a Safra iniciaram ainda actividade, apenas se pode concluir se existe, neste caso, uma *criação ou um reforço de quota de mercado superior a 30%* se recorrermos a estimativas de quotas futuras.
73. Já no passado, a Autoridade da Concorrência recorreu a este exercício, a fim de determinar se a condição prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho se encontrava preenchida.<sup>13</sup>
74. Assim, com base em dados apurados pela Autoridade da Concorrência, a produção de energia eléctrica, em 2004<sup>14</sup>, foi de 45.913 GWh.
75. Com base em dados fornecidos pela notificante<sup>15</sup>, a produção anual da Ortiga e da Safra, quando estas iniciarem actividade, será de [...] GWh e [...] GWh, respectivamente.
76. A análise destes valores permite à Autoridade da Concorrência estimar que, uma vez iniciadas as respectivas actividades económicas, a quota da Ortiga será de cerca de [**<1%**] e da Safra cerca de [**< 1%**].
77. Por outro lado, a quota do Grupo EDP, em 2004, no mercado nacional da produção de energia eléctrica, ascendeu a [**50-60%**]<sup>16</sup>, não se estimando que venha a sofrer alterações significativas até ao início do exercício da actividade das adquiridas.<sup>17</sup>
78. Assim, em consequência da sua realização, da presente operação de concentração resultará um reforço de uma quota do Grupo EDP superior a 30% no mercado nacional da produção de energia eléctrica.
79. Por último, refira-se relativamente ao ponto 68 que as decisões da Autoridade da Concorrência não perdem o seu carácter vinculativo ou de precedente pelo simples facto de não se encontrarem publicadas, não tendo a notificante solicitado qualquer consulta da Decisão na qual a Autoridade da Concorrência fundamentou a sua actuação para o cálculo das quotas futuras de mercado das adquiridas.

<sup>13</sup> Vide Ccent. 18/2004 – Secil Britas/Carubos, decidida em 12 de Julho de 2004.

<sup>14</sup> Incluindo saldo importador (vide Tabela 2).

<sup>15</sup> Resposta ao pedido de elementos de 8 de Abril de 2005.

<sup>16</sup> A quota indicada inclui o impacto relevante que o saldo de importação teve no ano de 2004 (vide Tabela 2).

<sup>17</sup> Vide pontos 164 a 177.

80. Face ao exposto, a presente operação de concentração preenche a condição de obrigatoriedade de notificação prévia, prevista na alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

### 3.4 Conclusão

81. Face ao exposto, a presente operação de concentração encontra-se abrangida pela obrigatoriedade de notificação prévia, em resultado do preenchimento da alínea a) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

## IV – BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

### 4.1 Entre 1995 - 2003

82. Neste período, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) assentou na coexistência de dois subsistemas principais: *i)* um organizado em regime de serviço público (Sistema Eléctrico de Serviço Público – SEP) e, *ii)* outro de carácter misto - Sistema Eléctrico Independente (SEI).
83. Por sua vez, este último abrangia dois subsistemas: o sistema eléctrico não vinculado (SENV), e o Sistema de Produção em Regime Especial (PRE) - produção de electricidade em co-geração, mini-hídricas e outras renováveis (eólicas), de resíduos, e produção em baixa tensão.
84. O funcionamento do SEP era assegurado por entidades titulares de licenças vinculadas de produção de electricidade, os denominados “*produtores vinculados*” (ao SEP), pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), como entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, e por titulares de licenças vinculadas de distribuição.
85. Como entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica, a REN actuava como garante do fornecimento ininterrupto de electricidade, bem como compradora exclusiva da energia eléctrica produzida no âmbito do SEP.
86. A distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP encontrava-se sujeita a uma licença vinculada, de âmbito nacional, para a distribuição em média tensão (MT) e em alta tensão (AT) e, de âmbito municipal, para a distribuição em baixa tensão (BT).
87. A EDP - Distribuição de Energia S.A. – empresa integrada no Grupo EDP - era a titular de licença vinculada de distribuição em MT e em AT e detinha também as licenças de distribuição em BT.

88. No que respeita ao SEI, o seu carácter misto resultava, por um lado, de uma obrigatoriedade de aquisição, pela REN, da electricidade produzida em regime especial (PRE), e por outro, à electricidade produzida e comercializada no âmbito do SENV, esta última, em regime de mercado.
89. Assim, a totalidade da energia eléctrica produzida no âmbito do SEP, bem como a que é produzida no âmbito da PRE tinha, a REN, como sua compradora exclusiva.

#### 4.2 A partir de Agosto de 2003 (Regime Transitório)

90. Pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 de 28 de Abril, o Governo propôs-se adoptar importantes alterações ao modelo de organização do sistema eléctrico, com o objectivo de acelerar a liberalização do sector no quadro da criação do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (MIBEL).
91. Tais alterações têm, até ao momento, concretização legislativa nos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto. Ambos têm carácter transitório, e os princípios neles estabelecidos serão posteriormente incorporados numa Lei de Bases de Energia Eléctrica, que visa transpor para o ordenamento jurídico nacional a Directiva do Mercado Interno de Electricidade na União Europeia<sup>18</sup>.
92. A reforma do sistema eléctrico preconizada pelo Governo assenta, fundamentalmente, em quatro pilares: (a) a eliminação do estatuto do produtor vinculado; (b) a alteração da forma de comercialização de energia eléctrica; (c) a introdução das figuras do comercializador e do agente externo; e (d) o acesso ao fornecimento de energia eléctrica em regime de mercado por clientes finais.

##### a. *Eliminação do estatuto de produtor vinculado*

Esta eliminação será consequência imediata da extinção dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia), que ligam os produtores vinculados<sup>19</sup> à REN, e a subsequente perda de estatuto desta como compradora exclusiva da energia eléctrica produzida por aqueles.

Uma vez consumada a eliminação do estatuto de produtor vinculado, a produção de energia eléctrica poderá ser livremente comercializada a quem a tal se propuser. Os produtores do SENV e do SEP passarão, em conformidade, a ter um mesmo estatuto – o de Produtor em Regime Ordinário (PRO);

<sup>18</sup> Directiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho.

<sup>19</sup> e.g. Turbogás – Produtora Energética, S.A. e EDP.

b. *Alteração da forma de comercialização de energia eléctrica*

A comercialização de energia eléctrica passará a processar-se por duas vias: a do mercado de contratação bilateral, e a do mercado organizado. No que diz respeito à primeira, a contratação far-se-á com base em acordos bilaterais entre os produtores de energia e seus clientes (artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de Agosto); já a segunda, assentará num sistema de diferentes modalidades de contratação, no qual se realiza o encontro entre a oferta e a procura, cabendo a gestão deste mercado organizado a um operador de mercado (artigo 11.º do mesmo diploma);

c. *A introdução das figuras de produtor em regime ordinário, de comercializador e de agente externo*

Estas três novas figuras foram introduzidas na legislação do sector eléctrico pelos Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto: “comercializador” é a entidade que exerce a actividade de compra por grosso e a actividade de venda por grosso ou a retalho, de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros; o “agente externo” é a entidade que exerce a actividade de importação, ou de exportação, de energia eléctrica entre mercados. Finalmente, 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;

d. *O acesso ao fornecimento de energia eléctrica, em regime de mercado, por clientes finais*

Tal como referido no ponto *supra*, o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, completado pelo Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, vem estender a categoria de clientes elegíveis<sup>20</sup> a todos os consumidores de energia eléctrica, sem excepção, mantendo-se, contudo, a possibilidade do consumidor optar por permanecer como cliente vinculado ao comercializador regulado, ficando, por isso, sujeito ao regime de tarifa regulada.

93. O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto institui, ainda, a figura do comercializador regulado, sobre o qual impenderá a obrigação de fornecimento de energia eléctrica a clientes vinculados que, por opção própria ou por não se

---

<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 anterior diploma – 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).

verificarem os requisitos de elegibilidade aplicáveis, se encontrem sujeitos ao regime de tarifa regulada.

94. As funções de comercializador regulado são, de acordo com o estipulado com o n.º 7 do artigo 14.º deste diploma, asseguradas pela sociedade EDP – Distribuição de Energia, S.A.
95. Pelo n.º 8 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, a REN, enquanto responsável pela optimização do sistema eléctrico de serviço público, mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica de Produção em Regime Especial.
96. Sem prejuízo do disposto na alínea a. do ponto 92 *supra*, nos termos do n.º 1 do artigo 14 do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, “*Até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os centros electroprodutores (i.e. produtores vinculados ao SEP), relativamente aos quais os contratos ainda se mantenham a produzir efeitos continuam a operar de acordo com o respectivo contrato (...)*”.
97. Acrescenta-se ainda que, como especifica o n.º 2 do artigo 14.º Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, nos casos em que os produtores permaneçam vinculados aos respectivos CAE, a entidade concessionária da RNT deve efectuar a venda de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE no mercado organizado.
98. Assim, durante o período em que vigorar o regime transitório, ora em exposição, poderão coexistir três formas de comercialização de energia: por meio de contratação bilateral (vide alínea b. do ponto 92 *supra*); por meio dos CAE enquanto se mantiverem em vigor (vide alínea a. do ponto 92 e ponto 95 *supra*); e por meio de mercado organizado (vide alínea b. do ponto 92 *supra*), a partir do momento que ele exista.
99. A existência de um mercado organizado depende da concretização dos acordos assinados entre Portugal e Espanha relativos à criação e desenvolvimento do MIBEL. Este Acordo tem por subjacente a existência de um mercado organizado com regras comuns aos dois países.

*a. Cessação dos Contratos de Aquisição de Energia – CAE’s*

100. O regime específico ao qual deveria obedecer a cessação dos CAE foi adoptado por meio do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. Neste diploma ficou estabelecido um mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 14

dos CAE, designado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

101. Os Custos relativos aos CMEC deverão ser recuperados através da Tarifa de Uso Global do Sistema. Os CMEC são calculados tendo por referência uma estimativa das receitas obtidas de acordo com um preço médio de mercado estimado, definido em €36 MWh, e são revistos em função das receitas efectivamente verificadas de acordo com os preços realmente obtidos em mercado.
102. Quanto ao procedimento a observar para a cessação antecipada dos CAE, o Decreto-Lei n.º 240/2004 de 27 de Dezembro estabeleceu que o acordo de cessação dos CAE, entre a concessionária da RNT e os produtores vinculados aos CAE, deveria ser obtido num prazo máximo de 30 dias após a sua entrada em vigor.
103. O mesmo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, estabeleceu ainda que os acordos de cessação dos CAE apenas produzirão efeitos a partir do momento em que entrar em funcionamento o mercado organizado, a que alude o artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, de forma a estabelecer condições que assegurem a venda da energia eléctrica produzida.
104. Os acordos de cessação dos CAE, relativos às centrais do Grupo EDP com concessionária da RNT, foram firmados em 29 de Janeiro de 2005. No momento em que se procede à presente análise encontram-se, ainda, por definir os acordos de cessação respeitantes aos CAE das empresas Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia, S.A. e Turbogás, Produtora Energética, S.A. com a concessionária da RNT, apesar do prazo legal para esse efeito já se encontrar expirado.

*b. Regime de venda da produção em regime especial*

105. O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, veio consagrar importantes modificações nos parâmetros a partir dos quais é calculada a remuneração da eléctrica produzida em instalações PRE.
106. Contudo, é oferecida aos produtores a possibilidade de auferir a remuneração anteriormente em vigor às referentes instalações que já tenham tido, pelo menos, um pedido de informação prévia favorável da Direcção Geral de Geologia e Energia (DGGE), e mediante o cumprimento de determinados prazos.

107. O Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro prevê, ainda conforme disposto no n.º 4 do seu artigo 3.º, que os produtores em regime especial possam optar por uma remuneração em regime de mercado.

*c. Conclusão*

108. Em face do exposto, presentemente, o sistema eléctrico nacional assenta na coexistência de dois subsistemas: (i) a produção em regime ordinário (PRO), e (ii) a produção em regime especial (PRE).

109. O conjunto de alterações, introduzido pelo Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, à organização do sector eléctrico é susceptível de produzir alterações de substância no funcionamento, em mercado, do sistema eléctrico nacional, nomeadamente, com a cessação dos CAE's e com a entrada em funcionamento do mercado organizado.

110. É neste enquadramento legislativo de carácter transitório, que a operação de concentração em análise se insere.

## V – MERCADO(S) RELEVANTE(S)

### 5.1 Mercado Do Produto Relevante

#### 5.1.1 Posição da Notificante

111. A notificante sustenta que o mercado do produto relevante, para efeitos da operação de concentração, corresponde ao da produção de energia eléctrica com recurso à Produção em Regime Especial (PRE).

112. Considera não ser a mesma um mercado, mas antes um segmento regulado de produção de electricidade, no âmbito do Sector Eléctrico Nacional (SEN), na medida em que a procura se encontra garantida e os preços são regulados administrativamente, não se formando, livremente, pela interacção entre a oferta e a procura.

113. Mais argumenta que o sentido da reforma em curso do sector eléctrico em Portugal não afecta os produtores no regime PRE, uma vez que continuarão a beneficiar de garantia de compra e tarifas administrativamente fixadas.

114. Nesse sentido, considera a notificante, que a Autoridade da Concorrência adoptou um conceito errado da participação no futuro mercado organizado, considerando que a PRO participa nele directamente, enquanto que, no caso da PRE, é a REN que procede à venda da energia.
115. Contudo, a entidade notificante admite que, aquando da entrada em funcionamento do mercado organizado, possam existir relações indirectas, em termos de quantidade de energia produzida entre a PRO e a PRE, as quais podem ser tomadas em consideração. Mais reconhece que dessas relações poderão resultar efeitos na formação dos preços no mercado organizado.

### 5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência

116. A Autoridade da Concorrência, em casos anteriores<sup>21</sup>, concluiu que a produção de energia eléctrica em PRE e em PRO devem ser considerados como substitutos aquando da satisfação da procura grossista de electricidade e, assim, as duas formas de produção deverão integrar um único mercado, cuja actividade corresponde à da produção de energia eléctrica.
117. Este enquadramento resulta das disposições legais em vigor, a saber, os Decretos-Lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, e o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.
118. Tal posição é, igualmente consistente com a posição adoptada pela Comissão Europeia em diversas decisões, na medida em que tem considerado que o mercado da energia eléctrica se subdivide em quatro actividades:
  - i) *Produção de electricidade;*
  - ii) *Transporte;*
  - iii) *Distribuição;*
  - iv) *Comercialização/fornecimento ao cliente final.*<sup>22</sup>
119. Na acepção da Comissão Europeia, estas actividades constituem mercados de produto distintos, uma vez que cada uma destas exige activos e meios de produção diferentes, bem como estruturas de mercado, implicando condições de concorrência distintas em cada um dos mercados.<sup>23</sup>

<sup>21</sup> Ccent 29/2004 - National Power/Turbogás, decidida em 7 de Setembro de 2004.

<sup>22</sup> 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).

<sup>23</sup> Vide por ex. 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).

120. Por outro lado, o Grupo EDP<sup>24</sup>, que controla integralmente a notificante, considerou que a actividade da PRE, por permanecer uma actividade regulada, não devia ser considerada como um mercado separado do SEP.

a) Inter-Influência PRE - PRO

121. Conforme referido no ponto 116, a Autoridade da Concorrência concluiu que a produção de energia eléctrica em PRE e em PRO devem ser considerados como substitutos aquando da satisfação da procura grossista de electricidade, uma vez que esses dois sistemas têm condições de exploração que se inter-influenciam.

122. Assim, sempre que existam condições limitativas na produção de electricidade em regime PRE, ocorrerá, em consequência, um aumento de produção em regime PRO<sup>25</sup>, e vice-versa.

123. Nessa medida, no contexto actualmente existente em que a REN mantém a titularidade dos CAE e a obrigação primeira de compra da energia com origem em instalações PRE, o volume de energia PRE disponível, a cada momento no sistema, interfere com a identificação da central marginal PRO – que satisfaz a unidade marginal de procura -, de acordo com a ordem de mérito de custo de produção elaborada pelo Agente Comercial do SEP (REN)<sup>26</sup>.

124. Num contexto futuro de desenvolvimento do mercado eléctrico em Portugal continental, uma vez cessados a maior parte dos CAE e entrando em funcionamento o mercado organizado, a intervenção comercial da REN, como concessionária da RNT, deverá conformar-se com as funções que decorrem dos n.ºs 2 e 8, do artigo 14.º, do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, já aludidos nos pontos 97 e 95 *supra*.

125. Entre as funções da concessionária da RNT, no âmbito do mercado eléctrico Português, estarão (i) a obrigação de venda, no mercado organizado, de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE, que entretanto não hajam sido extintos e, (ii) a obrigação de compra e de venda de energia de origem PRE.

126. Conforme o Regulamento de Relações Comerciais da ERSE<sup>27</sup>, na qualidade de agente comercial, a REN deverá proceder à venda de energia eléctrica adquirida aos

---

<sup>24</sup> Enquanto parte no processo COMP/M.3440-EDP/ENI/GDP, declarado incompatível, pela Comissão Europeia, com o mercado comum em 9.12.2004, ponto 40.

<sup>25</sup> Produção no mercado organizado.

<sup>26</sup> Função da entidade concessionária da RNT (REN), de acordo com o Regulamento do Despacho publicado pela ERSE, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>27</sup> Agosto de 2005, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

produtores em regime especial nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais com comercializadores regulados.<sup>28</sup>

127. Da mesma forma, nos termos da definição de “*Contratos Bilaterais*”<sup>29</sup>, a energia produzida em PRE, que seja susceptível de ser vendida mediante esta modalidade de comercialização, apenas corresponderá àquela que será produzida por co-geradores.
128. Nestes termos, toda a restante PRE – incluindo a de produção eólica – terá como modalidade de comercialização a venda no mercado organizado.
129. Com efeito, atendendo que à produção eléctrica em instalações PRE de origem renovável se encontra associada uma reduzida previsibilidade<sup>30</sup>, natural será que ela se demonstre pouco compatível com formas de comercialização que exijam a identificação de perfis mais ou menos estáveis de produção, como é o caso da contratação bilateral.
130. Nessa medida, o recurso à forma de comercialização em mercado organizado, deverá ser particularmente adaptado para a contratação de curto prazo e baseada em períodos horários de transacção.
131. A participação da energia eléctrica PRE de origem renovável no mercado organizado, do ponto de vista da oferta, mesmo que seja oferecida ao respectivo custo marginal, ou seja um preço nulo<sup>31</sup>, deverá ter um impacto na formação dos preços no mercado organizado.
132. Com efeito, o volume de energia de PRE de origem renovável, colocada no mercado organizado pela concessionária da RNT, deverá interferir na forma como será identificada a oferta marginal de preço que satisfaz a última unidade de procura, de acordo com a ordenação das ofertas de venda por ordem crescente de preço. A obrigatoriedade de compra da energia PRE por parte da REN é, por isso, passível de ser replicada em mercado.<sup>32</sup>
133. Para um mesmo nível de procura, quanto maior for a quantidade de energia PRE de origem renovável colocada no mercado organizado, mais baixo será o preço da energia produzida em PRO, em mercado organizado, e vice-versa.

---

<sup>28</sup> Artigo 58.º, n.º 1, alínea e).

<sup>29</sup> Artigo 199.º do Regulamento de Relações Comerciais da ERSE.

<sup>30</sup> Tendo em conta a dificuldade de previsão da intensidade dos ventos (produção com recurso a energia eólica) ou o caudal dos rios (produção com recurso a mini-hídricas).

<sup>31</sup> Num mercado de preço uniforme, como é actualmente o mercado eléctrico de Espanha, os agentes participantes com ofertas bem sucedidas recebem ou pagam o preço de equilíbrio e não o preço que licitaram.

<sup>32</sup> Esta afirmação é igualmente válida para um qualquer produtor PRE que venda directamente no mercado, apesar de no contexto actual, em virtude do elevado nível das tarifas reguladas, tal opção não se revelar economicamente compensadora.

134. Desta forma, a influência da PRE eólica no mercado organizado, corresponde a um modelo de funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica, no qual as quantidades de PRE eólica, obrigatoriamente compradas pela REN, são vendidas, por esta, no mercado organizado.<sup>33</sup>
135. Nos termos do mesmo Regulamento de Relações Comerciais, este modelo de organização apenas entrará em vigor com o início do funcionamento do mercado organizado, nos termos publicitados através de Aviso da ERSE.<sup>34</sup>
136. Em face do exposto, conclui-se que, independentemente do modelo específico que presida à forma como a PRE eólica será vendida no mercado de produção de energia eléctrica, a comercialização da mesma é susceptível de interferir com a formação dos preços e quantidades no mercado organizado.

b) Homogeneidade do Produto

137. As transacções no mercado organizado processam-se de forma anónima, ou seja, tanto do lado da procura como do lado da oferta, os agentes participantes desconhecem a respectiva contraparte negocial.
138. Na perspectiva de qualquer comercializador que aceda ao mercado organizado, é-lhe indistinta a energia que está a adquirir – trata-se de um produto homogéneo, não fazendo, por isso sentido, uma distinção entre a energia eléctrica produzida em PRE e a produzida em PRO e que é transaccionada no mercado organizado, conforme o modelo de comercialização da energia PRE proposto na actual regulamentação do sector eléctrico.

c) Tarifas e Remunerações

139. O facto das tarifas praticadas na PRE resultarem de estipulação administrativa não implica uma definição de mercado relevante como um mercado distinto da actividade de produção em regime ordinário (PRO).

---

<sup>33</sup> Contudo, poder-se-á conjecturar um cenário distinto quanto à forma como a PRE eólica será vendida no mercado de produção de energia eléctrica. O novo Regulamento de Relações Comerciais incorpora a hipótese de vir a ser cessada a obrigação da REN de comprar a energia de origem PRE. Nesse cenário alternativo, essa obrigação passaria para os distribuidores de electricidade, neste caso a EDP Distribuição. Trata-se de um cenário semelhante ao que se verifica actualmente em Espanha. Tal não significa, contudo, que a PRE eólica deixe de ter efeitos nas quantidades e preços verificadas nos mercados organizados, embora tal possa ser considerado como relevante, para efeitos da definição do mercado de produto. Neste cenário alternativo, a PRE eólica tem como efeito potencial a redução da procura nos mercados organizados, realizada pelos comercializadores regulados. Esse efeito potencial é susceptível de interferir nas quantidades e preços de transacção nos mercados organizados.

<sup>34</sup> Artigo 266.º, n.º 2 do Regulamento de Relações Comerciais.

140. Com efeito, no contexto do futuro mercado organizado, tanto a PRE, como a PRO, anteriormente vinculada a CAE's, estarão sujeitas a mecanismos de acerto económico relativo aos preços de transacção auferidos no mercado organizado.
141. Esses mecanismos de acerto têm por fim assegurar que, por um lado, a remuneração da PRE esteja de acordo com os tarifários emanados de estipulação administrativa e, por outro, que a PRO, anteriormente vinculada a CAE's, aufera um rendimento equivalente àquele que auferiria caso os mesmos não cessassem.
142. O facto de, tanto a PRE como a PRO anteriormente vinculada a CAE's, receberem acertos à respectiva remuneração final, de que resultam preços finais diferentes, constitui uma consequência de mecanismos de regulação dos preços.<sup>35</sup>
143. No contexto actual da PRE, a forma como a remuneração a pagar aos produtores é recuperada junto dos consumidores é repartida por duas tarifas, conforme determina o anterior Regulamento Tarifário da ERSE, cujas disposições permanecem em vigor até à entrada em funcionamento do mercado organizado<sup>36</sup>.
144. Uma parte é obtida a partir da Tarifa de Energia e Potência, que reflecte o preço médio dos CAE. Outra parte das receitas destinadas a remunerar a PRE é obtida através da Tarifa de Uso Global do Sistema, numa parcela específica destinada a recuperar o sobrecusto da energia de origem renovável face ao preço médio dos CAE's.
145. O Regulamento Tarifário de Agosto de 2005 determina novas formas de recuperação das receitas necessárias de forma a remunerar os produtores em regime especial.
146. Uma parte da receita advirá directamente da receita obtida pelo concessionário da RNT referente à energia eléctrica de origem PRE transaccionada no mercado, enquanto a outra parte continuará a ser recuperada através da Tarifa de Uso Global do Sistema.
147. No caso da PRO, no que concerne aos produtores anteriormente vinculados através de CAE, a remuneração auferida em mercado organizado é sujeita a um mecanismo de revisão, baseado nos CMEC. Os custos associados aos CMEC, à semelhança do que

---

<sup>35</sup> Para as centrais PRO com direito a compensação CMEC o horizonte temporal é determinado em função da duração dos CAE's entretanto extintos. Já quanto às incluídas na PRE, o período máximo é de 15 anos para a duração do regime de tarifa.

<sup>36</sup> Nos termos do artigo 200.º n.s 3 e 4 do novo Regulamento Tarifário da ERSE (de 22 de Agosto de 2005):

*“3. Enquanto se mantiverem integralmente os CAE, a proposta das tarifas, a submeter ao Conselho Tarifário, obedece às disposições do presente regulamento, com excepção das disposições relacionadas com os mercados organizados e com os CMEC.*

*4 - Na fixação das tarifas nos termos previstos no número anterior, a determinação dos proveitos relativos à energia eléctrica vendida pelo Comercializador Regulado aos seus consumidores será efectuada de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento ora revogado [Regulamento Tarifário de 25 de Janeiro de 2005].”*

acontece com a PRE, são recuperados junto dos consumidores através da Tarifa de Uso Global do Sistema.

d) Aplicabilidade do Teste SSNIP

148. A notificante considera que, dada a inaplicabilidade do teste SSNIP<sup>37</sup>, uma vez que o preço da PRE eólica é fixado administrativamente, esta forma de produção deverá ser considerada, necessariamente, como um mercado de produto distinto.
149. As referências da notificante ao teste SSNIP confundem método com conteúdo, na medida em que o referido teste apresenta-se como apenas uma das formas de verificar se os produtos em causa podem ser vistos como substitutos<sup>38</sup>. Assim, segundo a lógica da notificante, sempre que não se possa aplicar o SSNIP, os produtos deixam de poder integrar o mesmo mercado.
150. Contudo, no entender da Autoridade da Concorrência, este teste pressupõe que a procura e a oferta no mercado reajam livremente aos preços, ou seja, que não se encontrem, de alguma forma, regulados.
151. Nestes termos, a Autoridade da Concorrência considera que, por definição, um mercado regulado é um mercado onde é quase sempre impossível de aplicar o SSNIP, o que, contudo, não impede que se possa concluir que diferentes produtos se encontrem num mesmo mercado relevante.

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

152. Em face do todo o exposto, e na medida em que a presente operação dará lugar à sobreposição horizontal da actividade das empresas participantes no *mercado da produção de energia eléctrica*, a Autoridade da Concorrência considera que o mercado relevante, para efeitos desta operação de concentração, corresponde ao *mercado da produção de energia eléctrica*<sup>39</sup>.

---

<sup>37</sup> *Small but Significant, Non-transitory Increase in Price*.

<sup>38</sup> Commission Notice on the Definition of the relevant market for the purposes of Community Competition Law, (OJ C 372, de 9.12.1997) - “*The assessment of demand substitution entails a determination of the range of products which are viewed as substitutes by the consumer. One way of making this determination can be viewed, as a thought experiment, postulating a hypothetical small, non-transitory change in relative prices (...)*” – nosso sublinhado.

<sup>39</sup> Conforme já foi seu entendimento na Ccent 4/2005- Sacyr –Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005.

## 5.2 Mercado Geográfico Relevante

153. Com base na definição de mercado do produto relevante por si apresentada, como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica em regime especial, a notificante apresenta uma definição de mercado geográfico relevante como correspondendo ao mercado nacional.
154. Face a esta aceção do mercado de produto, considera a notificante que a correspondente definição geográfica se circunscreve ao mercado nacional.
155. Contudo, tendo sido definido, pela Autoridade da Concorrência o mercado do produto relevante, como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica, como integrando PRO e PRE, procedeu-se à análise da sua definição geográfica.
156. Da prática decisória, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia sobre a dimensão geográfica destes mercados bem como respectivos entendimentos apontam para a limitada expressão dos fluxos de importação e exportação entre Portugal e Espanha, resultante, em grande medida das restrições de capacidade das interconexões físicas existentes entre os dois países.
157. Nesta aceção, a definição geográfica do mercado de produção de energia eléctrica deverá ser entendida como a nacional.
158. A notificante referiu contudo, em sede de audiência prévia do Projecto de Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, que a Autoridade da Concorrência, na sua definição de mercado relevante, desconsidera as modificações profundas em que se encontra o sector energético nacional, com vista à criação do MIBEL.
159. Contudo, e na sequência das conclusões apresentadas pela Comissão Europeia<sup>40</sup>, não se afigura claro que a criação de um mercado organizado com regras comuns em Portugal e Espanha, se apresente como susceptível de alterar significativamente as condições concorrenciais da produção de energia eléctrica em Portugal continental, determinadas pela capacidade de importação existente e pela estrutura de oferta em Portugal.
160. Neste contexto, a Autoridade da Concorrência define no sentido que o mercado geográfico relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao mercado nacional.

---

<sup>40</sup> Caso COM/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004.

### 5.3 Conclusão do Mercado Relevante

161. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que o mercado relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao *mercado nacional da produção de energia eléctrica*.

## VI – AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL

### 6.1 Análise do mercado da produção de energia eléctrica, como mercado relevante, para efeitos da presente operação de concentração

#### 6.1.1 Estrutura da Oferta

162. No mercado considerado como relevante, a estrutura a oferta, em 2004, foi a seguinte:

**Tabela 2: Estrutura da oferta no mercado relevante (2004).**

	Capacidade Instalada (MW)	%	Produção (GWh)	%
EDP (Total)	[...]	[60-70]	[...]	[50-60]
PRE	[...]	[<5]	[...]	[<5]
PRO	[...]	[60-70]	[...]	[50-60]
Tejo Energia (PRO)	[...]	[<5]	[...]	[5-15]
Turbogás (PRO)	[...]	[5-15]	[...]	[10-20]
Outras (PRO)	[...]	[<5]	[...]	[<1]
Outras (PRE) (*)	[...]	[10-20]	[...]	[5-15]
Importação (**), (***)	[...]	[5-15]	[...]	[10-20]
Total	13.305	100	45.500	100
IHH		[>2000]		[>2000]

Fonte: REN e EDP.

(\*) Não inclui as empresas Ortiga e Safra, uma vez que as mesmas não se encontram, ainda, em actividade.  
[...];

(\*\*) O valor reportado na coluna de capacidade instalada refere-se a uma média aritmética da capacidade de interligação utilizada para fins comerciais, conforme os valores anuais reportados pela REN no Relatório de CARACTERIZAÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES (31 de Dezembro de 2004, publicado em Março de 2005);

(\*\*\*) O valor reportado na coluna de produção refere-se ao valor do Saldo Importador referente a 2004, apresentado no Relatório e Contas da REN de 2004.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 24

163. Trata-se de um mercado muito concentrado ao qual corresponde um índice de concentração actual, medido pelo Índice de Herfindahl Hirschman (*IHH*)<sup>41</sup>, de cerca de [**>2000**] (capacidade instalada) e [**>2000**] (produção anual), sendo que o nível de acréscimo será de [**<150**] (capacidade instalada) e de [**<150**] (produção anual), no caso da Ortiga, e de [**<150**] (capacidade instalada) e [**<150**] (produção anual) no caso da Safra.
164. Por outro lado, e conforme a Tabela 2, em 2004, a energia eléctrica produzida em PRE, incluindo a EDP, representava apenas cerca de [**5-15%**] da produção total de electricidade, acrescentando a notificante que, no período dos 10 anos, a taxa de crescimento da capacidade instalada, prevista para a PRE, é de [**10-20%**].
165. A notificante alega que a inclusão das importações e da PRE, cada uma de forma agregada, conduz a uma sobrevalorização do indicador IHH, induzindo, desse modo, uma conclusão errónea quanto ao nível de concentração do mercado.
166. Contudo, na aceção da Autoridade da Concorrência, mesmo que se calculasse o IHH apenas com as quotas dos três principais produtores, EDP, Turbogás, Tejo Energia (sem recalculas as quotas), no fundo subestimando esse indicador e a concentração do mercado, chegar-se-ia a uma conclusão idêntica quanto ao elevado nível de concentração do mercado.
167. Com efeito, na hipótese prevista no ponto anterior, em 2004, o IHH na capacidade instalada desceria de [**>2000**] para [**>2000**], e na produção, desceria de [**>2000**] para [**>2000**].
168. Nestes termos, considera a Autoridade da Concorrência que, quaisquer que sejam os critérios de análise, os IHH assim recalculados, mesmo que subestimados, transmitem a noção de um mercado muito concentrado.

### 6.1.2 Grupo EDP como dominante no mercado da produção de energia

169. A notificante alega que os cálculos de IHH e de quotas futuras são erróneas, por se basearem nas quotas do Grupo EDP de 2004 ([**50-60%**]).

<sup>41</sup> IHH é o Índice de Herfindahl-Hirschman, calculado como a soma dos quadrados das quotas das empresas a operar no mercado relevante, assim traduzindo o grau de concentração nesse mercado, e variando entre 0 e 10 000. A Comissão Europeia aplica frequentemente o *Índice Herfindahl-Hirschmann (IHH)* para conhecer o nível de concentração global existente num mercado – neste sentido vão as mais recentes *“Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações”*, JO C 31, de 5.02.2004. A Comissão considera serem não susceptíveis de levantar preocupações, em termos de concorrência de tipo horizontal, um operação cujo nível de concentração pós-operação seja inferior a 2000 com um *Delta* (variação de nível de concentração antes e após a operação) inferior a 150 pontos.

170. No entanto, na aceção da Autoridade da Concorrência, se utilizarmos as referências aos últimos anos em que existe informação disponível, os resultados não seriam alterados.
171. Com efeito, nos anos de 2002 e 2003 as quotas do Grupo EDP na produção de electricidade situaram-se, respectivamente, em [60-70%] e [60-70%]. Por sua vez, o indicador IHH referente à produção de electricidade, considerando apenas os três principais produtores, situou-se, respectivamente, em [>2000] e [>2000].
172. A Tabela 2 revela uma diferença significativa entre a quota de mercado do Grupo EDP em face às dos seus mais directos concorrentes, o que reforça um argumento de uma posição dominante destacada.
173. De facto, a estrutura da oferta em 2004 apresenta-se como particular, em razão dos saldos de importação de energia eléctrica, provindos de Espanha, que cresceram substancialmente, comparativamente aos anos de 2002 (mais 241%) e 2003 (mais 131%).<sup>42</sup>
174. Ainda assim, poder-se-á concluir que, a quota de mercado dos produtores de energia eléctrica, no qual se inclui o Grupo EDP, será inversamente proporcional ao nível do saldo das importações.
175. Deste modo, a Autoridade da Concorrência considera que os indicadores analisados para os últimos três anos assinalam, inequivocamente, a existência de um mercado muito concentrado.
176. Em face destes valores, e sem prejuízo do significativo aumento previsto da produção futura de energia eléctrica com recurso à PRE, tal como referido no ponto 164, esta não se apresenta como susceptível de alterar, em termos médios e de forma preponderante, o peso relativo face à produção em PRO.
177. Face ao exposto, poder-se-á afirmar com algum grau de certeza que a posição actual do Grupo EDP no mercado nacional da produção de energia eléctrica, não sofrerá, pelo menos até à entrada em actividade das adquiridas, alterações significativas susceptíveis de mitigar a posição dominante que ora detém.
178. A posição do Grupo EDP, no qual a notificante se insere, no mercado considerado como relevante não pode deixar de ser considerada como dominante.<sup>43</sup>

<sup>42</sup> No que concerne em particular à quota do Grupo EDP na produção de electricidade, em 2002, esta foi de [60-70%] enquanto o saldo de importação se situou em [<5%]. Já em 2003, o valor da quota do mesmo Grupo na produção de electricidade foi de [60-70%] situando-se o saldo de importação em [5-15%].

<sup>43</sup> Conforme salientado em vários Acórdãos do Tribunal de Justiça das Comunidades (*vide*, por exemplo Caso 85/76 – *Hoffmann-La Roche vs Comissão das Comunidades Europeias*, de 13.02.1979) uma empresa detém “posição dominante”

179. Esta conclusão viu-se reflectida em decisões anteriores, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia.<sup>44</sup>
180. Como tal, e sem prejuízo de particularidades de ordem regulamentar que acompanham a organização e o funcionamento do mercado da produção de energia eléctrica, a sua presença nos dois sistemas – PRE e PRO – permite que o Grupo EDP actue de forma independente dos seus concorrentes.
181. Face ao exposto, para o ano de 2004, o Grupo EDP – no qual a notificante se insere – detém uma posição dominante no mercado nacional da produção de energia eléctrica.

### 6.1.3 O Grupo EDP tem capacidade de fixar os preços no mercado organizado no cenário após extinção dos CAE

182. No contexto que se definirá após a extinção dos CAE's e a consequente entrada em funcionamento do mercado organizado, a quota detida pela EDP na capacidade instalada no mercado da produção de energia eléctrica e as características do seu parque electroprodutor conferem-lhe uma posição dominante susceptível de, num número significativo de horas, fixar os preços nos mercados organizados de energia eléctrica.
183. Num estudo da autoria da CRA International<sup>45</sup>, apresentado à Autoridade da Concorrência, no âmbito da análise desta operação, é referido que os centros electroprodutores a fuel e hidroeléctricos, face ao seu posicionamento na ordem de mérito de custo das centrais presentes no Sistema Eléctrico Nacional, deverão constituir aqueles que fixarão o preço de sistema na maior parte do tempo, apesar de utilizados com taxas de utilização relativamente reduzidas.
184. Os centros electroprodutores a fuel e hidroeléctricos existentes em Portugal Continental encontram-se, quase na sua totalidade, na esfera de influência da EDP (exceptua-se apenas o caso da central hidroeléctrica do Alqueva).
185. Na leitura da ordem de mérito nacional de custo de produção releva ainda considerar o posicionamento das importações e a sua importância na fixação dos preços em Portugal no futuro mercado organizado.

---

quando se encontra numa posição de adoptar comportamentos, independentemente dos seus concorrentes, clientes, fornecedores e, em último caso, do consumidor final.

<sup>44</sup> *Vide*, por exemplo, as decisões referentes aos processos Ccent.4/2005 – Sacyr – Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005; COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004.

<sup>45</sup> “The Competitive Effects of Acquisitions of Wind Power by EDP in Portugal” – CRA International – July 2005, apresentado à Autoridade da Concorrência em 4 de Agosto de 2005.

186. Em 2004, como anteriormente salientado, as importações tiveram uma importância elevada na estrutura da oferta nacional. Os elevados níveis de importação em 2004 correlacionaram-se com os preços historicamente baixos registados no mercado *pool* de electricidade de Espanha nesse ano e com uma produção hidro-eléctrica nacional inferior à média.<sup>46</sup>
187. Como refere o estudo da CRA, a taxa de utilização da capacidade de importação foi elevada nas horas fora de pico, em resultado dos baixos preços verificados em Espanha nesses períodos horários. Nas horas de pico, em resultado da maior participação de produção hidro-eléctrica nacional, as taxas de utilização da capacidade de importação foram em média mais baixas, mas ainda assim elevadas.
188. Em resultado dos elevados níveis de importação, em 31,4% das horas de 2004, a capacidade de importação a partir de Espanha foi utilizada em níveis superiores a 95% e em 21,4% das horas foi utilizada em níveis superiores a 99%<sup>47</sup>. Estes valores denunciam que em 2004 se verificaram, com uma frequência elevada, congestionamentos na interligação com Espanha.
189. A formação de congestionamentos na utilização da capacidade de importação com Espanha, tem como significado que se esgota a possibilidade de utilizar a importação como forma de satisfazer a procura em Portugal.
190. Para equilibrar procura e oferta em Portugal torna-se então necessário recorrer a centros electroprodutores, situados em Portugal, com um preço ou custo de produção mais elevado que o preço de importação.
191. No contexto português, a ocorrência de congestionamentos na utilização da capacidade de importação com Espanha tem como significado que o poder da EDP em fixar os preços no futuro mercado organizado se acentua.
192. De facto, a EDP detém a quase totalidade dos centros electroprodutores marginais na ordem de mérito de custo nacional, ou seja, aqueles que fixarão os preços em Portugal quando ocorrem congestionamentos na utilização da capacidade de importação.
193. Os níveis de importação deverão nos próximos 5 anos continuar em níveis elevados e próximos dos verificados em 2004. Este resultado é obtido nomeadamente nas previsões das importações de energia eléctrica que resultaram das simulações do

---

<sup>46</sup> Para o incremento das importações verificado em 2004 releva ainda o crescimento da actividade liberalizada de comercialização de energia nesse ano, com diversos comercializadores a recorrerem à importação a partir de Espanha para satisfazer os consumos dos seus clientes.

<sup>47</sup> De acordo com a Análise da Autoridade da Concorrência à informação enviada pela REN no âmbito desta operação de concentração em 14 de Julho de 2005

sistema electroprodutor, efectuadas pela REN, no âmbito do processo de cálculo das compensações CMEC relativos aos CAE da EDP.<sup>48</sup>

194. Note-se que as simulações da REN consideraram como pressupostos que a produção hidroeléctrica se comportaria como no ano hidrológico médio e que as importações teriam em conta as diferenças de custos marginais de produção entre os sistemas electroprodutor Português e o Espanhol<sup>49</sup>.
195. Os pressupostos utilizados e as previsões obtidas pela REN salientam que o fundamento para a existência de importações a partir de Espanha se encontra nas diferenças de composição entre o parque electroprodutor Português e Espanhol. O custo marginal de produção em Espanha é tipicamente mais baixo na base, dada a presença de centrais nucleares, e na ponta, dado o maior peso da produção a partir de gás natural<sup>50</sup>.
196. Os novos investimentos previstos em centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal poderão contribuir para uma convergência da composição dos parques electroprodutores Português e Espanhol no que se refere a este tipo centrais. Tais investimentos poderão ter um impacto na diminuição do volume de importações. Contudo, como refere a Comissão Europeia, existem dúvidas sobre se e quando estes investimentos virão a ser concretizados<sup>51</sup>.
197. Os dados referidos permitem, portanto, concluir que a existência de congestionamentos frequentes na interligação não poderá ser excluída no futuro. Com efeito, embora se preveja um crescimento da capacidade de importação até 2007/2008, o que diminui a probabilidade de formação de congestionamentos, verifica-se que, nestas simulações, se utilizou, como pressuposto base, que a produção hidroeléctrica se comportaria conforme o ano hidrológico médio.
198. Tal significa que, em anos em que a produção hidroeléctrica seja inferior à média, a probabilidade de ocorrência de congestionamentos na interligação será maior que aquela que resultou destas simulações, facto que reforça a capacidade da EDP em fixar os preços no mercado organizado em Portugal.
199. A relação inversa entre o nível de importação e a produção hidroeléctrica é fundamentada nas diferenças de custos marginais entre Portugal e Espanha, como aliás resulta da análise da Comissão Europeia.<sup>52</sup>

---

<sup>48</sup> Idem.

<sup>49</sup> Idem.

<sup>50</sup> Estas conclusões são aliás evidenciadas pela Comissão Europeia. *Vide* parágrafos 91 e 92 e 131 a 133 Caso COM/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004.

<sup>51</sup> Ver parágrafos 305 a 320 Caso COM/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004.

<sup>52</sup> *Vide* parágrafos 91 e 92 e 131 a 133 Caso COM/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004.

#### 6.1.4 A PRE de origem eólica em Portugal Continental deverá incrementar a sua participação estrutura da oferta nos próximos anos

200. A participação da PRE eólica na estrutura da oferta é, no presente, ainda reduzida mas deverá crescer substancialmente no futuro, em face dos licenciamentos já realizados para novas potências eólicas.
201. A sua participação futura nas condições da oferta deverá ser elevada, sobretudo em períodos em que as condições meteorológicas sejam mais favoráveis a esta forma de produção de energia eléctrica.
202. No âmbito da investigação aprofundada, a Autoridade da Concorrência solicitou elementos à REN sobre os níveis de produção da PRE eólica<sup>53</sup>, discriminados por períodos horários, para os anos de 2003 e 2004.
203. Da análise da distribuição dos níveis de produção horários conclui-se o seguinte:
  - Os níveis de produção médios horários situaram-se em [50-60] MWh em 2003 e em [80-90] MWh em 2004. O desvio padrão é contudo extremamente elevado, situando-se em [40-50] MWh em 2003 e [70-80] MWh em 2004 assinalando, desta forma, a elevada volatilidade desta forma de produção.
  - A produção média horária por período horário (0 às 23 horas) para os anos de 2003 e 2004 não difere significativamente da produção média horária de cada ano, sendo relativamente uniforme, embora ligeiramente superior nas horas de base (0 à 8 da manhã) e inferior a meio do dia (das 9/10 horas às 15 horas).

Este perfil de produção demonstra uma reduzida correlação com o diagrama típico de consumos de electricidade ao longo de um dia.

- A produção média horária mensal apresenta, contudo, diferenças significativas. Em 2003 a média horária dos meses de Maio a Setembro situou-se em produções inferiores a [40-50] MWh, enquanto nos meses de Janeiro, Novembro e Dezembro situou-se em produções superiores a [70-80]MWh.

Em 2004, os meses de Maio a Setembro foram igualmente aqueles que registaram menores médias horárias (inferiores a [80-90] MWh), ao passo que os meses de

---

<sup>53</sup> Informação enviada pela REN no âmbito desta operação de concentração em 14 de Julho de 2005. Tratam-se de estimativas da REN para a produção eólica. A REN refere, em resposta a pedido de elementos, que “os diagramas de carga referentes aos PRE (Produção PRE Térmica, Hidráulica, Eólica) são parcialmente estimados em virtude de não estarem disponíveis, na REN, os diagramas de carga para todos os PRE’s que, fisicamente, estão ligados às redes de distribuição da EDP.”

Outubro a Dezembro foram aqueles que registaram produções médias horárias mais elevadas (superiores a [110-120] MWh).

A produção média horária mensal regista assim um comportamento sazonal. Nos meses de Outono e Inverno a produção média horária é superior à verificada nos restantes meses em função da definição de condições meteorológicas mais favoráveis à produção PRE eólica.

204. O crescimento das médias horárias de produção entre 2003 e 2004 relaciona-se com o crescimento da capacidade instalada em parques eólicos registada neste período.
205. Segundo a DGGE<sup>54</sup>, a capacidade instalada em meios eólicos de produção situava-se em 175 MW em Dezembro de 2002, em 253 MW em Dezembro de 2003, e em 616<sup>55</sup> MW em Dezembro de 2004.
206. Em Maio de 2005, segundo a DGGE<sup>56</sup>, encontravam-se licenciados 2258 MW de potência eólica. Segundo estimativa deste organismo, face ao período que medeia desde a licença de estabelecimento à construção, até 2007 deverão encontrar-se instalados mais de 2000 MW de potência eólica no sistema eléctrico nacional.
207. No sentido de estimar o impacto deste crescimento de capacidade nas condições da oferta, analisaram-se as taxas de utilização da potência instalada para os meses de Dezembro de 2003 e Dezembro de 2004. Para o efeito, obteve-se o rácio entre as produções horárias registadas e a capacidade instalada nesse mês, de acordo com os elementos de capacidade instalada referidos pela REN<sup>57</sup>.
208. A distribuição acumulada da taxa de utilização da potência referente aos meses de Dezembro de 2003 e 2004, calculada de acordo com metodologia exposta em 207, é reportada na seguinte tabela.

---

<sup>54</sup> Renováveis – estatísticas rápidas – DGGE, Maio de 2005

<sup>55</sup> A REN, no relatório de Dados Técnicos 2004, Valores Disponíveis em 2005-01-31, REN, refere uma capacidade instalada em Dezembro de 2004 de 498 MW.

<sup>56</sup> Renováveis – estatísticas rápidas – DGGE, Maio de 2005

<sup>57</sup> Dados Técnicos 2004, Valores Disponíveis em 2005-01-31, REN

**Tabela 3: Distribuição acumulada da taxa de utilização da potência instalada segundo horas do mês de Dezembro, em 2003 e 2004.**

Taxa de utilização da potência (%)	Dez-03 (% de horas do mês)	Dez-04 (% de horas do mês)
> 10	[80-90]	[80-90]
> 20	[70-80]	[70-80]
> 30	[70-80]	[50-60]
> 40	[60-70]	[40-50]
> 50	[50-60]	[20-30]
> 60	[30-40]	[5-15]
> 70	[10-20]	[<5]
> 80	[<5]	0,0

Fonte: cálculos AdC a partir de informação fornecida pela REN<sup>58</sup>

209. É possível inferir, a partir dos dados da Tabela 3, que uma vez instalada uma potência eólica superior a 2000 MW, conforme a DGGE prevê para 2007, a PRE eólica ultrapassará, com uma probabilidade elevada, os 1000 MW de produção (taxa de utilização da potência instalada superior a 50%) num número significativo de horas do mês de Dezembro.
210. Este é um nível de produção significativo que deverá corresponder a [10-20%] da potência máxima<sup>59</sup> consumida e [20-30%] da potência mínima consumida, do dia de ponta anual (dia de maior consumo), registado em Dezembro de 2004.
211. Estes níveis de produção deverão ter um impacto significativo nas condições da oferta, com efeitos importantes nos preços e quantidades transaccionadas nos mercados organizados.
212. Os dados em análise referem-se ao mês de Dezembro. Contudo, não é de excluir que tais valores de produção ocorram noutros meses, inclusivamente os de verão que, como se viu, patenteiam níveis médios de produção inferiores.
213. Com efeito, apesar de menos frequentes, nesses meses é também possível registar períodos de grande produção de origem eólica (ver Ilustração 1 e Ilustração 2).

<sup>58</sup> Informação enviada pela REN no âmbito desta operação de concentração em 14 de Julho de 2005.

<sup>59</sup> A potência máxima e potência mínima são de igual modo relevantes na medida que a produção de origem eólica, dada a volatilidade do factor de produção “vento”, poderá ocorrer com níveis elevados tanto nas horas de maior consumo como nas horas de menor consumo, como sugerem as produções horárias médias obtidas em 2003 e 2004 por período horário (0 às 23 horas).

Ilustração 1: Produção PRE eólica em 2003 (MWh)<sup>60</sup>

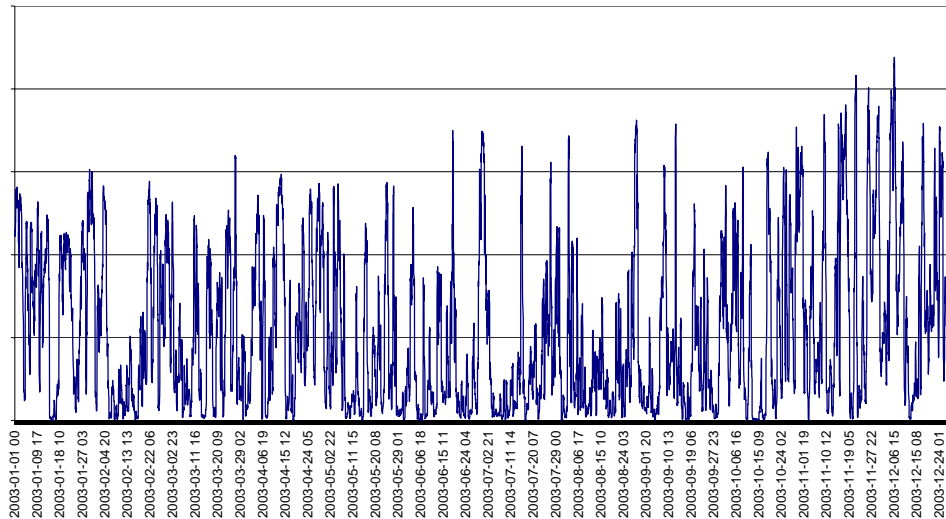
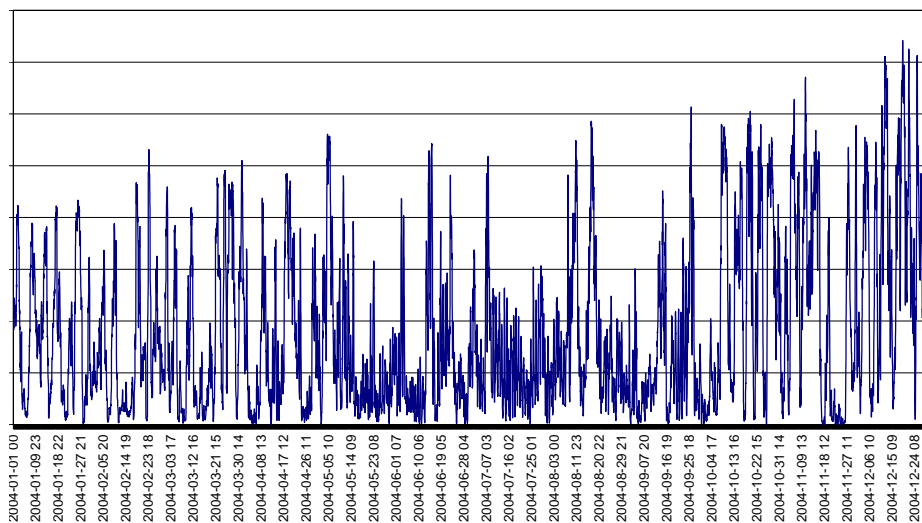


Ilustração 2: Produção PRE eólica em 2004 (MWh)<sup>61</sup>



214. Com o crescimento significativo da potência eólica instalada, que deverá subir para além dos [...] MW previstos para 2007, como resulta dos [...] MW<sup>62</sup> em pontos de recepção<sup>63</sup> atribuídos, a proporção de energia eléctrica de origem eólica incorporada

<sup>60</sup> Fonte: Cálculos AdC, a partir de dados fornecidos pela REN.

<sup>61</sup> *Idem.*

<sup>62</sup> [...].

<sup>63</sup> A atribuição do ponto de recepção constitui a primeira etapa de licenciamento.

no sistema eléctrico nacional, em períodos específicos, deverá ainda ultrapassar os patamares de produção anteriormente referidos.

215. Em face do exposto, é de considerar que a PRE eólica em períodos específicos, nomeadamente aqueles em que as condições meteorológicas sejam mais favoráveis a esta forma de produção, poderá vir a ter um impacto significativo nas condições da oferta no mercado considerado como relevante, apesar de, em termos médios, não vir a alterar de forma significativa o peso que a PRO detém no mesmo.

#### **6.1.5 A operação de concentração reforça a posição dominante do Grupo EDP no mercado de produção de energia eléctrica**

216. A posição dominante da EDP no mercado de produção de energia eléctrica, a sua capacidade de capacidade de fixar os preços no mercado de produção de energia eléctrica e a interferência da produção de origem eólica nas condições da oferta no mercado organizado são susceptíveis de definir condições para que a EDP, presente tanto na PRO como na PRE, possa adoptar comportamentos estratégicos na PRE em benefício da sua produção PRO.
217. Em primeiro lugar, o Grupo EDP, no qual a notificante se insere, detém actualmente, e continuará a deter num futuro próximo, uma posição dominante no mercado considerado relevante pela Autoridade da Concorrência, i.e. o mercado nacional da produção de energia eléctrica.
218. Em segundo lugar, uma operação de concentração que seja susceptível de reforçar uma posição já dominante, suscita preocupações de natureza jus-concorrencial no mercado considerado relevante.
219. Em terceiro lugar, as características regulamentares que caracterizam a produção de energia eléctrica num contexto de PRE, não se apresentam, actualmente, como suficientes para assegurar a Autoridade da Concorrência que eventuais distorções no exercício dessa actividade não se venham a reflectir na actividade global de produção de energia eléctrica.
220. Por último, em resultado da presença do Grupo EDP, no qual a notificante se insere, na PRE e na PRO, tais eventuais distorções são susceptíveis de configurarem a adopção, na PRE, de determinados comportamentos com um impacto possível na formação dos preços no mercado organizado.
221. Com efeito, apesar do vento, a fonte primária de energia para meios de produção eólicos, ser uma variável que não é susceptível de ser controlada, verifica-se que ainda

assim podem identificar-se possíveis comportamentos estratégicos na PRE eólica com efeitos nos preços e quantidades transaccionadas no mercado organizado.

222. Esse tipo de comportamento, poderia levar, por exemplo, o produtor a optar por não produzir, existindo condições do recurso endógeno para o fazer, reduzindo, dessa forma, as quantidades que a concessionária da RNT (REN) teria disponíveis para transaccionar em mercado organizado, em função das obrigações regulamentares que lhe estão cometidas.
223. Por outro lado, a aquisição de duas empresas, que ainda não se encontram em actividade no mercado considerado como relevante, mas que, em tempo, se encontrarão, constitui um risco de eliminação de concorrência potencial.
224. Este facto não deixa de ser relevante, em particular, se se verificar que a capacidade de produção das adquiridas, ainda que diminuta, poderá ter um impacto não negligenciável na produção global de energia eléctrica.
225. Assim, análises futuras de eventuais operações de concentração, protagonizadas pela notificante, no âmbito do mercado considerado como relevante, não deverão deixar de ter em conta as considerações e a análise realizada no âmbito da presente operação de concentração.<sup>64</sup>
226. A notificante refere que, apesar da PRE eólica poder influenciar os preços no mercado organizado, não existe nenhum incentivo para a EDP, presente em ambos os sistemas (PRE e PRO), se comportar com vista ao aumento dos preços no mercado organizado.
227. A notificante considera que esse comportamento “*difícilmente seria economicamente rentável, pelo que não seriam criados, nem reforçados os incentivos para a entidade notificante assumir esse comportamento*”.
228. Os argumentos apresentados pela notificante que sustentam esta posição referem-se essencialmente aos seguintes aspectos:
  - i) as compensações CMEC, referentes aos centros electroprodutores da EDP anteriormente vinculados a CAE’s, e que totalizam uma capacidade instalada de 8866 MW em 2004, anulam incentivos quanto a comportamentos estratégicos que tenham em vista subir ou descer os preços no mercado organizado;

---

<sup>64</sup> Por referência ao segundo parágrafo do n.º 2 do artigo 5.º do Regulamento (CE) n.º 139/2004 do Conselho de 20 de Janeiro de 2004, *relativo ao controlo de concentrações de empresas*, publicado no Jornal Oficial em 29 de Janeiro de 2004. Na mencionada disposição “(...) duas ou mais operações na acepção do primeiro parágrafo que sejam efectuadas num período de dois anos entre as mesmas pessoas ou empresas são consideradas como uma única concentração realizada na data da última operação.”

- ii) um comportamento estratégico na PRE eólica dificilmente será economicamente racional, dado o preço elevado a que é vendida a PRE eólica, o facto da energia eólica não ser armazenável e a reduzida dimensão da produção que pode beneficiar de tais comportamentos estratégicos, referida somente à produção não vinculada a CAEs, actualmente associada ao Sistema Eléctrico Não Vinculado, que corresponde a 1027 MW de capacidade instalada em 2004.

229. Procede-se de seguida à análise dos argumentos da notificante, explanados em dois estudos, enviados a esta Autoridade, que sustentam essa posição.

## 6.2 Os incentivos económicos associados às compensações CMEC não colocam de parte a possibilidade de existirem comportamentos estratégicos

230. A notificante defende que, relativamente às centrais anteriormente vinculadas Contratos de Aquisição de Energia, e que beneficiam de compensações CMEC – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual –, não existem incentivos económicos no sentido de promover uma subida ou descida de preços no mercado organizado.
231. As compensações CMEC têm por fim assegurar a manutenção das condições de equilíbrio contratual anteriormente estabelecidas nos CAE's. A remuneração estabelecida em cada CAE encontra-se subdividida numa componente fixa, que reflecte o investimento realizado no centro electroprodutor, e numa componente variável, que reflecte os custos de produção da energia eléctrica. A fórmula definida para calcular a compensação CMEC para cada CAE induz que os lucros auferidos em condições de mercado adicionados das compensações CMEC sejam equivalentes aos lucros anteriormente obtidos com o CAE.
232. O cálculo das compensações CMEC pressupõe duas etapas distintas. Na primeira etapa, define-se, *ex ante*, um montante de compensação com base numa identificação *a priori* dos lucros em condições de mercado, utilizando como referência um preço de mercado estimado em € 36 / MWh, um custo de produção estimado e uma estimativa das quantidades vendidas em mercado, suportadas através de uma simulação de mercado a partir do modelo Valorágua, o modelo de despacho económico utilizado actualmente pela REN para determinar a produção de cada centroelectroprodutor com o qual tem um CAE.
233. Na segunda etapa, procede-se a uma revisão *ex post* do montante de compensação com base nos preços e custos de produção efectivamente verificados e nas quantidades óptimas que cada centro electroprodutor deveria vender, determinadas *a posteriori* pelo modelo Valorágua com base nas condições reais de hidraulicidade verificadas e com base na informação disponível no período em causa.

234. As quantidades óptimas determinadas pelo modelo Valorágua têm subjacente que os agentes económicos se comportam de forma competitiva, ou seja, um comportamento que se define quando os agentes económicos constroem as suas ofertas de preço no mercado com base nos custos marginais de produção.
235. As quantidades óptimas, seja na estimação *ex ante* seja na estimação *ex post*, são calculadas para períodos temporais definidos na metodologia de cálculo, designados por postos horários.
236. Para cada mês, existem 5 postos horários com durações distintas. O primeiro posto horário corresponde às horas de maior procura e tem uma duração de 6% das horas de um mês. Os seguintes postos horários correspondem a durações de 28%, 18%, 21% e 27% das horas, sendo definidos por ordem decrescente da procura verificada.
237. No estudo elaborado pela CRA – *Charles Rivers, Associated*<sup>65</sup>, é apresentado em maior pormenor, o mecanismo de funcionamento das compensações CMEC.
238. Segundo a CRA, o comportamento das compensações CMEC, conforme o mecanismo de revisão das compensações instituído, poder-se-á descrever a partir da seguinte fórmula:

$$\pi^{CMEC} = \pi^{PPA} - (\pi_{q_c,p} - \pi_{q,p})$$

Em que:

- $\pi^{CMEC}$  – representa os lucros globais com compensações CMEC
- $\pi^{PPA}$ <sup>66</sup> – representa os lucros associados aos CAE
- $\pi_{q_c,p}$  – representa o lucro de mercado supondo as quantidades óptimas determinadas pelo modelo Valorágua
- $\pi_{q,p}$  – representa o lucro de mercado supondo as quantidades efectivamente vendidas

239. A leitura desta fórmula demonstra que:

- As compensações CMEC são calculadas de modo que o lucro global que resulte da soma dessas compensações aos lucros obtidos no mercado – supondo as quantidades óptimas determinadas pelo modelo Valorágua - seja equivalente aos lucros que seriam obtidos com os CAE, entretanto cessados;

<sup>65</sup> “The Competitive Effects of Acquisitions of Wind Power by EDP in Portugal” – CRA International – July 2005, apresentado à Autoridade da Concorrência em 4 de Agosto de 2005.

<sup>66</sup> PPA designa “Power Purchase Agreement”, ou seja, a versão em Inglês de CAE

- Quaisquer desvios das quantidades vendidas em mercado, face às quantidades óptimas Valoragua, por exemplo, derivadas de comportamentos estratégicos, serão penalizados numa redução da compensação CMEC.
240. Esta segunda conclusão resulta da interpretação dada pela CRA ao artigo 4º, alínea m) do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro no sentido que, para efeito do cálculo das compensações, se entrará em linha de conta com as quantidades óptimas que o modelo Valoragua determinará *ex post* com base nas condições reais de hidraulicidade verificadas e com base na informação disponível no período em causa e não com as quantidades efectivamente vendidas em mercado.
241. Em face desta leitura do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a CRA conclui que o Grupo EDP, relativamente aos centros electroprodutores com direito a compensação CMEC, será indiferente relativamente aos preços de mercado e não terá incentivos em manipular os preços de mercado.
242. Esta conclusão resulta do comportamento das compensações CMEC, comportamento esse que será inverso aos preços de mercado. Ou seja, no pressuposto que as quantidades óptimas se mantêm, na eventualidade de uma subida dos preços de mercado, as compensações CMEC deverão ser revistas em baixa, e vice-versa se os preços diminuírem.
243. A leitura dos incentivos económicos associados às compensações CMEC, realizada por esta Autoridade, difere daquela que a notificante apresenta.
244. Por um lado, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro não é suficientemente claro quanto à forma como efectivamente serão determinados alguns dos parâmetros necessários para o cálculo das compensações, como sejam, a metodologia específica para calcular os preços médios verificados por posto horário ou a forma como a informação de mercado e das condições reais de hidraulicidade serão determinadas e utilizadas para calcular a revisão das compensações CMEC.
245. Por outro lado, a leitura realizada pela CRA ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, não tem em consideração alguns aspectos relativos ao cálculo das compensações que poderão ser determinantes no que respeita aos incentivos económicos que se poderão associar ao mecanismo CMEC's.
246. Estes aspectos são, por exemplo, (i) as especificidades técnicas associadas ao modo como as compensações CMEC serão revistas em função dos preços de mercado, efectivamente verificados, e das quantidades vendidas no mercado de produção de energia eléctrica e (ii) a existência de um valor máximo de compensação fixado para cada centro electroprodutor e para cada ano.

### 6.2.1 O mecanismo de revisão das compensações CMEC não afasta a possibilidade de existirem comportamentos estratégicos

247. O modelo Valoragua é um modelo de optimização do despacho económico que toma como referência os custos de produção dos centros electroprodutores com os quais a REN contratualizou CAE's. Desse processo de optimização resulta o despacho económico da produção que minimiza os custos de fornecimento.
248. As quantidades óptimas estimadas por este modelo, para efeitos do cálculo das compensações, definem qual seria o comportamento competitivo da EDP, i.e., o comportamento que seria obtido caso a EDP construísse as suas ofertas no mercado organizado com base nos custos marginais de produção.
249. Contudo, face às formas de comercialização consagradas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto – contratação bilateral e mercado organizado – a existência de um referencial de quantidades competitivas, determinadas pelo modelo Valoragua, não oferece garantias suficientes para que sejam mitigadas preocupações quanto à existência de comportamentos estratégicos.
250. Com efeito, as quantidades vendidas no mercado em cada posto horário, que comparam com as quantidades óptimas Valoragua, corresponderão à soma das quantidades vendidas por via da contratação bilateral e por via do mercado organizado.
251. Neste sentido, eventuais estratégias de restrição da oferta, pela EDP, no mercado organizado poderão ser compensadas por vendas acrescidas, desta, em sede de contratação bilateral, de modo que as vendas totais em cada posto horário correspondam às quantidades óptimas Valoragua.
252. Existem um conjunto de factores que potenciam tal possibilidade, como sejam:
- a. A EDP detém uma posição dominante na comercialização, no âmbito do SENV<sup>67</sup> e na comercialização regulada, tendo dessa forma liberdade para escolher a forma como deverá definir as quantidades a transaccionar no mercado organizado e no mercado de contratação bilateral;
  - b. A EDP conhece a metodologia associada ao modelo Valoragua, podendo, dessa forma, determinar as quantidades óptimas que deverá vender no mercado de produção de energia eléctrica;

---

<sup>67</sup> Segundo o documento da ERSE Desenvolvimento do Sistema Eléctrico Não Vinculado em 2004, a quota de mercado da EDP na comercialização no SENV ascendia a 62,8%.

- c. As quantidades óptimas Valoragua são determinadas para os 60 postos horários de um ano, considerados no Anexo III do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

Desses 60 postos horários, o de menor duração corresponde a 40 horas de um mês enquanto o de maior duração corresponde a 208 horas de um mês.

Existe, deste modo, ampla margem para ajustar comportamentos diversos na contratação bilateral e no mercado organizado no sentido de replicar o resultado competitivo obtido pelo modelo Valoragua.

253. Esta leitura do diploma legal que institui o mecanismo de compensação CMEC é, aliás, coincidente com aquela que foi realizada no Livro Branco sobre a reforma do mercado eléctrico de Espanha<sup>68</sup>, publicado em Junho de 2005, onde se refere, a propósito das compensações CMEC, na página 189<sup>69</sup>:

*“Parece questionável que os ajustes anuais que se realizam ex post dependam dos cálculos de um modelo que está em poder não somente da REN mas também da EDP e que não temos informação que qualquer outro agente distinto dos actuais proprietários o possa replicar. Seria conveniente estudar se esta circunstância não oferece a esta última [EDP] a possibilidade de gerir as suas instalações arbitrando com os resultados do modelo, que conhece ex ante.”*

E na página 200<sup>70</sup>:

*“É possível que na prática os CMEC permitam alguma oportunidade de conseguir um benefício adicional afastando-se desta estratégia competitiva”*

---

<sup>68</sup> Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, José Ignacio Pérez Arriaga, 30 de junio de 2005

<sup>69</sup> Tradução livre do Espanhol das afirmações a sublinhado:

*“No es el objeto de este Libro Blanco discutir o mecanismo portugués, si bien en principio, parece poderse colegir de la información a la que el equipo encargado del mismo ha podido tener acceso, que puede constituirse en un mecanismo útil para mitigar el potencial poder de mercado de EDP en Portugal si la interconexión de la red de transporte entre ambos países se congestionase y que por tanto no debería apenas interferir en la formación del precio conjunto del futuro mercado ibérico. Si parece cuestionable que los ajustes anuales que se realizan ex post dependan de los cálculos de un modelo que está en poder no sólo de REN sino también de EDP y que no tenemos noticia que cualquier agente ajeno distinto de los actuales propietarios puede replicar. Sería conveniente estudiar si esta circunstancia no otorga a esta última la posibilidad de gestionar sus instalaciones arbitrando entre los resultados del modelo, que conoce ex ante, y los precios del mercado, y en esa línea, no sería mala idea que fuese la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE – la que se encargara de realizar las simulaciones y cálculos.”*

<sup>70</sup> Tradução livre do Espanhol das afirmações a sublinhado:

*“Como consecuencia de la existencia de los CMEC, el generador portugués EDP está en buena medida condicionado en su comportamiento en el mercado. En esta simulación se supondrá que la empresa oferta siempre de forma totalmente competitiva. Es posible que en la práctica los CMEC dejen alguna oportunidad de conseguir un beneficio adicional apartándose de esta estrategia competitiva, pero aquí se ha optado por realizar un análisis conservador e ignorar esta posibilidad de manipulación de los precios.”*

254. Do exposto conclui-se que as compensações CMEC não afastam a possibilidade de ocorrerem comportamentos estratégicos nos centros electroprodutores que beneficiam destas compensações.
255. Embora, em teoria, de acordo com o mecanismo de compensações CMEC, os centros electroprodutores com direito a esta compensação não beneficiem directamente dos resultados económicos induzidos por potenciais comportamentos estratégicos, verifica-se que a produção da EDP sem direito a tal compensação pode beneficiar desses comportamentos uma vez que o respectivo resultado económico se encontra directamente relacionado com os preços e quantidades vendidas em mercado.
256. Nessa medida, eventuais comportamentos estratégicos com centros electroprodutores com direito a compensação CMEC não serão de excluir.
257. Note-se que esta conclusão não releva directamente para a análise dos incentivos estratégicos associados à PRE eólica, mas não pode deixar de ser considerada pertinente para efeitos da identificação dos potenciais incentivos que a EDP possa deter na sua participação no mercado de produção de energia eléctrica.

#### **6.2.2 O valor máximo das compensações CMEC, sendo atingido, altera os incentivos económicos do grupo EDP no mercado de produção de energia eléctrica**

258. As compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE têm associado um limite máximo, definido no Anexo VI do Decreto-Lei 240/2004, de 27 de Dezembro. Este limite máximo é definido para cada ano civil e para cada centro electroprodutor.
259. Este limite é tido em conta, anualmente, no cálculo do montante das compensações CMEC, cabendo à DGGE confirmar que este limite não é ultrapassado.
260. A existência de um limite máximo de compensação CMEC tem como significado que, uma vez este seja ultrapassado, cessa o direito a receber a compensação. Para além desse limite máximo, os resultados económicos de todos os centros electroprodutores explorados pela EDP passam a estar efectivamente dependentes dos preços de mercado.
261. Nessa medida, atingido o valor máximo de compensação CMEC, alteram-se os pressupostos que conduzem à conclusão da CRA – citada no ponto 241 – que define que a EDP, mediante o modelo de cálculo das compensações, não terá incentivos a adoptar comportamentos estratégicos.

262. Esta conclusão é aliás corroborada pelo estudo apresentado à Autoridade da Concorrência pela CEPA – Cambridge Economic Policy Associates Ltd., na análise realizada ao mecanismo de compensação CMEC.<sup>71</sup>
263. Isto acontecerá independentemente da possibilidade das compensações serem revistas em função dos desvios que possam ser verificados entre as quantidades vendidas em mercado e as quantidades óptimas Valoragua. Essa revisão só constituiria uma restrição a comportamentos estratégicos da EDP para montantes de compensação inferiores aos valores máximos de compensação.
264. Além do mais, como se conclui no ponto 251, as quantidades óptimas Valoragua podem ser replicadas, mesmo num contexto em que possam ser registados comportamentos estratégicos no mercado organizado.
265. O desempenho das compensações CMEC depende tanto dos preços como das quantidades vendidas ou quantidades óptimas Valoragua. Com efeito, o rendimento auferido no mercado de produção de energia eléctrica resultará da multiplicação da margem preço-custo verificada pela quantidade vendida de cada centro electroprodutor.
266. Num cenário de baixa produção a compensação CMEC tenderá a crescer no sentido de compensar a perda de receitas derivada de menores níveis de produção. Contudo, existe um limite máximo de compensação que não poderá ser ultrapassado.
267. A ocorrência de um cenário em que seja ultrapassado o limite máximo da compensação dependerá do afastamento das hipóteses base que foram utilizadas para conduzir o processo de cálculo da produção a considerar para efeitos da determinação do valor das compensações, como especifica o Anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.
268. Segundo informação enviada a esta Autoridade pela REN, em resposta a pedido de elementos<sup>72</sup>, as quantidades estimadas pelo modelo Valoragua, foram determinadas na hipótese de um cenário de hidraulicidade correspondente às condições hidrológicas médias.
269. Um cenário de baixos preços nos mercados organizados conjugados com quantidades vendidas ou quantidades óptimas Valoragua significativamente inferiores àquelas que foram determinadas no cenário base de hidraulicidade, poderão conduzir a situações em que os limites máximos das compensações sejam atingidos.

---

<sup>71</sup> Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Study on Electricity and Gas Markets in Portugal, April 2004.

<sup>72</sup> Informação enviada pela REN no âmbito desta operação de concentração em 14 de Julho de 2005.

270. Em face do exposto, considera-se que podem ocorrer circunstâncias em que o resultado económico dos centros electroprodutores com direito a compensações CMEC passe a estar directamente dependente dos preços do mercado organizado.
271. Tal corresponde a uma modificação dos pressupostos apresentados pela notificante no que se refere à ausência de incentivos para adoptar comportamentos estratégicos nos centros electroprodutores com direito a compensação CMEC.

### 6.3 Os pressupostos utilizados pela notificante para avaliar a racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica são contestáveis

272. Para os centros electroprodutores não vinculados a CAE's que, actualmente estão inseridos no âmbito do SENV, o respectivo desempenho económico será determinado tanto pelos preços de mercado, como pelas quantidades vendidas.
273. Nessa medida, é possível identificar incentivos económicos no sentido de promover subidas estratégicas dos preços no mercado organizado. Este facto é reconhecido pela notificante, nomeadamente nos estudos que apresentou a esta Autoridade, realizados pela NERA<sup>73</sup> e pela CRA.
274. Embora reconhecendo o potencial efeito de uma redução da produção de energia de origem eólica numa subida dos preços no mercado organizado, o estudo da CRA sustenta, contudo, que tal comportamento dificilmente seria economicamente racional (corroborando as conclusões do estudo do NERA, apresentado à Autoridade da Concorrência em 16 de Março de 2005), face:
- Ao preço elevado a que é vendida a energia eléctrica produzida a partir de meios eólicos, definindo um custo de oportunidade elevado de um comportamento estratégico que resultasse numa redução da produção de origem eólica; e,
  - À reduzida dimensão da produção não vinculada, como sendo aquela que, efectivamente, beneficiaria de um incremento de preços.
275. O estudo da CRA adianta, inclusivamente, um valor crítico da elasticidade da oferta (cifrado em 6,6%), abaixo do qual um comportamento estratégico de redução da produção de origem eólica poderia ser considerado como rentável. O valor crítico obtido pela CRA é, por esta, considerado como bastante inferior ao que será expectável para a elasticidade da oferta no mercado organizado.
276. O significado da elasticidade da oferta determinada pela CRA será que, para que um comportamento estratégico na PRE eólica seja economicamente racional, a redução de

---

<sup>73</sup> Nera Economic Consulting - “*Competitive Assessment of Potential EDP Acquisitions in the Renewable Energy Sector in Portugal*”, apresentado à Autoridade da Concorrência em 16 de Março de 2005.

quantidade de PRE eólica terá que ser correspondida por uma subida de preço no mercado organizado muito significativa.

277. Segundo a CRA, apenas uma subida elevada do preço de venda da produção da EDP actualmente presente no âmbito do SENV, permitirá compensar a perda de receita resultante da redução estratégica da PRE eólica, dado o preço elevado a que é vendida a PRE eólica.
278. A análise realizada pela CRA é contudo susceptível de ser contestada em face dos pressupostos utilizados para aferir o valor crítico da elasticidade da oferta, o critério em que a CRA se baseia para avaliar a racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica.
279. Em particular, consideram-se contestáveis ou de difícil verificação os pressupostos utilizados (i) quanto ao preço de venda da energia eólica considerado, (ii) quanto à hipótese utilizada relativa ao grau de liquidez do mercado organizado e (iii) quanto às capacidade produtiva dos centros electroprodutores da EDP sem direito a compensações CMEC.

a) O preço de venda da PRE eólica relevante para avaliar o custo de oportunidade de um comportamento estratégico é inferior ao que foi utilizado pela CRA

280. Considerando que a energia eólica não é armazenável, um comportamento estratégico que se traduza numa diminuição de produção da PRE eólica terá associado um custo de oportunidade, definido na receita perdida, calculada por referência à quantidade que não se produziu e ao preço marginal a que é avaliada essa produção.
281. A CRA utilizou, como valor de referência para calcular o custo de oportunidade de uma estratégia de restrição da oferta de produção de origem eólica, a tarifa média global a que é remunerada este tipo de produção.
282. Contudo, como é resultado do sistema tarifário que será aplicado às instalações de Ortiga e Safra<sup>74</sup>, a remuneração tarifária é decrescente em função dos patamares de horas equivalentes anuais<sup>75</sup> que um parque eólico produza.

---

<sup>74</sup> Embora o regime de remuneração da PRE eólica tenha sido alterado pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, esta alteração não abrange as instalações da Ortiga e Safra, que podem optar por permanecer no regime de remuneração anteriormente em vigor, estabelecido conforme o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, alterada pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro.

<sup>75</sup> “Horas Equivalentes Anuais” é um indicador da produção de um parque eólico em que se considera o rácio da produção realizada num ano pela potência instalada no parque. Este indicador considera a produção medida em horas de produção à potência máxima instalada no parque.

283. A tarifa média aplicada à produção registada, até às primeiras 2000 horas de potência equivalente anual, é maior que a tarifa média aplicada à produção em excedente desse nível de produção.
284. Para cada bloco de 200 horas em excedente das 2000 horas de produção, a tarifa média aplicada diminui, até ao limite das 2600 horas. A partir deste patamar de produção equivalente anual define-se o nível mínimo tarifário a aplicar.
285. Os valores tarifários por blocos de horas são apresentados no estudo da CRA, que se reproduz na seguinte tabela.

**Tabela 4: Tarifas a aplicar, à PRE eólica, relativas às instalações da Ortiga e da Safra, de acordo com as disposições do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro.<sup>76</sup>**

horas equivalentes anuais	Tarifa (€/MWh)	Proporção das horas
< 2000	86	80%
2000 – 2200	73	8%
2200 – 2400	62	8%
2400 – 2500	53	4%
Média ponderada	83	

Fonte: CRA.

286. O custo de oportunidade de uma unidade não produzida por um parque eólico, que tenha como previsão uma produção anual superior a 2400 horas, deverá corresponder à tarifa média aplicada ao excedente de produção relativo ao bloco das horas equivalentes anuais superiores às 2400 horas e inferiores às 2600.
287. De acordo com a notificante, esta tarifa média só se deverá verificar, para as instalações da Ortiga e Safra, no mês de Dezembro.
288. Contudo, para efeitos de determinar qual o custo de oportunidade de uma unidade não produzida, deverá ser irrelevante se esta unidade se refere ao mês de Dezembro ou a qualquer outro mês do ano.
289. Com efeito, uma alteração de produção, em um qualquer período do ano, para um parque que se estime produzir mais de 2400 horas equivalentes anuais, deverá interferir apenas com a remuneração referente ao bloco de produção em excedente às

<sup>76</sup> O valor médio calculado refere-se a um parque eólico que produza 2500 horas equivalentes num ano. Por isso, o limite do bloco de horas marginal considerado pela CRA é definido nas 2500 horas, e não nas 2600 horas, como definido no regime remuneratório específico aplicado à Safra e Ortiga.

2400 horas, e não com a produção referente aos blocos de produção inferiores a esse patamar de produção.

290. Tal é resultado do facto da remuneração global dos blocos de produção referentes a produções inferiores a esse excedente se manter inalterado.
291. Nesse sentido, a tarifa média a considerar deverá ser a relativa aos excedentes de produção acima das 2400 horas anuais, que corresponde ao preço de 53 Euros / MWh e não os 83 Euros/MWh que a CRA considera na sua análise.
292. Segundo a notificante, as produções anuais dos parques eólicos por esta explorados, medidas em horas equivalentes anuais, levam contudo a considerar que é possível existir alguma variabilidade anual relativamente às horas equivalentes anuais que um parque produza.
293. Tal induz algum nível de incerteza quanto à determinação da tarifa marginal eólica, se a referente ao bloco de produções em excedente das 2400 horas ou se referente ao bloco de produções em excedente das 2200 às 2400 horas. Contudo, mesmo assim, tal não é argumento suficiente para que se considere que o custo de oportunidade seja medido pela tarifa média global.
294. Considerar uma tarifa eólica mais baixa tem como significado que a subida de preço do mercado organizado necessária para que o comportamento estratégico na PRE eólica seja economicamente racional, não deverá ser tão elevado como a CRA preconiza, conforme o valor crítico da elasticidade por esta apurado.

*b) A liquidez do mercado organizado deverá ser inferior àquela que a CRA considerou na sua análise*

295. A CRA utilizou como hipótese analítica para calcular a elasticidade da oferta que todas as transacções processar-se-iam através do mercado organizado. Nesta hipótese, o mercado organizado terá a máxima liquidez possível.
296. A hipótese de liquidez é determinante para efeitos do valor crítico da elasticidade que permite considerar como economicamente racional ou não um comportamento estratégico na PRE eólica. Considerar uma menor liquidez do mercado organizado teria como resultado que o valor crítico da elasticidade seria superior àquele foi apurado pela CRA.
297. A hipótese de que todas as transacções processar-se-iam através do mercado organizado não parece ser consentânea com o modelo de mercado proposto no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, que admite duas modalidades de comercialização grossista, seja através do mercado organizado, seja através da contratação bilateral física.

298. Por definição, um mercado menos líquido será um mercado em que pequenas variações na oferta, ou na procura, são susceptíveis de provocar variações não negligenciáveis nos preços.
299. Quanto maior for o volume de transacções no mercado de contratação bilateral, menor será a liquidez do mercado organizado.
300. A este respeito convirá recordar o que as autoridades reguladoras de Portugal e Espanha referiram, em 2002, num documento conjunto<sup>77</sup>, a propósito do MIBEL, da sua estrutura da oferta e do desenvolvimento de um mercado grossista assente na contratação bilateral e em mercados organizados:

*“a previsível contratação bilateral entre as empresas de produção e comercialização do mesmo grupo retira liquidez ao mercado spot e torna a formação de preços por grosso um processo potencialmente opaco”*

*“A existência de quatro grupos empresariais [EDP, Union Fénosa, Iberdrola, Endesa] cujas áreas tradicionais de influência (distribuição e venda a clientes finais) cobrem praticamente todo o território da Península Ibérica, sendo cada um deles quase auto-suficiente em termos de meios de produção, coloca a questão de saber se a possível e previsível contratação bilateral entre empresas de produção e comercialização de um mesmo grupo deixa margem para o desenvolvimento de um mercado spot, elemento indispensável à transparência e eficiência do mercado grossista.”*

301. Como se referiu aquando da Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, não existem, presentemente, dados para aferir do futuro grau de liquidez do mercado organizado. Contudo, face ao modelo de comercialização grossista da energia eléctrica proposto pelo Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, a hipótese de liquidez do mercado organizado utilizada pela CRA não pode ser considerada como válida para determinar o valor crítico da elasticidade que permite considerar como economicamente racional um comportamento estratégico na PRE eólica.

c) *A Capacidade instalada e produção em centros electroprodutores sem compensações CMEC da EDP deverá crescer nos próximos anos*

302. Os incentivos específicos em promover uma subida de preços encontram-se identificados nas centrais da EDP que não beneficiam de compensação CMEC, uma vez que, para estas, a sua remuneração depende efectivamente das quantidades transaccionadas e dos preços de mercado.

---

<sup>77</sup> Relatório de etapa sobre o Mercado Ibérico de Electricidade – Pontos de Convergência e Questões em Aberto, ERSE/CNE, Fevereiro de 2002.

303. Este aspecto é reconhecido pela notificante, nomeadamente nos estudos apresentados a esta Autoridade.
304. As centrais não vinculadas da EDP totalizam, em 2005, uma capacidade instalada de [...] MW, repartida pela Central Termoeléctrica do Ribatejo (TER), actualmente com dois grupos de [...] MW cada e centrais hidroeléctricas que totalizam uma capacidade de [...] MW<sup>78</sup>. Conforme informação veiculada pela EDP, em resposta a pedido de elementos, estima-se que esta capacidade instalada venha a crescer para [...] MWh em 2006, com a instalação do terceiro grupo da TER do Ribatejo.
305. Considerando apenas a central TER do Ribatejo, de acordo com as previsões realizadas pela EDP fornecidas em resposta a pedido de elementos, esta deverá corresponder, em 2007, a cerca de [20-30%] da produção total estimada em centrais PRO da EDP nesse ano. Trata-se apenas de um valor médio. Em determinados períodos horários, a participação da TER pode inclusivamente ultrapassar este limiar.
306. A CRA, na análise da elasticidade que conduziu, considerou a produção que não beneficia de compensações CMEC existente em 2004, não incorporando, deste modo, o crescimento estimado desta produção para 2006. Note-se que quanto maior a dimensão da produção da EDP sem direito a compensação CMEC, menor terá que ser o crescimento do preço no mercado organizado induzido por um comportamento estratégico na PRE eólica, para que esse comportamento se considere como economicamente racional.
307. A dimensão relevante desta capacidade instalada e o seu peso crescente na produção de electricidade no grupo EDP são factores que podem potenciar os incentivos estratégicos que a EDP possa deter em promover subidas de preços nos mercados organizados, seja através da PRE eólica, o caso em apreço, seja através das suas centrais marginais, abrangidas pelas compensações CMEC.

d) Conclusão

308. A adopção de pressupostos diferentes daqueles que foram utilizados pela CRA pode levar a valores críticos da elasticidade da oferta mais elevados que os apurados, conduzindo potencialmente a conclusões distintas quanto à existência ou não de racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica.
309. Como se referiu, os pressupostos utilizados pela CRA, nomeadamente no que se refere à tarifa eólica utilizada para determinar o custo de oportunidade de uma restrição de oferta, ao grau de liquidez do mercado organizado e à dimensão da produção não vinculada da EDP são contestáveis ou dificilmente verificáveis.

---

<sup>78</sup> Estes centros produtores hidroeléctricos apresentaram, em 2004, uma taxa de utilização da potência instalada de aproximadamente [...]. A produção média destas centrais nesse ano foi de [...] MW, valor que, segundo a notificante, se encontra sujeito a uma elevada variabilidade.

310. Em face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que as dúvidas suscitadas, aquando da Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, mantêm-se no que dizem respeito à inexistência de incentivos ou à sua reduzida dimensão para adopção de comportamentos estratégicos na PRE eólica que tenham como objectivo induzir um aumento dos preços do mercado organizado.

#### **6.4 As características regulamentares e técnicas que caracterizam a PRE eólica não previnem a possibilidade de comportamentos estratégicos**

311. Apesar das dúvidas existentes quanto à ausência de racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica, procedeu-se a uma análise das características regulamentares e técnicas da produção eléctrica baseada em geradores eólicos, que permita avaliar em concreto da possibilidade desta forma de produção ser utilizada para a adopção de comportamentos estratégicos nos mercados organizados.
312. Com efeito, as características regulamentares e técnicas que caracterizam a produção de energia eléctrica num contexto de PRE, não se apresentam, actualmente, como suficientes para assegurar a Autoridade da Concorrência que eventuais distorções no exercício dessa actividade não se venham a reflectir na actividade global de produção de energia eléctrica.
313. De facto, apesar do vento, a fonte primária de energia para meios de produção eólicos, ser uma variável não susceptível de ser controlada, já a disponibilidade para produzir constitui uma variável efectivamente controlada pelos produtores eólicos.
314. Analisam-se, nos próximos pontos, o modo específico como a PRE eólica interferirá com os resultados do mercado organizado e as condições e capacidade de previsão do recurso eólico que, potencialmente, tornam racional um comportamento estratégico na PRE eólica.

##### **6.4.1 O regime de exploração da PRE eólica prevê a comunicação de informação de exploração entre o produtor e a entidade que explora a rede**

315. O contrato tipo de fornecimento de energia entre o produtor independente (i.e. produtor em regime especial) e a entidade que explora a rede pública foi definido na Portaria n.º 416/90, de 6 de Junho.
316. Este contrato tipo rege, essencialmente, as condições de acesso à rede receptora, respectiva exploração e a leitura e facturação da energia produzida.
317. O contrato tipo contém, ainda, em anexo, um protocolo de exploração, que especifica os procedimentos a observar na exploração dos equipamentos de produção.

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 49

318. O contrato é celebrado entre o produtor independente e a entidade que explora a rede pública. Nestes termos, consoante a rede específica a que o produtor se encontre ligado, o contrato de fornecimento será celebrado, ora com a entidade que explora a rede de distribuição – EDP Distribuição, ora com a entidade que explora a rede de transporte – REN.
319. Existe, contudo, a possibilidade, mediante acordo entre a REN e a EDP Distribuição, de um produtor ligado à rede de distribuição realizar o contrato de fornecimento directamente com a concessionária da rede de transporte – a REN.
320. Ainda assim, e sem prejuízo do disposto no ponto 318, apesar de existirem contratos de fornecimento assinados com a EDP Distribuição, a obrigação de compra da energia de produtores em regime especial, recai, conforme as normas legais em vigor, sobre a REN, entidade concessionária da rede de transporte.
321. Da investigação realizada, é possível observar que os contratos de fornecimento praticados pela REN e pela EDP Distribuição, embora seguindo o mesmo contrato tipo estabelecido na Portaria n.º 416/90, de 6 de Junho, apresentam diferenças importantes.
322. Estas diferenças devem-se essencialmente a um conjunto de obrigações contratuais que foram, acessoriamente, incorporadas pela REN à sua modalidade de contrato.
323. Estas obrigações acessórias têm por fim conformar a sua modalidade de contrato com as alterações, entretanto ocorridas no Sector Eléctrico em Portugal.
324. As alterações, introduzidas pela REN são, nomeadamente, as seguintes:
- A obrigação da leitura da contagem da energia ser realizada por intermédio de telecontagem, o que permite à REN conhecer em tempo real a produção de cada parque eólico;
  - A introdução, no Protocolo de Exploração, de um conjunto de obrigações do produtor em relação à informação de exploração que este deverá transmitir à REN.

Entre as obrigações introduzidas, contam-se, nomeadamente, a necessidade do produtor comunicar à concessionária da RNT o *(i)* estado de disponibilidade para produzir do parque de geradores eólicos; *(ii)* indisponibilidades fortuitas dos geradores que possam ocorrer; e *(iii)* previsões semanais de produção, discriminadas por período tarifário, “a qual poderá ser ajustada, mediante pedido da REN, caso os condicionalismos de exploração das instalações assim o permitam.”

325. Estas obrigações não existem nos contratos de fornecimento de energia praticados pela EDP Distribuição. Por um lado, conforme determinam esses contratos, a contagem da energia realiza-se com periodicidade mensal.
326. Existe, por isso, um significativo desfasamento temporal relativo ao conhecimento das produções realizadas por produtores que tenham contrato de fornecimento com a EDP Distribuição.
327. Por outro lado, no protocolo de exploração relativo aos contratos de fornecimento da EDP Distribuição, os produtores não estão obrigados a dar conhecimento à EDP Distribuição ou à REN a informação de exploração especificada no ponto 324. Nesse sentido, para estes produtores, a REN desconhece qual o estado de disponibilidade dos geradores que compõem o parque eólico.
328. Em face do exposto, é possível concluir que existem, no âmbito da PRE eólica, regimes distintos no que concerne à informação de exploração dos equipamentos de produção eólicos que deverá ser comunicada à REN, enquanto entidade que está obrigada à sua compra.
329. Estes regimes têm consequências importantes quanto ao nível e actualização do conhecimento da produção PRE, que a REN detém em qualquer momento, e deverão ser tidos em conta no exercício das funções que a concessionária da RNT terá nos mercados organizados.

#### **6.4.2 A previsão da produção da energia eléctrica com origem em geradores eólicos depende da disponibilidade para produzir manifestada pelos produtores**

330. A PRE eólica é tipicamente classificada como geração não despachável/não controlável e, às previsões desta produção, não é associada uma garantia de potência – i.e., a sua produção depende, somente, das condições do recurso “vento” e não das condições da procura.
331. Segundo a REN, em resposta a pedido de elementos, e relativo à PRE eólica, “*no universo das empresas gestoras da rede de transporte de electricidade considera-se como tempo de previsão mais próximo da potência garantida as 6 (seis) horas.*”
332. A metodologia de previsão da produção de origem eólica adoptada pela REN segue os modelos *standards* de previsão neste domínio, incorporando informação de natureza meteorológica.
333. Conforme descrito pela REN, esta metodologia de previsão encontra-se subdividida em duas fases:

- a. A primeira fase consiste em, a partir de informação meteorológica, obter estimativas da intensidade e direcção do vento, em regiões circunscritas, correspondentes às zonas onde se encontram instalados os parques eólicos. Esta estimativa é fornecida, diariamente à REN, por uma equipa do Instituto Superior Técnico;
  - b. A segunda fase corresponde à estimativa de energia de origem eólica produzida por cada parque, mediante a conjugação da estimativa da intensidade e direcção do vento na região em que este se encontra, obtida na primeira fase, com as características técnicas e de potência dos geradores eólicos instalados no parque.
334. A informação de disponibilidade, descrita no ponto 324, requerida aos produtores, tem por fim melhorar a previsão de produção.
335. Tudo o resto constante, uma menor taxa de disponibilidade dos geradores eólicos instalados, comunicada pelo produtor à REN, corresponde a uma menor previsão da produção eólica obtida pela REN. Por exemplo, se num dado parque com 10 geradores o produtor eólico comunicar a disponibilidade de 9 aerogeradores, a REN, na sua previsão de produção terá em conta apenas a potência disponível dos 9 geradores.
336. A incorporação crescente de produção PRE com origem eólica introduz a necessidade de desenvolver metodologias de previsão mais fiáveis. Tal terá como consequência que a obrigação de comunicação de informação de disponibilidade, actualmente restrita ao universo dos produtores que contratualizaram o fornecimento com a REN, se estenda a uma parte substancial dos produtores eólicos que neste momento ainda não estão sujeitos a tal obrigação.
337. A este respeito, tem-se em conta o que é referido no documento comum produzido pelas entidades reguladoras de Portugal (ERSE) e Espanha (Comision Nacional de Energía), que propõe o modelo de organização do MIBEL<sup>79</sup>:

*“PREVISÃO DA PRE NÃO CONTROLÁVEL*

*Relativamente às instalações não controláveis julga-se necessário começar por desenvolver procedimentos de previsão de produção, por posto horário, para horizontes de tempo coincidentes com os períodos de funcionamento do mercado.*

*O nível de agregação de PRE na elaboração destas previsões em cada área de controlo e o grau de discretização dessa informação (caracterização da produção por nó da rede de transporte) necessitam assim de ser cuidadosamente avaliados.*

---

<sup>79</sup> Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade, ERSE/CNE, Março de 2002

*Estas previsões poderão ser da responsabilidade de agentes agregadores deste tipo de produção que deverão explorar nomeadamente informação de carácter meteorológico, histórica e outra que se considere relevante para o efeito.”*

#### **6.4.3 A previsão da PRE eólica, independentemente do nível e magnitude do erro de previsão, terá efeitos nos preços e quantidades PRO transacionadas nos mercados diários**

338. No regime actual, a produção eólica<sup>80</sup> e as suas variações são compensadas em tempo real pela REN com recurso às centrais PRO integradas no SEP, ao abrigo dos respectivos Contratos de Aquisição de Energia.
339. Este modelo de incorporação da energia PRE de origem eólica deverá ser alterado, por via da cessação dos CAE, pela criação do mercado organizado e pelo crescimento da potência instalada em parques eólicos.
340. Nos termos do Acordo entre Portugal e Espanha (Outubro 2004)<sup>81</sup>, relativo à constituição do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, os mercados organizados foram definidos como os seguintes<sup>82</sup>:
- 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 aos blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física;
  - c. *Mercado intradiário*, de liquidação necessariamente por entrega física.
341. O mercado intradiário, como refere o Regulamento de Relações Comerciais, terá por função as transacções “*referentes aos ajustes ao programa contratado no mercado diário.*”<sup>83</sup>
342. O artigo 6.º do Acordo relativo ao MIBEL de Outubro de 2004 adianta ainda que “*a contratação dos serviços de ajuste do sistema (i.e. serviços 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.*”
343. A produção PRE de origem renovável, em especial a eólica, como referido anteriormente, apresenta dificuldades de previsão em prazos superiores a 24 horas, o

<sup>80</sup> À semelhança de qualquer outra produção em regime especial.

<sup>81</sup> Cimeira Luso-Espanhola de 1 e 2 de Outubro de 2004, em Santiago de Compostela.

<sup>82</sup> Artigo 6º - Mercados de contratação de energia eléctrica no MIBEL.

<sup>83</sup> Artigo 193º do Regulamento de Relações Comerciais, ERSE, Agosto de 2005.

que reserva a sua participação aos mercados de curto-prazo (diário, intra-diário e serviços de sistema), excluindo-se, desta forma, a sua participação nos mercados a prazo.

344. Nestes termos, a influência da PRE de origem eólica no mercado organizado deverá ser definida em função das previsões de curto-prazo desta forma de produção e variável segundo o horizonte temporal que se considere.
345. No mercado diário esta influência será exercida sobre as quantidades transaccionadas e preços de transacção, com base numa previsão de produção definida com um dia de antecedência.
346. O nível de influência da PRE eólica no mercado diário dependerá da quantidade estimada de produção de origem eólica, que surgirá do lado da oferta. Independentemente de existir um erro de previsão e da sua magnitude, a previsão conduz a um resultado específico de mercado, traduzido em preços e quantidades transaccionadas.
347. No mercado intradiário, a influência da PRE de origem eólica será exercida sobre as transacções referentes aos ajustes ao programa contratado no mercado diário, em face da actualização das previsões desta forma de produção.
348. No mercado de serviços de sistema, esta influência resultará dos desvios entre a produção prevista e a produção efectivamente verificada. Estes desvios de previsão deverão ser consideravelmente menores que nos dois mercados anteriormente referidos, uma vez que correspondem a previsões realizadas com menor antecedência e, por isso, com maior nível de fiabilidade estatística.

#### **6.4.4 A manipulação da disponibilidade dos geradores eólicos pode constituir uma forma de comportamento estratégico na PRE eólica**

349. A comunicação, por parte do produtor PRE, da disponibilidade dos geradores eólicos para produzir pode, em si, permitir a existência de um comportamento estratégico no sentido de promover uma redução da previsão da PRE eólica, com o intuito de induzir uma subida de preços no mercado organizado.
350. Independentemente do facto das previsões obtidas com 24 horas de antecedência conterem um erro de previsão potencialmente elevado, elas são relevantes para efeitos da formação dos preços horários no mercado diário. Os erros de previsão têm sobretudo impacto nos mercados intradiários e no mercado de serviços de sistema.
351. Contudo, da análise realizada, verifica-se que relativo aos parques eólicos que contratualizaram o fornecimento com a EDP Distribuição, não existe obrigação de

comunicação do estado de disponibilidade dos geradores eólicos. Assim sendo, para parques de geradores eólicos nesta situação, a possibilidade de tal comportamento estratégico existir é menor.

352. Verifica-se, adicionalmente, que, na actualidade, apenas para os parques eólicos que têm contratualizado o fornecimento directamente com a REN existe medição de produção através de telecontagem. Para os restantes produtores, a REN desconhece, em tempo real, a respectiva produção. Para estes últimos, a respectiva produção é conhecida com um significativo atraso.
353. No entanto, dever-se-á ter em conta a potencial evolução futura na aplicação de sistemas de previsão da produção de energia a partir de meios eólicos. A obrigação de comunicação de informação de disponibilidade dos geradores, que hoje se aplica apenas aos parques que têm contratualizado o fornecimento com a REN, poderá potencialmente estender-se aos parques contratualizados com a EDP Distribuição.
354. Tem-se em conta, nomeadamente, o que as autoridades reguladoras do sector energético de Portugal e Espanha, ERSE e CNE, o referem no documento que propõe o modelo de organização do MIBEL.
355. No sentido de avaliar a possibilidade de manipulação da disponibilidade dos geradores eólicos, foi solicitada informação à notificante relativa aos níveis típicos de disponibilidade dos geradores eólicos e aos sistemas de previsão que esta utiliza na exploração dos parques eólicos, por si controlados.
356. Adicionalmente, foi solicitada informação à REN sobre os impactos específicos da produção de origem eólica na formação dos preços e quantidades transaccionadas nos mercados organizados.

#### **6.4.5 A disponibilidade típica dos geradores eólicos é elevada mas ainda assim suficiente para considerar que uma indisponibilidade estratégica seja de difícil detecção**

357. A leitura realizada aos elementos de disponibilidade dos geradores eólicos, enviados a esta Autoridade pela notificante, permite verificar que estes são tipicamente elevados.
358. Nos últimos três anos, dos [...] parques eólicos actualmente explorados pela Enernova, [...] apresentaram-se disponíveis para produzir entre [90-100%] e [90-100%] das horas de cada ano e as indisponibilidades fortuitas cifraram-se entre [<1%] e [<5%] das horas de cada ano.
359. Verifica-se, contudo, que existiu um conjunto de parques cujos níveis de disponibilidade se situaram abaixo dos [90-100%], nomeadamente os Parques Eólicos

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 55

de [...] e de [...] <sup>84</sup>. Tratam-se de Parques Eólicos que entraram em funcionamento em [...].

360. No caso do Parque Eólico de [...] a indisponibilidade fortuita foi registada em [5-15%] das horas em que este operou em [...].
361. Paralelamente, os contratos de manutenção dos geradores eólicos, nomeadamente [...], estipulam metas de disponibilidade a atingir de pelo menos [90-100%] das horas de um ano.
362. Estes contratos de manutenção definem penalizações financeiras para a empresa de manutenção caso estas metas de disponibilidade não sejam atingidas. Tal sistema de incentivos poderá levar a considerar que os valores típicos de disponibilidade deverão ser credíveis.
363. Os contratos de manutenção especificam, ainda, que as operações de manutenção deverão ser realizadas [...] <sup>85</sup>.
364. Em função do exposto, pode concluir-se que a indisponibilidade fortuita (imprevisível) e a paragem para fins de manutenção (previsível), num dado parque eólico, não deverão ultrapassar, no seu total, mais do que [<15] dias/ano, embora nalguns casos possa ultrapassar este período temporal.
365. Os níveis típicos de indisponibilidade dos geradores eólicos, embora reduzidos, serão ainda assim potencialmente suficientes para considerar que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos geradores, em períodos específicos, possa eventualmente ser dissimulada com outras justificações de cariz técnico.

#### 6.4.6 Os métodos de previsão utilizados pelos produtores eólicos têm associados [...] níveis de erro de previsão, diminuindo a capacidade dos agentes em antecipar a respectiva produção futura

366. Para além das entidades que têm por função a gestão do sistema eléctrico, também as empresas com meios de produção eólicos formulam previsões de produção.
367. Estas previsões têm por fim suportar decisões de manutenção – os contratos de manutenção especificam que as operações de manutenção deverão ser realizadas em períodos sem vento ou vento suave – ou suportar a sua actuação no mercado organizado, quando estão obrigadas a nele participarem, como acontece, actualmente, em Espanha para uma parte dos produtores eólicos.

<sup>84</sup> [...].

<sup>85</sup> Tradução do Espanhol da frase [...], disponibilizado pela notificante.

368. A notificante enviou elementos sobre os sistemas de previsão que utiliza nos parques eólicos controlados pelo grupo EDP em Espanha. A análise desta informação permite verificar que [...].
369. De acordo com estes elementos, o erro absoluto de previsão para a produção de parques individuais situa-se entre [...]. Para a previsão conjunta de dois parques o erro absoluto de previsão é menor, [...].
370. A existência de níveis de erro de previsão [...] tem como significado que a EDP, na avaliação da racionalidade do comportamento estratégico de restrição da oferta eólica, poderá sobreestimar ou subestimar o custo de oportunidade dessa estratégia.
371. Com efeito, se a produção eólica perdida em resultado do comportamento estratégico for avaliada, em termos *ex post*, como inferior à estimação *ex ante*, o comportamento estratégico poderá ser mais compensador que o inicialmente previsto.
372. Pelo contrário, o comportamento estratégico pode revelar-se como de menor racionalidade económica se a avaliação *ex post* conduzir a uma produção eólica perdida superior àquela inicialmente prevista.
373. Em face do exposto, a Autoridade da Concorrência considera que a capacidade de antecipar níveis de produção elevados, aqueles que justificam a existência de manipulações estratégicas da disponibilidade dos aerogeradores, é relativamente baixa, o que dificulta a avaliação da racionalidade económica do comportamento estratégico.

#### **6.4.7 Uma manipulação estratégica da disponibilidade dos geradores eólicos, para produzir efeitos sensíveis nos mercados organizados, terá que abranger um número muito significativo de geradores eólicos**

374. Interessa avaliar sobre qual a dimensão de uma manipulação estratégica da disponibilidade, ou seja, o número de aerogeradores que colocados em situação de indisponibilidade, produziram uma alteração sensível dos resultados dos mercados organizados.
375. Como refere a REN, em resposta a pedido de elementos:

*“Uma eventual estratégia de retirada de produção eólica, com o intuito de criar uma escassez artificial de geração, levando a uma subida de preços, parece-nos, à partida, de difícil exequibilidade na medida em que:*

- *A produção eólica é extremamente volátil;*
- *A influência de um parque, ainda que de grande dimensão, é marginal no contexto do sistema eléctrico nacional e no futuro, por maioria de razão, no contexto ibérico.”*

376. Embora, para analisar o impacto específico da produção de um parque eólico nos resultados dos mercados organizados, seja necessário considerar o nível de liquidez dos mesmos, depreende-se, da afirmação da REN que, para obter uma alteração sensível nos resultados de mercado a manipulação estratégica da disponibilidade de um único parque eólico será potencialmente insuficiente.
377. Acresce ainda que a potência média de cada aerogerador é reduzida. Conforme a DGGE<sup>86</sup>, em Maio de 2005, a potência eólica situava-se em 708 MW, distribuída por 81 parques, com um total de 521 aerogeradores. Tal traduz-se numa potência média por aerogerador de 1,35 MW.
378. Com base nestes valores de potência por aerogerador, para induzir, por exemplo, uma redução de 50 MWh na produção estimada pela REN, seria necessário a declaração de indisponibilidade, simultânea, de 37 aerogeradores, supondo ainda que nas estimativas da REN estes estariam a produzir à potência nominal, ou seja, com uma taxa de utilização de 100%.
379. Supondo uma taxa de utilização prevista de 50%, um valor com maior probabilidade de ocorrência, o número de geradores declarados indisponíveis para produzir uma redução estratégica de 50 MWh teria de subir para o dobro, ou seja, 74 aerogeradores.
380. Embora possam existir episódios de paragem em cascata de um número significativo de aerogeradores – os reguladores electrónicos dos aerogeradores manifestam reduzida tolerância a variações de tensão da rede receptora, desligando quando essa variações são superiores a determinados valores – tais episódios de indisponibilidade serão de reduzida duração e terão justificações técnicas externas, facilmente comprováveis pelos operadores de rede.
381. Face ao exposto, considera-se que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos aerogeradores, susceptível de produzir alterações sensíveis nos resultados dos mercados organizados, teria que abranger um número muito significativo de aerogeradores.

#### 6.4.8 Conclusão

382. Embora os níveis de disponibilidade típicos dos aerogeradores, apesar de elevados, não permitam assegurar que manipulações estratégicas da disponibilidade sejam facilmente identificadas, já um comportamento que consista em declarar indisponíveis, em simultâneo, um número significativo de aerogeradores dificilmente poderá ser justificado em causas da natureza.

---

<sup>86</sup> Renováveis – estatísticas rápidas – DGGE, Maio de 2005

383. Em face do exposto, embora não seja de excluir que comportamentos estratégicos possam existir na PRE eólica, considera-se que existindo informação que permita monitorizar a disponibilidade dos aerogeradores, comportamentos estratégicos em torno da declaração de disponibilidade serão facilmente detectáveis.

## 6.5 Eliminação de concorrência potencial

384. Conforme referido *supra*, a presente operação de concentração envolve a aquisição de duas empresas que não se encontram *ainda* em actividade.
385. Tal situação é susceptível eliminar uma força concorrencial potencial no mercado da produção de energia eléctrica.
386. Segundo a Comissão Europeia, uma concentração envolvendo uma empresa que já desenvolve uma actividade no mercado relevante e um concorrente potencial, pode ter efeitos anticoncorrenciais semelhantes aos de uma concentração entre duas empresas que já desenvolvem actividades no mesmo mercado, podendo resultar em entraves significativos à concorrência efectiva.<sup>87</sup>
387. Segundo a mesma Instituição Comunitária, para que o disposto no ponto anterior se concretize, devem estar preenchidas duas condições base: (i) existir uma probabilidade considerável do concorrente potencial vir a transformar-se numa força concorrencial efectiva e; (ii) não existir um número razoável de outros concorrentes<sup>88</sup> susceptíveis de manter uma pressão concorrencial suficiente após a concentração.<sup>89</sup>

*(i) Existir uma probabilidade considerável do concorrente potencial vir a transformar-se numa força de concorrência efectiva*

388. A presente operação de concentração implica a aquisição de duas empresas que iniciarão actividade no mercado considerado como relevante.
389. Como se referiu *supra*, a capacidade instalada da Ortiga e da Safra é de [...]MW e [...] MW, respectivamente, sendo que as suas produções anuais serão de [...] GW/h e [...] GW/h, respectivamente.
390. A energia eléctrica produzida por estas empresas, tal como por toda a PRE, será transaccionada no mercado organizado. A notificante reconhece que a energia de

<sup>87</sup> “Orientações para a apreciação das concentrações horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao controlo de concentrações de empresas” (2004/C 31/03) publicado no JOCE em 5 de Fevereiro 2004, ponto 58.

<sup>88</sup> *Idem*, ponto 60.

<sup>89</sup> *Idem*

origem PRE é susceptível de produzir efeitos nos preços no mercado organizado, ainda que indirectamente.

391. Conforme referido nos pontos 298 e seguintes, estes efeitos nos preços do mercado organizado serão tanto mais elevados quanto menor for a liquidez deste, i.e., um mercado em que pequenas variações na oferta ou na procura são susceptíveis de provocar variações não negligenciáveis nos preços.
392. Dito isto, o peso que os *outputs* da Ortiga e a Safra, como concorrentes potenciais no mercado nacional da produção de energia eléctrica, vierem a ter, não poderá deixar de ser tido em conta aquando do processo de formação de preços, sobretudo nos meses em que estas mais produzirem e na hipótese do mercado organizado revelar pouca liquidez.
393. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que existe uma probabilidade considerável das concorrentes potenciais, Ortiga e Safra, virem a constituir uma força concorrencial efectiva no mercado nacional da produção de energia eléctrica.
- (ii) Não existir um número razoável de outros concorrentes susceptíveis de manter uma pressão concorrencial suficiente após a concentração*
394. Conforme resultou da Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, a posição do Grupo EDP, no qual a notificante se insere, não pode deixar de ser considerada como dominante no mercado nacional da produção de energia eléctrica.
395. Por outro lado, e na sequência do mesmo documento, não existem indícios suficientemente credíveis para considerar que, no momento em que as concorrentes potenciais iniciarem a sua actividade, a posição do Grupo EDP no mercado se altere, pelo que se prevê que o *status quo* se mantenha.
396. De facto, não se prevê que o início operativo de novas centrais PRO, por parte de concorrentes directos do Grupo EDP, venha a ocorrer em momento anterior à entrada em funcionamento das Adquiridas, pelo que uma eventual pressão concorrencial apenas poderia advir da PRE, enquanto parte integrante do mercado da produção de energia eléctrica.
397. Sem prejuízo do impacto relativo que o crescimento expectável da PRE terá na produção total de energia eléctrica – PRE e PRO –, as principais consequências de uma eventual eliminação de concorrência potencial, no âmbito da presente operação de concentração, não poderão deixar de se sentir, em primeiro lugar, na PRE, onde as Adquiridas actuarão.

398. Da investigação conduzida pela Autoridade da Concorrência, em sede de investigação aprofundada, resultou que o crescimento de *concorrência actual* na PRE – i.e. por parte dos concorrentes que já aí actuam – constitui uma pressão concorrencial, ao Grupo EDP, susceptível de mitigar eventuais efeitos resultantes da aquisição das Adquiridas.
399. Da investigação conduzida, estima-se um crescimento muito significativo na actividade PRE; crescimento esse, não tanto devido à entrada de novos operadores, mas ao crescimento dos actuais.
400. A Tabela 5 apresenta uma estimativa de crescimento, para os anos de 2004 e 2010, dos principais produtores de energia eléctrica, com recurso a energia eólica.

**Tabela 5: Estimativa de crescimento, para os anos de 2004 e 2010, dos principais produtores de energia eléctrica, com recurso a energia eólica.**

Operadores	2004		2010		Crescimento
	MW	%	MW	%	%
[...]	[...]	[20-30]	[...]	[10-20]	[300-350]
[...]	[...]	[20-30]	[...]	[20-30]	[450-500]
[...]	[...]	[5-15]	[...]	[<5]	[200-250]
[...]	[...]	[5-15]	[...]	[10-20]	[1150-1200]
[...]	[...]	[5-15]	[...]	[10-20]	[1100-1150]
[...]	[...]	[<5]	[...]	[5-15]	[950-1000]
[...]	[...]	0,0	[...]	[<5]	
[...]	[...]	0,0	[...]	[5-15]	
[...]	[...]	[20-30]	[...]	[10-20]	[300-350]
<b>Total</b>	<b>566,9</b>	<b>100</b>	<b>3250,0</b>	<b>100</b>	<b>573,3</b>

Fonte: EDP.

401. Como se pode constatar, a elevada taxa de crescimento protagonizada pelos vários operadores na produção de energia eléctrica, com recurso à energia eólica, representará uma considerável pressão concorrencial sobre a notificante e sobre o Grupo em que se insere.
402. Conforme ficou referido no ponto 397, será na PRE que, em primeiro lugar, se sentirão as principais consequências de uma eliminação de concorrência potencial.
403. Em face do disposto no ponto 402 e dos dados constantes da Tabela 5, a Autoridade da Concorrência considera que os efeitos derivados da presente operação de concentração, envolvendo a aquisição de duas potenciais concorrentes, são negligenciáveis, na medida em que são susceptíveis de serem mitigados em resultado

de uma pressão concorrencial exercida pelos diversos operadores sobre a empresa de maior dimensão.

404. Assim, a Autoridade da Concorrência considera que existe um número razoável de outros concorrentes susceptíveis de manter uma pressão concorrencial suficiente após a concentração.

### 6.5.1 Conclusão

405. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que, apesar de existir uma considerável probabilidade das Adquiridas poderem vir a transformar-se numa força de concorrência efectiva, os efeitos derivados da presente operação são negligenciáveis, na medida em que existe um número de outros concorrentes que, em resultado de um forte crescimento no mercado, se espera que venham a exercer uma pressão concorrencial sobre a empresa dominante após a concentração.
406. Nestes termos, a Autoridade da Concorrência considera que, embora a presente operação de concentração constitua um risco de eliminação de concorrência potencial, os respectivos efeitos são, contudo, susceptíveis de serem mitigados pela pressão concorrencial dos outros operadores, em resultado do acentuado crescimento do mercado.

### 6.6 Conclusão da Avaliação Jus-concorrencial

407. Neste contexto, a Autoridade da Concorrência considera que:
- a. O Grupo EDP, no qual a notificante se insere, detém uma posição dominante no mercado da produção de energia eléctrica;
  - b. A PRE eólica, em períodos específicos, poderá vir a ter um impacto significativo nas condições da oferta no mercado considerado como relevante, apesar de, em termos médios, não vir a alterar de forma preponderante, o peso que a PRO detém no mesmo;
  - c. No contexto que se definirá após a extinção dos CAE's e a consequente entrada em funcionamento do mercado organizado, a quota detida pela EDP na capacidade instalada no mercado da produção de energia eléctrica e as características do seu parque electroprodutor conferem-lhe uma posição dominante susceptível de, num número significativo de horas, fixar os preços nos mercados organizados de energia eléctrica.

- d. O modo como são calculadas as compensações CMEC, por um lado, não afasta a possibilidade de ocorrerem comportamentos estratégicos e, por outro, podem ocorrer circunstâncias em que a EDP, relativamente a centros electroprodutores com direito a compensações CMEC, deixe de estar indiferente aos preços do mercado organizado;
- e. Os pressupostos utilizados pela CRA para avaliar a racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica são contestáveis, nomeadamente, (i) quanto ao preço de venda da energia eólica considerado; (ii) quanto à hipótese utilizada relativa ao grau de liquidez do mercado organizado; e (iii) quanto à capacidade produtiva dos centros electroprodutores da EDP sem direito a compensações CMEC;
- f. A Autoridade da Concorrência considera que as dúvidas suscitadas, aquando da Decisão de Passagem a Investigação Aprofundada, mantêm-se no que dizem respeito à inexistência de incentivos ou à sua reduzida dimensão para pressionar em subida os preços do mercado organizado;
- g. É possível concluir que existem, no âmbito da PRE eólica, regimes distintos no que concerne à informação de exploração dos equipamentos de produção eólicos, que deverá ser comunicada à REN, enquanto entidade que está obrigada à sua compra;
- h. As previsões realizadas pela REN incorporam a informação de exploração, enviada pelos produtores, nomeadamente a que se refere à disponibilidade dos geradores eólicos. Tudo o resto constante, uma menor taxa disponibilidade dos geradores eólicos instalados, comunicada pelo produtor à REN, corresponde a uma menor previsão da produção eólica obtida pela REN;
- i. A influência da PRE de origem eólica no mercado organizado deverá ser definida em função das previsões de curto-prazo desta forma de produção e variável segundo o horizonte temporal que se considere;
- j. A comunicação, por parte do produtor PRE, da disponibilidade dos geradores eólicos para produzir pode, em si, permitir a existência de um comportamento estratégico no sentido de promover uma redução da previsão da PRE eólica, com o intuito de induzir uma subida de preços no mercado organizado;
- k. Os níveis típicos de indisponibilidade dos geradores eólicos, embora reduzidos, serão, ainda assim, potencialmente suficientes para considerar que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos geradores, em períodos específicos, possa eventualmente ser dissimulada com outras justificações de cariz técnico;

- l. Contudo, considera-se que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos aerogeradores, susceptível de produzir alterações sensíveis nos resultados dos mercados organizados, teria que abranger um número muito significativo de aerogeradores;
  - m. Embora não seja de excluir que comportamentos estratégicos possam existir na PRE eólica considera-se que, existindo informação que permita monitorizar a disponibilidade dos aerogeradores, comportamentos estratégicos em torno da declaração de disponibilidade serão facilmente detectáveis;
  - n. Os efeitos derivados da presente operação de concentração, do ponto vista de concorrência potencial, envolvendo a aquisição de duas potenciais concorrentes, são negligenciáveis, na medida em que são susceptíveis de serem mitigados em resultado de uma pressão concorrencial exercida pelos diversos operadores sobre a empresa de maior dimensão;
  - o. Assim, a Autoridade da Concorrência considera que existe um número razoável de outros concorrentes susceptíveis de manter uma pressão concorrencial suficiente após a concentração;
  - p. Contudo, e em resultado do reforço de uma posição já dominante do Grupo EDP, a presente análise e correspondentes considerações deverão ser tidas em conta aquando de análises futuras em eventuais operações de concentração protagonizadas pela notificante no âmbito do mercado considerado como relevante.
408. Em face do exposto, a Autoridade da Concorrência conclui que, embora não sejam de excluir:
- i. A existência de incentivos estratégicos por parte da EDP à promoção de subidas de preços e
  - ii. A existência da possibilidade de um dado produtor interferir com as previsões de produção de origem eólica e dessa forma com os resultados dos mercados organizados,
- verifica-se que
- a. A probabilidade de um comportamento estratégico na PRE não ser detectado será reduzida, conquanto exista informação que permita monitorar esse comportamento.

- b. Analisado do ponto de vista de concorrência potencial, a presente operação de concentração produz efeitos negligenciáveis.

## VII - PARECER DA AUTORIDADE REGULADORA SECTORIAL

409. Em 11 de Março de 2005, a Autoridade da Concorrência solicitou, ao abrigo do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, e do artigo 39.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, um pedido de Parecer à Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE).
410. Segundo esta entidade reguladora, a produção de energia eléctrica neste regime tem uma protecção administrativa através da concessão de diversos incentivos. Um dos incentivos mais relevantes passa pelo direito do produtor vender à “rede pública” toda a energia eléctrica produzida de acordo com um regime de tarifas e preços administrativamente fixados.
411. Mais refere que, a ERSE, não tem qualquer intervenção no processo de autorização dos centros electroprodutores nem quanto ao regime de tarifas de venda de energia eléctrica nele produzida, estando legalmente sujeita à aceitação dos custos no sistema eléctrico com a aquisição de energia eléctrica provenientes destes centros electroprodutores.
412. Assim, no actual regime de incentivos à produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis, não são aplicados mecanismos de mercado e não existe concorrência entre produtores, sendo os preços fixados administrativamente pela Direcção Geral de Geologia e Energia.

## VIII – COMPROMISSOS E OBRIGAÇÕES

413. Em face das conclusões descritas *supra* e no sentido de salvaguardar as preocupações jus-concorrenciais apresentadas, a Autoridade da Concorrência considera aconselhável a imposição de determinados compromissos e correspondentes obrigações.
414. Em 27 de Setembro a notificante apresentou à Autoridade da Concorrência uma proposta submetendo um conjunto de compromissos, tendo em vista uma possível decisão de não oposição à operação, nos termos do disposto no n.º 1, alínea a) e do n.º 2 do artigo 37.º da Lei da Concorrência.
415. O conjunto de compromissos e obrigações apresentados pela notificante são os que ora se expõem:

**Nota: indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.** 65

*“A entidade notificante compromete-se a não utilizar estrategicamente activos de geração eólica, designadamente, através da indução de imobilizações, excluindo paragens por motivo de manutenção ou outros tecnicamente justificáveis, com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.*

*A entidade notificante compromete-se a garantir que se mantenha maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de geração eólica, pelo que se compromete a cumprir o seguinte conjunto de princípios:*

- i) A realizar imobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos da Erenova apenas com o propósito de manter os parques em óptimas condições de exploração e segurança;*
- ii) A programar a manutenção de um parque eólico com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando ainda as boas regras da prática industrial;*
- iii) A realizar manutenções preferencialmente em condições climáticas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave), com o objectivo de permitir garantir condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos parques.*

*Com vista a permitir a monitorização pela Autoridade dos compromissos acima mencionados, a notificante disponibilizará a seguinte informação:*

- a. Relatório anual com informação referente à produção (i.e. medida em horas equivalentes anuais) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita dos diferentes parques eólicos da entidade notificante;*
- b. Relatório semestral com informação referente à justificação de indisponibilidade e condições de vento, em Parques da notificante, quando esta ocorra por um período igual ou superior a sessenta minutos consecutivos, exceptuando situações de falta de recurso eólico, sempre que tal corresponda a mais de 30% da capacidade instalada ou a mais de 50 MW, consoante aquela que for menor.*

*As presentes obrigações produzirão efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2006, devendo-se prolongar até ao final do ano de 2010.*

*Para efeitos de monitorização do cumprimento das obrigações supra mencionadas, o prazo do envio dos dados a submeter pela entidade notificante à Autoridade da Concorrência, não deverá exceder três meses relativos ao ano ou ao mês seguinte àquele a que se reporta.”*

Análise dos Compromissos e Obrigações

416. Da análise aos compromissos apresentados pela notificante, resulta que esta se compromete a não adoptar comportamentos estratégicos que se traduzam em restrições de oferta na produção a partir dos parques eólicos por esta explorados.
417. Mais concretamente, a notificante assume o compromisso de não proceder a imobilizações dos seus activos de geração eólica que tenham por objectivo obter benefícios hipotéticos através da distorção das práticas competitivas no mercado.
418. Este compromisso vem salvaguardar as preocupações manifestadas pela Autoridade da Concorrência quanto a manipulações estratégicas da disponibilidade para produzir dos geradores eólicos.
419. O conjunto de princípios assumidos pela notificante, que visam manter maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de produção eólica, sujeitas às circunstâncias técnicas que regem a exploração dos parques eólicos, estão claramente vinculados ao compromisso de não adoptar comportamentos estratégicos utilizando os activos de geração eólica.
420. Em concreto, os princípios apresentados de que as paragens para efeitos de manutenção deverão ser realizadas apenas com fins preventivos, respeitando as boas práticas industriais e em períodos sem vento ou com vento suave, são susceptíveis de salvaguardar preocupações quanto à utilização, para fins estratégicos, da manutenção dos parques eólicos explorados pela notificante.
421. Adicionalmente, a notificante compromete-se a enviar periodicamente um conjunto de informação que permite monitorizar o cumprimento dos compromissos comportamentais apresentados.
422. Em particular, regista-se que a eficácia da monitorização é incrementada pelo facto de sempre que a indisponibilidade dos parques eólicos da notificante seja superior a pelo menos 50 MW esta procederá a uma justificação dessa indisponibilidade bem como indicará as condições de vento em que esta ocorreu.
423. Como resulta do compromisso apresentado relativamente à informação a enviar periodicamente à Autoridade da Concorrência, para níveis de indisponibilidade/imobilização inferiores a 50 MW, a notificante não estará obrigada a apresentar qualquer justificação.
424. Em face da análise jus-concorrencial, concluiu-se que imobilizações inferiores a 50 MW produzirão resultados marginais no mercado organizado e, por isso, não serão susceptíveis de ser enquadradas como possíveis comportamentos estratégicos.

425. Considera-se, deste modo, como suficiente o nível de, pelo menos, 50 MW de indisponibilidade/imobilização, a partir do qual se considera a necessidade de uma informação justificativa da sua ocorrência à Autoridade da Concorrência.
426. O conjunto de compromissos, acima exposto, estende-se por um período de 5 anos, período esse que é considerado suficiente para a entrada em exploração dos parques eólicos das adquiridas. Este período abrange, também, aquele em que se estima que ocorrerá um crescimento assinalável da produção de electricidade de origem eólica.
427. As medidas expostas terão por fim monitorar/evitar alterações induzidas na produção de origem eólica com o propósito de influenciar os preços no mercado organizado.
428. Nestes termos, a Autoridade da Concorrência considera que a imposição das medidas apresentadas é susceptível de afastar, nos termos do n.º 3 do artigo 35.º, por remissão do n.º 2 do artigo 37.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, as preocupações jusconcorrenciais manifestadas, assegurando a manutenção de uma concorrência efectiva no mercado.

## IX – AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

429. Na sequência do Aviso publicado em cumprimento do artigo 33.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, não foi recebida qualquer observação de terceiros.
430. Em 25 de Outubro de 2005, a Autoridade da Concorrência, nos termos do n.º 1 do artigo 38.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, comunicou à notificante o teor do Projecto de Decisão de Não Oposição com sujeição a Compromissos.
431. Em 3 de Novembro de 2005, a notificante apresentou Observações ao referido Projecto de Decisão.
432. Nas suas Observações, a notificante reiterou as suas discordâncias manifestadas ao longo da instrução do procedimento e explanadas pela Autoridade da Concorrência no seu Projecto de Decisão, nomeadamente, no que se refere a:
- Natureza da operação e sua qualificação jurídica;
  - Definição do mercado relevante;
  - Avaliação jusconcorrencial.
433. Por outro lado, e sem prejuízo do disposto no ponto anterior, a notificante compromete-se a aplicar na íntegra e a respeitar os Compromissos e Obrigações, por si apresentados e, em consequência, explanados pela Autoridade da Concorrência no seu Projecto de Decisão.

## X – CONCLUSÃO

434. Nestes termos, e face ao exposto, o Conselho da Autoridade da Concorrência decide adoptar uma decisão de não oposição à presente operação de concentração, nos termos da alínea a) do n.º 1 e do artigo 37.º, com remissão para o n.º 3 do artigo 35.º, todos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, sujeita à correspondente imposição das seguintes obrigações e compromissos:
1. A entidade notificante compromete-se a não utilizar estrategicamente activos de geração eólica, designadamente, através da indução de imobilizações, excluindo paragens por motivo de manutenção ou outros tecnicamente justificáveis, com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
  2. A entidade notificante compromete-se a garantir que se mantenha maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de geração eólica, pelo que se compromete a cumprir o seguinte conjunto de princípios:
    - i) A realizar imobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos da Erenova apenas com o propósito de manter os parques em óptimas condições de exploração e segurança;
    - ii) A programar a manutenção de um parque eólico com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando ainda as boas regras da prática industrial;
    - iii) A realizar manutenções preferencialmente em condições climatéricas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave), com o objectivo de permitir garantir condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos parques.
  3. Com vista a permitir a monitorização pela Autoridade dos compromissos acima mencionados, a notificante disponibilizará a seguinte informação:
    - a. Relatório anual com informação referente à produção (i.e. medida em horas equivalentes anuais) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita dos diferentes parques eólicos da entidade notificante;
    - b. Relatório semestral com informação referente à justificação de indisponibilidade e condições de vento, em Parques da notificante, quando esta ocorra por um período igual ou superior a sessenta minutos consecutivos, exceptuando situações de falta de recurso eólico, sempre que tal corresponda a

mais de 30% da capacidade instalada ou a mais de 50 MW, consoante aquela que for menor.

4. As presentes obrigações produzirão efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2006, devendo-se prolongar até ao final do ano de 2010.
5. Para efeitos de monitorização do cumprimento das obrigações supra mencionadas, o prazo do envio dos dados a submeter pela entidade notificante à Autoridade da Concorrência, não deverá exceder três meses relativos ao ano ou ao mês seguinte àquele a que se reporta.

Autoridade da Concorrência, 11 de Novembro de 2005

O Conselho da Autoridade da Concorrência

Prof. Dr. Abel Mateus  
(Presidente)

Eng. Eduardo Lopes Rodrigues  
(Vogal)

Dr.<sup>a</sup> Teresa Moreira  
(Vogal)