



**Ccent. 13/2015
Generg Expansão / Ativos ENEOP**

**Decisão de Não Oposição
da Autoridade da Concorrência**

[alínea b) do n.º 1 do artigo 50.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio]

23/04/2015

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO
DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

Processo Ccent. 13/2015 – Generg Expansão / Ativos ENEOP

1. OPERAÇÃO NOTIFICADA

1. Em 3 de Março de 2015, foi notificada à Autoridade da Concorrência (doravante “AdC” ou “Autoridade”), nos termos dos artigos 37.º e 44.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio (doravante “Lei da Concorrência”), uma operação de concentração que consiste na aquisição, pela GENERG Expansão, S.A. (“Generg”), do controlo exclusivo de um conjunto de ativos do agrupamento ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (“ENEOP”) afetos à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Portugal Continental (“Ativos ENEOP”), os quais serão colocados sob o controlo de uma sociedade-veículo criada especificamente para a promoção e exploração destes ativos (“Nova SPV”).
2. Os Ativos ENEOP a adquirir são os seguintes:
 - Eólica de Alvarrões, S.A.
 - Eólica do Bravo, S.A.
 - Eólica de Carreço-Outeiro, S.A.
 - Eólica da Corredoura, S.A.
 - Eólica da Lomba, S.A.
 - Eólica do Penedo, S.A.
 - Eólica da Terra Fria, S.A.
3. A operação notificada configura uma concentração de empresas na aceção da alínea b) do n.º 1 do artigo 36.º da Lei da Concorrência, conjugada com a alínea b) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, por preencher a condição enunciada na alínea c) do n.º 1 do artigo 37.º do mesmo diploma.

2. AS PARTES

2.1. Empresa Adquirente

4. A Generg é uma empresa que se dedica à construção e exploração de aproveitamentos de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. É uma empresa integralmente detida pela GENERG SGPS, S.A., que integra o Grupo GENERG.
5. O Grupo GENERG é detido, em **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%, pela Lusenerg, SGPS, S.A., empresa integralmente pertencente ao Fundo NOVENERGIA Holding Company S.A., e em **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%, pela TrustEnergy BV, que integra o Grupo GDF-Suez.
6. O Grupo GENERG está ativo em Portugal Continental, onde desenvolve atividades relacionadas com o setor elétrico, nomeadamente a projeção, construção, operação e manutenção de instalações de produção de energia elétrica utilizando fontes de energia renovável, valorizando recursos endógenos nacionais.
7. No final de 2014, o Grupo GENERG detinha uma capacidade instalada de 487,6 MW, dos quais 436,4 MW em parques eólicos, 33,2 MW em aproveitamentos hidroelétricos e 18 MW em centrais solares.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 2

8. O volume de negócios realizados pela Generg, em Portugal, no Espaço Económico Europeu (“EEE”) e a nível mundial em 2011, 2012 e 2013¹, calculado nos termos do artigo 39.º da Lei da Concorrência, foi o seguinte:

Tabela 1 – Volume de negócios da Generg, para os anos de 2011, 2012 e 2013

<i>Milhões Euros</i>	2011	2012	2013
Portugal	[>100]	[>100]	[>100]
EEE	[>100]	[>100]	[>100]
Mundial	[>100]	[>100]	[>100]

Fonte: Notificante

2.2. Ativos a Adquirir

9. A Generg passará a deter, através da Nova SPV, o controlo exclusivo das seguintes sociedades exploradoras de parques eólicos pertencentes à ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (“ENEOP”):
- 1) Eólica de Alvarrões, S.A.
 - 2) Eólica do Bravo, S.A.
 - 3) Eólica de Carreço-Outeiro, S.A.
 - 4) Eólica da Corredoura, S.A.
 - 5) Eólica da Lomba, S.A.
 - 6) Eólica do Penedo, S.A.
 - 7) Eólica da Terra Fria, S.A.
10. A sociedade Eólica de Alvarrões, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar o Parque Eólico de Mosqueiros II. Este Parque Eólico é constituído por 10 aerogeradores modelo E-82 e 2 aerogeradores modelo E-92, num total de 24,6 MW, e localiza-se no concelho da Guarda.
11. A sociedade Eólica do Bravo, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar os Parques Eólicos de Bravo e de Mougueiras. Estes Parques Eólicos são constituídos respetivamente por 8 e 4 aerogeradores modelo E-82, num total de 24 MW (16 + 8 MW), e localizam-se nos concelhos de Oleiros e Sertã.
12. A sociedade Eólica de Carreço-Outeiro, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar o Parque Eólico do Carreço-Outeiro II. Este Parque Eólico é constituído por 6 aerogeradores modelo E-82, num total de 13,8 MW, e localiza-se no concelho de Viana do Castelo.
13. A sociedade Eólica da Corredoura, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar o Parque Eólico do Baixo Alentejo/Mértola. Este Parque Eólico é constituído por 19 aerogeradores modelo E-92, num total de 43,7 MW, e localiza-se no concelho de Mértola.
14. A sociedade Eólica da Lomba, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar o Parque Eólico de Prados. Este Parque Eólico é constituído por 17 aerogeradores

¹ De acordo com a Notificante, à data, os volumes de negócios de 2014 não estão disponíveis.

modelo E-92, num total de 39,1 MW, e localiza-se nos concelhos da Guarda e de Celorico da Beira.

15. A sociedade Eólica do Penedo, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar o Parque Eólico de Vale da Estrela. Este Parque é constituído por 11 aerogeradores modelo E-92, num total de 25,3 MW, e localiza-se no concelho da Guarda.
16. Finalmente, a sociedade Eólica da Terra Fria, S.A. foi constituída com o objetivo de construir e explorar os Parques Eólicos de Montalegre, Facho-Colmeia e Contim. Estes Parques Eólicos são constituídos respetivamente por 29, 18 e 5 aerogeradores modelo E-82, num total de 104 MW (58 + 36 + 10 MW), e localizam-se no concelho de Montalegre.
17. Os volumes de negócios realizados pelos Ativos ENEOP, em Portugal, no EEE e a nível mundial em 2011, 2012 e 2013², calculados nos termos do artigo 39.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

Tabela 2 – Volume de negócios dos Ativos ENEOP, para os anos de 2011, 2012 e 2013

<i>Milhões Euros</i>	2011	2012	2013
Portugal	[>5]	[>5]	[>5]
EEE	[>5]	[>5]	[>5]
Mundial	[>5]	[>5]	[>5]

Fonte: Notificante

3. NATUREZA DA OPERAÇÃO

18. A operação de concentração em causa consiste na aquisição do controlo exclusivo pela Generg de ativos pertencentes à ENEOP que serão colocados sob controlo da Nova SPV.
19. A ENEOP é um agrupamento constituído inicialmente por cinco empresas do sector das energias renováveis que se apresentaram em agrupamento ao Concurso Público para Energia Eólica de 2005-2006. Este concurso foi lançado em 2005 pela Direção-Geral de Energia e Geologia (“DGEG”) e visou a instalação em Portugal do primeiro pólo industrial para produção de aerogeradores e para o desenvolvimento de novos projetos de parques eólicos, a partir da produção de unidades industriais.
20. A ENEOP venceu a primeira e maior fase deste concurso, conseguindo os direitos para a instalação de 1.200 MW, os quais foram ampliados para 1.332,4 MW, na sequência de autorização da DGEG.
21. A estrutura acionista da ENEOP inclui a Generg, com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, a EDP Renewables SGPS, S.A. com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, a FINERGE – Gestão de Projectos Energéticos, S.A. com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%** detidos diretamente e de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%** detidos através da TP – Sociedade Térmica Portuguesa, S.A. (sociedade detida a 100% pela FINERGE), e a ENERCON GmbH com uma participação de **[CONFIDENCIAL –**

² De acordo com a Notificante, à data, os volumes de negócios de 2014 não estão disponíveis.

Participação Social]%. De acordo com a Notificante, a ENEOP é controlada conjuntamente pelas suas acionistas³.

[CONFIDENCIAL – Estrutura Societária]

22. A ENEOP detém duas sociedades participadas, a ENEOP 2 – Exploração de Parques Eólicos, S.A. (“ENEOP 2”) e a ENEOP 3 – Desenvolvimento do Projeto Industrial, S.A. (adiante “ENEOP 3”).
23. A aquisição de controlo exclusivo sobre estes ativos, que constitui o objeto da operação de concentração analisada, é resultado da dissolução da ENEOP prevista no Acordo Relativo à Separação de Ativos da ENEOP, celebrado no dia 20 de fevereiro de 2015 pelo atuais acionistas. Nos termos do Acordo, as Partes separam e dividem entre si os ativos da ENEOP, devendo os ativos da ENEOP 2 ser atribuídos aos Promotores Eólicos (EDP Renewables SGPS, S.A., Generg, TP – Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.), e os Ativos da ENEOP 3 à Enercom, tal como se descreve no organigrama seguinte:

Divisão dos ativos acordada – Organização Final

[CONFIDENCIAL – Estrutura Societária]

24. Nestes termos, a Generg passará a deter, através da Nova SPV, o controlo exclusivo das referidas sociedades exploradoras de parques eólicos (os Ativos ENEOP), com a capacidade de produção total de energia elétrica de 274,5 MW.
25. Atendendo a que, tanto a Generg como os ativos ENEOP produzem energia elétrica, a presente operação de concentração tem natureza horizontal.

4. MERCADOS RELEVANTES

4.1. Mercado do Produto Relevante

26. Na prática decisória da AdC⁴ e da Comissão Europeia (“Comissão”)⁵, a delimitação dos mercados relevantes no setor elétrico distingue as seguintes atividades e considera-as mercados de produto relevante autónomos, ainda que verticalmente relacionados:

³ As participações descritas decorreram de um aumento de capital decidido na Assembleia Geral de 26 de fevereiro de 2010 – Ata Treze. As participações antes deste aumento de capital eram as seguintes: Enernova (EDP) – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%, Generg – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%, Finerge+TP **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%, Enercom – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%.

⁴ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

⁵ Cf., por exemplo, decisões da Comissão nos processos COMP. IV/M.1346 – EDF/London Electricity, de 27 de janeiro de 1999; COMP. IV/M.1606 – EDF/South Western Electricity, de 19 de julho de 1999 e COMP/M.2801 – RWE/INNOGY, de 17 de maio de 2002.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 5

- (i) Produção;
 - (ii) Serviços de sistema;
 - (iii) Transporte;
 - (iv) Distribuição;
 - (v) Comercialização.
27. A produção de energia elétrica pode ser realizada em regime ordinário ou em regime especial⁶. Os produtores ligam-se às redes de transporte ou de distribuição, no caso da produção de menor dimensão. Os produtores em regime ordinário prestam serviços de sistema requeridos pelo operador da rede de transporte para equilibrar a produção total face à procura de energia elétrica⁷. Por sua vez, os clientes finais recebem a energia dos respetivos comercializadores, a qual é adquirida, por grosso, aos produtores, em mercado grossista organizado, à vista e a prazo, ou por contratação bilateral.
28. As atividades requerem ativos distintos e as estruturas de oferta são heterogéneas, uma vez que se tratam de monopólios regulados nas redes de transporte e distribuição e atividades liberalizadas no que respeita à produção, aos serviços de sistema e à comercialização.
29. Como tal, a prática decisória tanto da AdC como da Comissão tem vindo a autonomizar essas 5 atividades em mercados distintos, sem prejuízo da aplicação de delimitações mais finas em algumas atividades (v.g. separação em banda secundária e regulação terciária a subir e a baixar nos serviços de sistema⁸ e, em função da dimensão dos clientes, no caso da comercialização⁹).
30. A Generg e os Ativos a adquirir só estão presentes na atividade de produção. Assim sendo, a análise desenvolvida incide somente no mercado de produção.
31. Neste seguimento, comece-se por referir que a produção de energia elétrica é realizada por centrais em regime ordinário e por centrais em regime especial. A energia elétrica pode também ser importada.

⁶ No regime especial, a venda da produção pode beneficiar de um modelo diferente do regime ordinário, prevendo-se um regime de compra garantida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), com condições de venda determinadas em tarifários definidos pelo Estado em legislação específica. Findos os contratos de compra garantida, os produtores em regime especial passam a vender a energia em condições de mercado. Vide artigo 33-G.º, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, n.º 23/2009, de 20 de janeiro, e n.º 104/2010, de 29 de setembro, e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

⁷ Para garantir o equilíbrio do sistema, essencial à manutenção da qualidade de serviço e ao fornecimento ininterrupto de energia elétrica, o operador de sistema adquire aos produtores os serviços que visam manter o balanço entre produção e consumo e assim reagir a variações imprevistas da produção (ex. da produção eólica) ou do consumo de clientes finais.

⁸ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008, e Ccent. n.º 23/2010, EDP/GREENVOUGA, de 13 de dezembro de 2010.

⁹ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

32. A produção é comercializada por grosso em mercados organizados, à vista e a prazo, em plataformas comuns a Portugal e Espanha, respetivamente o OMIE¹⁰ e o OMIP¹¹ (bolsa de derivados do MIBEL¹²), e em contratação bilateral.
33. No âmbito dos regimes de produção em presença (ordinário e especial) identificam-se várias formas contratuais para a venda por grosso da energia elétrica, a saber:
- Os Contratos de Aquisição de Energia (“CAE”), celebrados anteriormente à entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE¹³, têm a REN Trading como comprador exclusivo, e aplicam-se nos casos de duas centrais em regime ordinário, nomeadamente das empresas Tejo Energia e Turbogás. A REN Trading revende a energia comprada no âmbito dos CAEs em mercados grossistas, em mercado à vista e em mercado a prazo, sendo a diferença entre o preço de compra nos CAE e o preço de revenda em mercado grossista (em geral, negativa) suportada pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.
 - Os CAEs da EDP foram antecipadamente extintos por contrapartida de atribuição de compensações financeiras, denominadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”)¹⁴. Os CMEC visam reestabelecer as condições remuneratórias dos CAE num contexto de mercado. Nos primeiros 10 anos de aplicação dos CMEC, a compensação é variável e depende dos preços de mercado observados e das condições de hidraulicidade. Após os primeiros 10 anos, *i.e.* a partir do 2.º semestre de 2017, as compensações CMEC passam a ser fixas, *i.e.* independentes das condições de preço de mercado e hidraulicidade observáveis a partir dessa data. Os CMEC são suportados pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.
 - A produção em regime especial que se encontre ao abrigo dos contratos com o comercializador de último recurso – a EDP Serviço Universal (EDP SU) – beneficia de compra garantida com tarifa administrativamente fixada no regime específico correspondente a cada produtor, que é diferente consoante a tecnologia renovável e fonte primária de energia (fuel, gás, GPL, biomassa, etc.) de cogeração. Uma vez cessados os contratos de compra garantida com o comercializador de último recurso (CUR), os produtores em regime especial passam a transacionar a energia em regime de mercado, podendo, para o efeito, recorrer aos serviços do facilitador de mercado¹⁵. A produção em regime especial adquirida pela EDP SU é revendida pela mesma em mercado

¹⁰ O OMIE, operador do Mercado Ibérico, sediado em Espanha, gere o mercado diário à vista (ou spot) organizado do MIBEL.

¹¹ O OMIP é a bolsa de derivados do MIBEL, sediada em Portugal, que assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado.

¹² Os derivados do MIBEL correspondem a produtos estandardizados de entrega física ou financeira a prazo.

¹³ Cf. Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

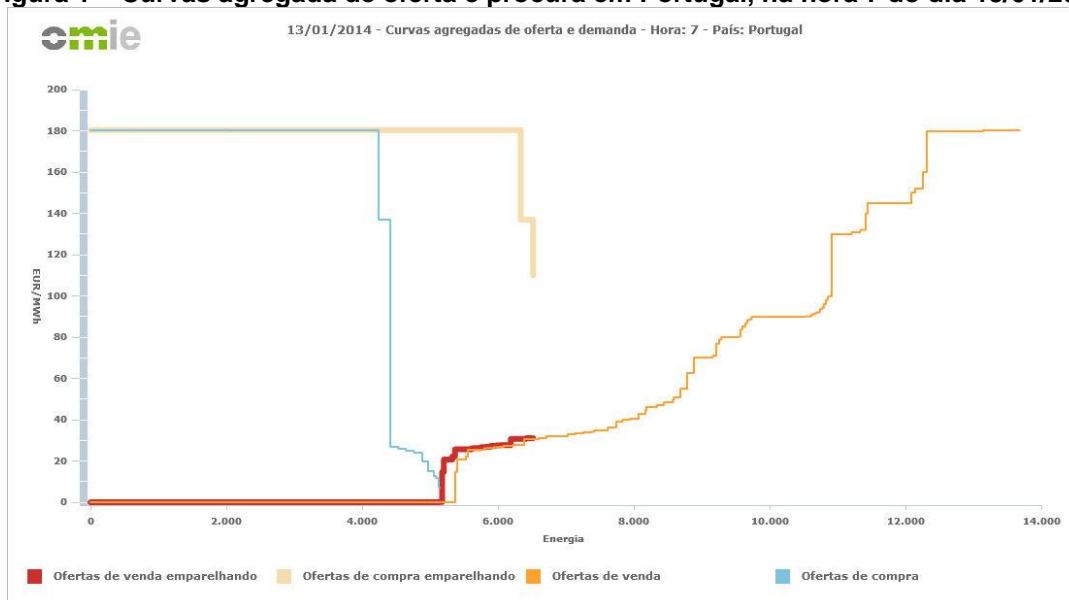
¹⁴ Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos -Leis n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho e n.º 32/2013, de 26 de fevereiro.

¹⁵ Vide artigo 33-G.º, do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos -Leis n.º 237- B/2006, de 18 de dezembro, n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, n.º 23/2009, de 20 de janeiro, e n.º 104/2010, de 29 de setembro, e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

organizado à vista, colocada a preço zero do lado da oferta, e em mercado a prazo, em leilões organizados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)¹⁶. A diferença entre o preço de compra por grosso da PRE e o preço de revenda (em geral, negativa) em mercado organizado é suportada pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.

- A Produção em regime ordinário, que não beneficia de CAEs ou CMEC, opera em regime de mercado, sendo as condições de preço de venda as que forem livremente estabelecidas em mercado grossista ou em contratação bilateral. A produção em regime ordinário pode, em todo o caso, beneficiar de incentivos estabelecidos por via da legislação setorial, nomeadamente os pagamentos de garantia de potência¹⁷.
34. Na figura seguinte exemplifica-se a curva de oferta nacional no mercado à vista ibérico¹⁸. Na curva de oferta ilustrada, parte importante da energia ofertada foi colocada em mercado à vista a preço zero. O segmento de oferta a preço zero é constituído parcialmente pela PRE colocada em mercado pela EDP SU.

Figura 1 – Curvas agregada de oferta e procura em Portugal, na hora 7 do dia 13/01/2014



Fonte: OMIE

35. Em virtude de todas as formas de produção de energia (e importações) serem constituintes da oferta de energia para efeitos da formação de preço em mercado organizado, e considerando que todas produzem o mesmo produto homogéneo, a AdC

¹⁶ Desde Dezembro de 2011 a ERSE organiza leilões de colocação da PRE em mercado a prazo. A Diretiva da ERSE n.º 5/2011 estabelece a realização de leilões de produtos a prazo (futuros) com entrega em Portugal, para cobrir as necessidades de fornecimento e o risco de preço dos agentes que atuam no sistema elétrico português.

¹⁷ Vide artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.º 104/2010, de 29 de setembro, n.º 78/2011, de 20 de junho, n.º 75/2012, de 26 de março, e n.º 112/2012, de 23 de maio, e n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

¹⁸ A figura representa as curvas de oferta e procura na zona Portuguesa do MIBEL na hora 7 do dia 13/01/2014. A curva da oferta resulta da agregação das ofertas individuais de todos produtores nacionais, ordenada por preço crescente, e inclui também as ofertas da REN Trading, para os CAE em vigor, e a revenda de PRE, pela EDP SU.

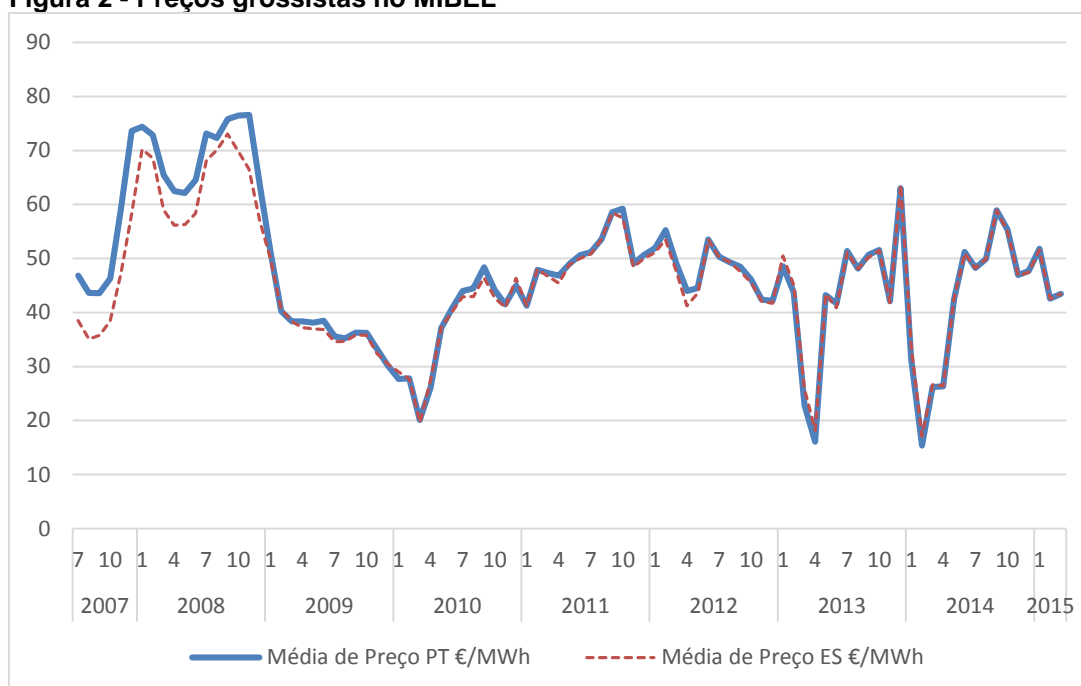
tem considerado a produção de energia como um único mercado de produto, integrando todos os regimes de produção (CAE, CMEC, PRE e a restante produção em regime ordinário).

36. No caso da PRE, sendo esta colocada a preço 0 no mercado à vista, o seu impacto na formação do preço do produto eletricidade estabelece-se essencialmente a partir do efeito quantidade.

4.2. Mercado Geográfico Relevante

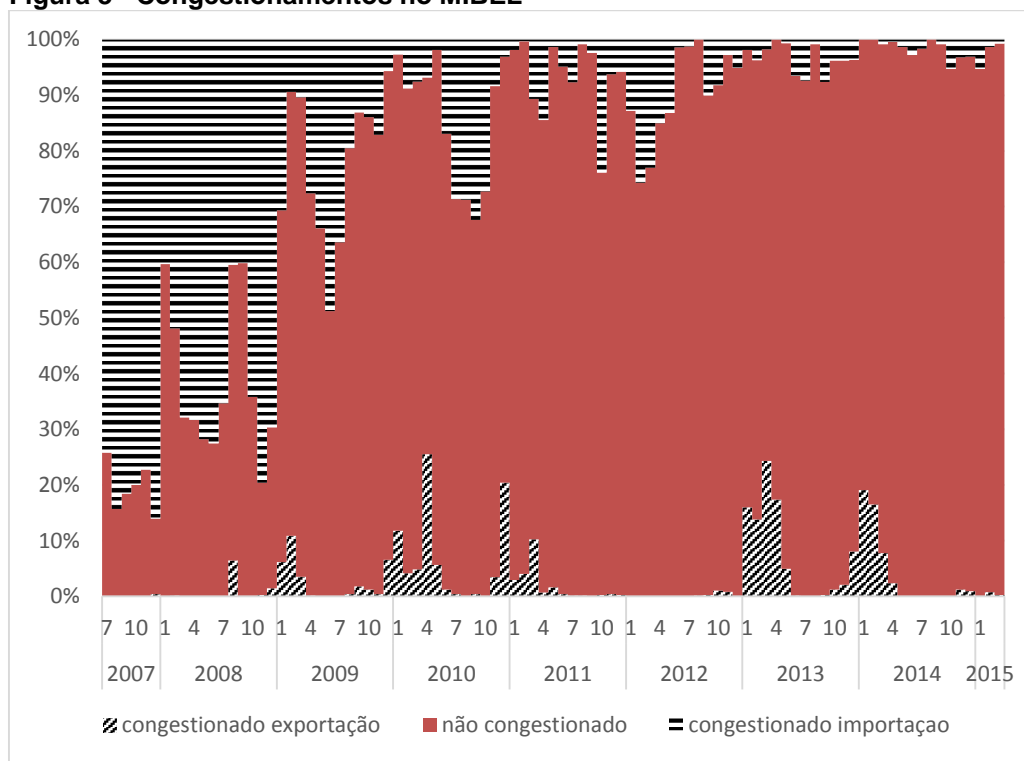
37. Em Portugal, o processo de liberalização da atividade de produção de energia elétrica, em regime de concorrência, cinge-se ao território nacional continental. As regiões autónomas dos Açores e Madeira, em virtude de se tratarem de territórios insulares, não se encontram abrangidas pelo processo de abertura do mercado. Como tal, as mesmas regiões não são afetadas pela presente operação de concentração, cingindo-se a presente análise ao território nacional continental.
38. Para análise da dimensão geográfica do mercado da produção de energia elétrica, importa atender aos mecanismos através dos quais se formam os preços grossistas, ao modo como se organizam as trocas de energia entre Portugal e Espanha e ao grau de abertura e integração do mercado nacional no contexto do denominado mercado ibérico da energia elétrica (MIBEL).
39. O mercado organizado à vista, comum a Portugal e Espanha, adota um modelo de gestão de congestionamento na utilização da capacidade de interligação denominado por *market splitting*. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta dos dois países.
40. De acordo com o mecanismo em aplicação, ocorre a separação de mercados em diferentes zonas de preços caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir.
41. Um congestionamento no sentido importador tem como significado económico o esgotamento da possibilidade de recorrer a unidades extra de energia provenientes de importação para satisfazer a procura doméstica. Quando ocorre um congestionamento no sentido importador, a unidade marginal de energia que satisfaz a procura doméstica será disputada, em concorrência, por produção localizada em Portugal Continental.
42. Pelo contrário, a ausência de congestionamento no sentido importador tem como significado que a unidade marginal de oferta que satisfaz a condição de equilíbrio do mercado de Portugal Continental pode ser fisicamente obtida, em condições idênticas, por via de importações ou por produção nacional.
43. O congestionamento no sentido exportador significa a situação de excesso de oferta em Portugal Continental, em que a procura nacional é totalmente satisfeita por produção nacional e o excedente exportado esgota a capacidade de exportação. Nessa situação, a procura total resulta da soma da procura nacional mais a capacidade de exportação – vide figura 1 acima – e o preço que se forma em Portugal Continental é inferior ao preço em Espanha, em resultado das condições mais favoráveis da oferta em Portugal.
44. Na ausência de congestionamento no sentido exportador, a produção nacional e a produção espanhola concorrem em condições fisicamente idênticas para a satisfação da procura doméstica, em Espanha.

45. No contexto do regime de separação de mercados em apreciação será então admissível que as condições da oferta e da procura, no que toca à definição geográfica do mercado da produção de eletricidade, se possam alterar em função da existência, ou não, de congestionamentos na interligação transfronteiriça.
46. Analisam-se nos próximos pontos a evolução do regime de separação de mercados, bem como os fatores determinantes para a mesma separação, relacionados com a evolução da procura e oferta em Portugal Continental.
47. A figura seguinte ilustra a evolução dos preços em Portugal Continental e Espanha desde a criação do MIBEL, em Julho de 2007. Cumpre notar a aproximação dos preços registados entre os dois países a partir de 2009, a qual é inversa à evolução da frequência do mecanismo de separação de mercados.

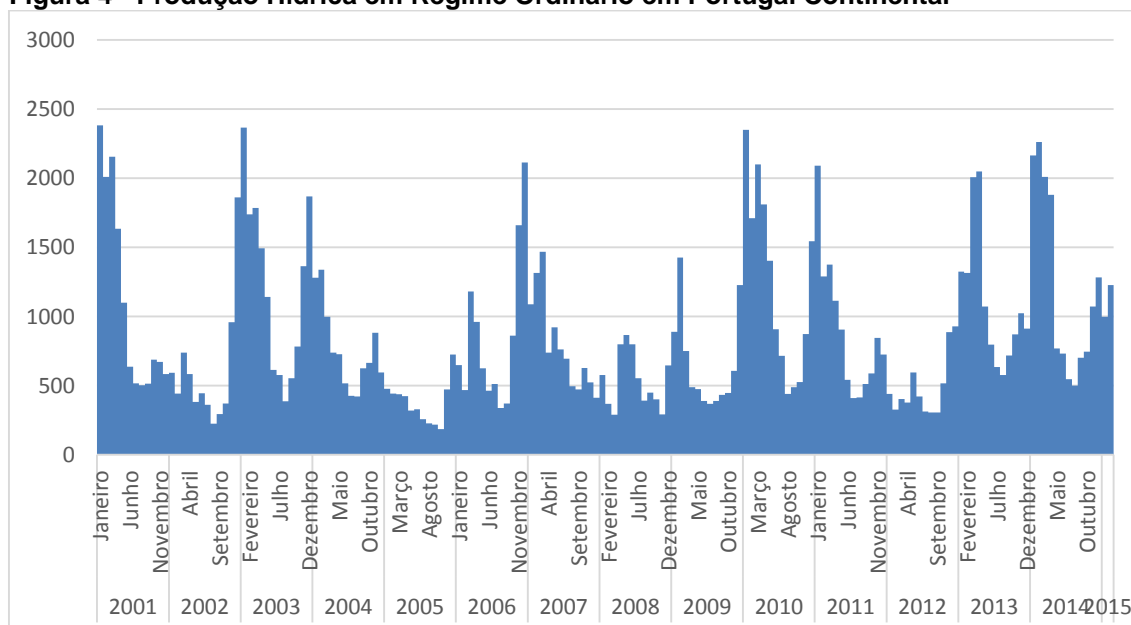
Figura 2 - Preços grossistas no MIBEL


Fonte: REN, tratamento AdC

48. A separação de mercados, caracterizada na figura seguinte, adquire um caráter decrescente com o tempo. Contudo, nota-se nos períodos com maior produção hidroelétrica, caso dos invernos de 2012/13 e 2013/14, um crescimento do fenómeno da separação de mercados no sentido exportador, com a capacidade de exportação a ser utilizada no máximo com alguma frequência.

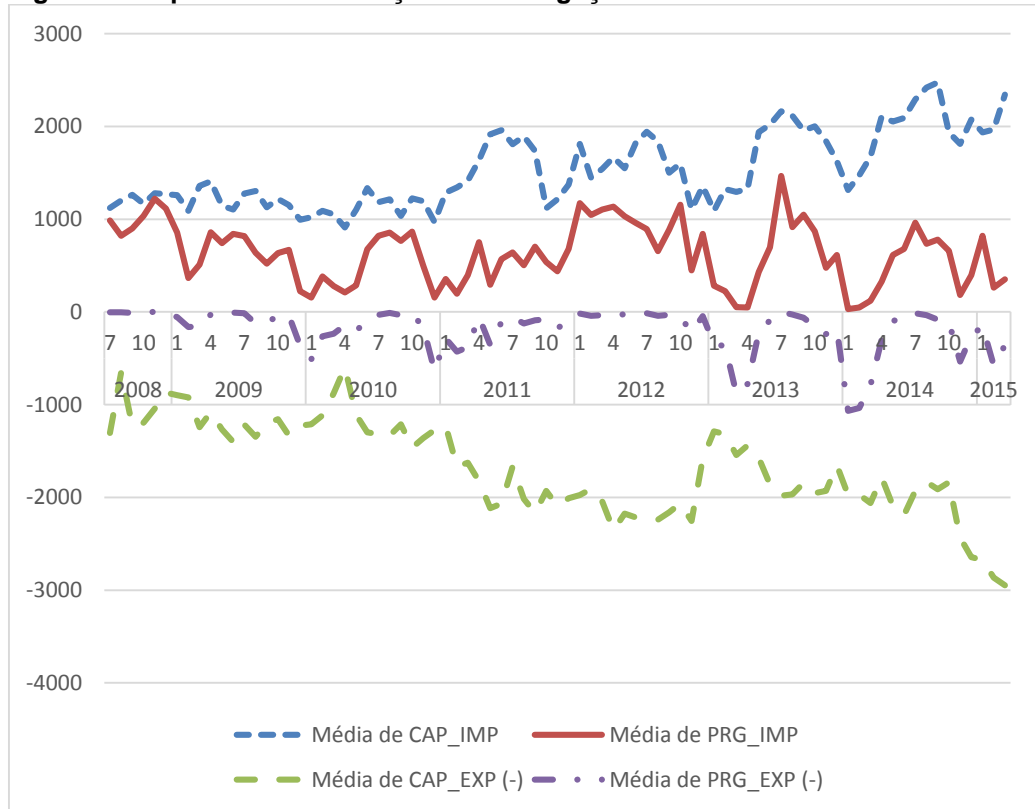
Figura 3 - Congestionamentos no MIBEL


Fonte: REN, tratamento AdC

Figura 4 - Produção Hídrica em Regime Ordinário em Portugal Continental


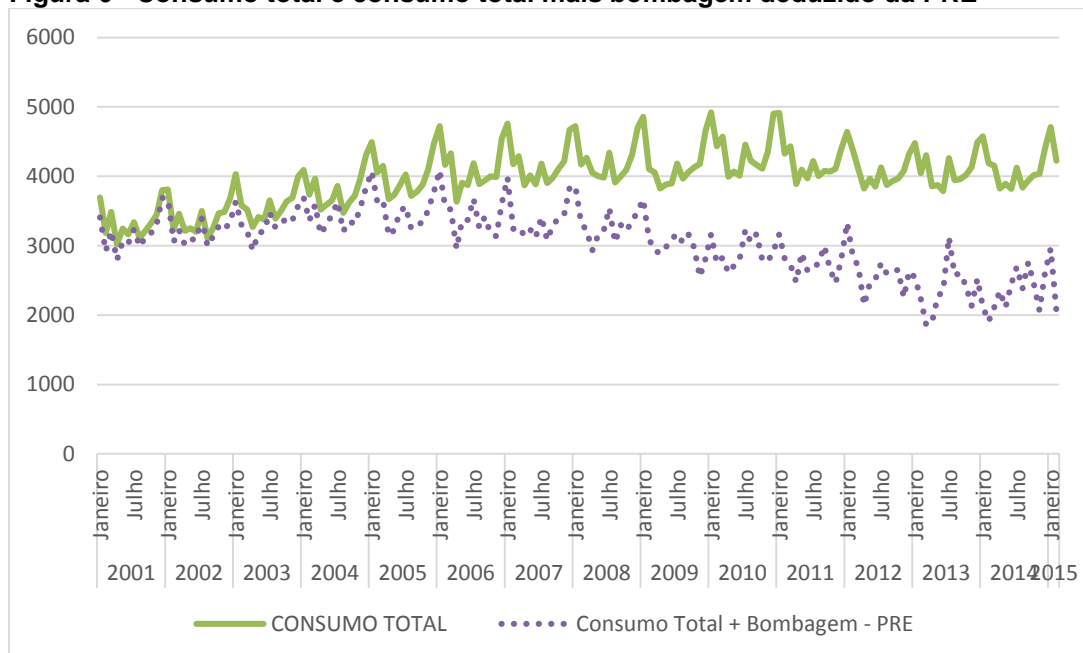
Fonte: REN, tratamento AdC

49. A redução tendencial da separação de mercados é também explicada pelo aumento médio da capacidade de interligação em ambos os sentidos (*vide* figura seguinte) – importador e exportador – com maior destaque durante o ano de 2014.

Figura 5 - Capacidade e utilização da interligação


Fonte: REN, tratamento AdC

50. Para além do crescimento da capacidade de importação, importa notar que, a partir de 2009, conjugam-se dois efeitos com potencial impacto na redução dos congestionamentos, analisados nas próximas duas figuras.

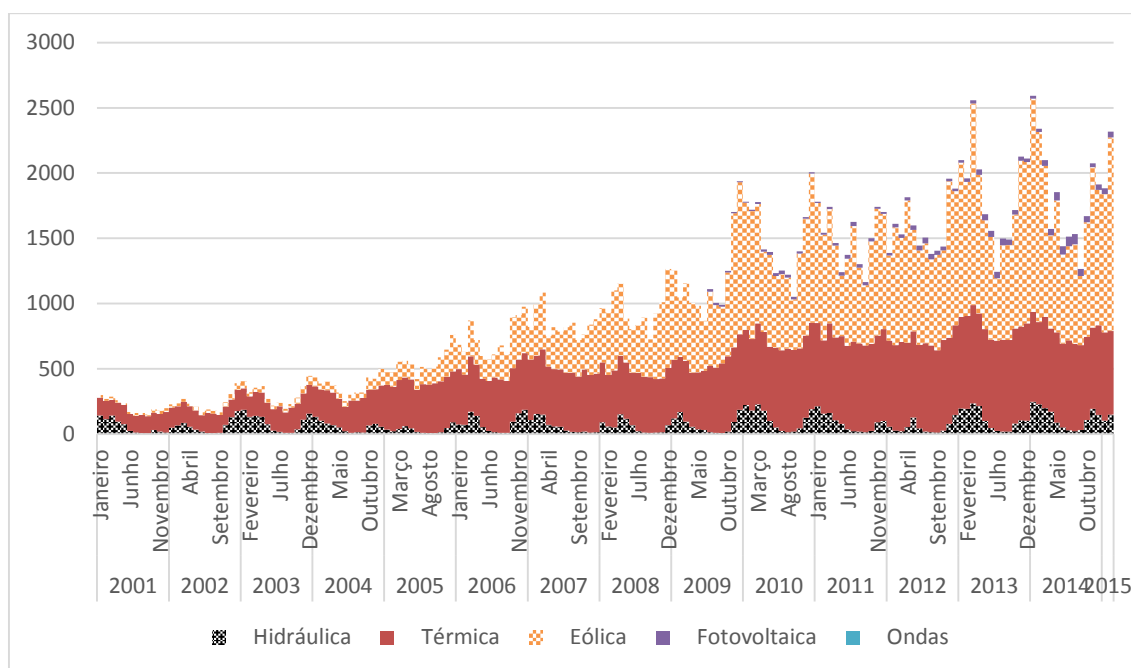
Figura 6 - Consumo total e consumo total mais bombagem deduzido da PRE


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

Fonte: REN, tratamento AdC

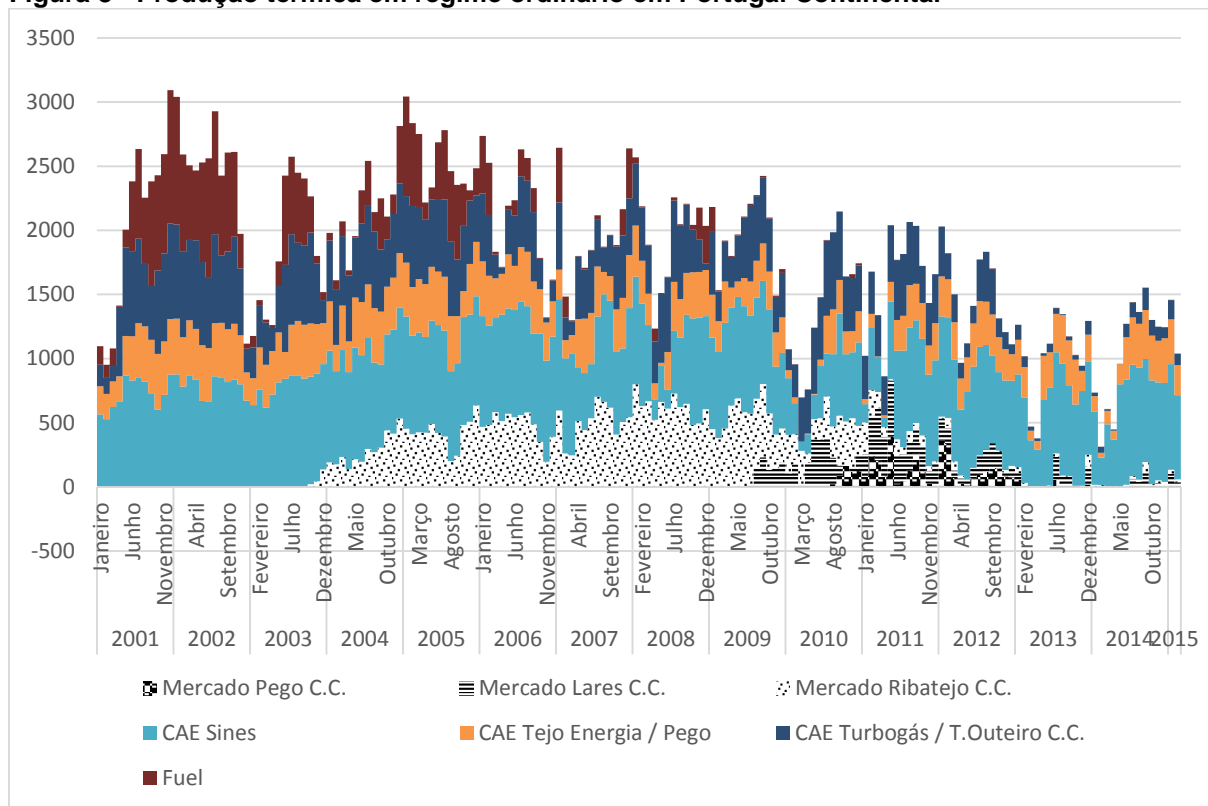
51. Por um lado, regista-se uma quebra da procura total, como se assinala na figura anterior. Por outro lado, esta quebra é acompanhada por uma subida da oferta da produção em regime especial, tanto de origem térmica (cogerações) como de origem eólica, que é colocada a preço zero em mercado, e que faz expandir a oferta em mercado – *vide* a figura 1 já mencionada.

Figura 7 - Produção em regime especial em Portugal Continental



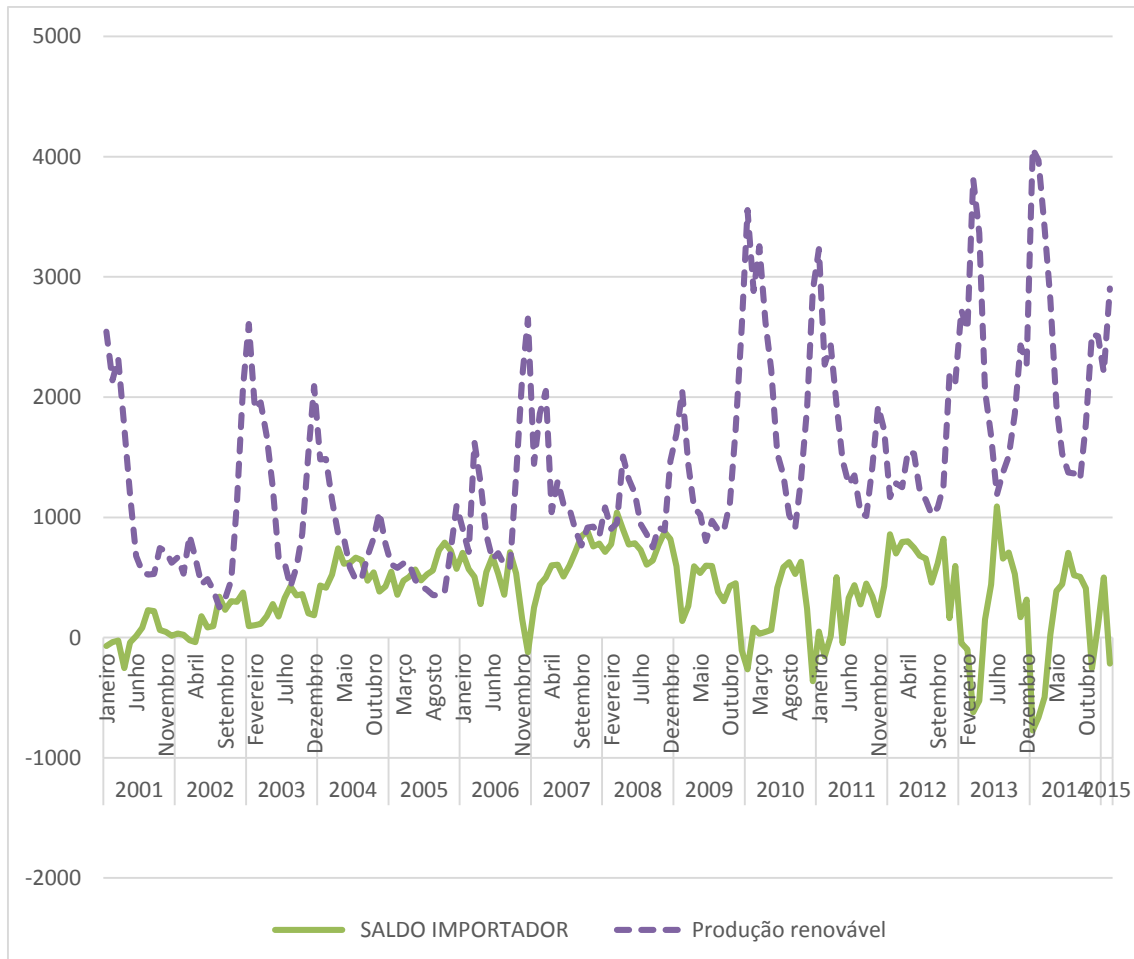
Fonte: REN, tratamento AdC

52. Em resultado da evolução conjugada da redução da procura e expansão da produção em regime especial, a procura residual dirigida a centrais térmicas reduz-se substancialmente. Esta situação verifica-se com particular incidência sobre as centrais a gás natural, a maioria das quais foi construída já no quadro da liberalização do sector, *i.e.* sem contratos de aquisição de energia. Como é visível na figura seguinte, a produção de energia elétrica proveniente de centrais em mercado a gás natural (Ribatejo, Lares e Pego C.C.), decaiu significativamente em 2013 e 2014.

Figura 8 - Produção térmica em regime ordinário em Portugal Continental


Fonte: REN, tratamento AdC

53. A existência de capacidade térmica ociosa, a par do crescimento do regime especial e da capacidade de importação caracterizam assim uma situação de excesso de oferta no mercado de produção em Portugal.
54. O sistema elétrico nacional observa uma elevada percentagem de energia de origem renovável, hídrica e eólica, e as trocas de energia elétrica com Espanha dependem significativamente do desempenho do regime hidrológico e da eolicidade, o qual se caracteriza por uma certa volatilidade.
55. Com efeito, nos períodos de pico de produção de origem renovável o sistema torna-se exportador, enquanto nos períodos de baixa produção hídrica e eólica o recurso às importações é mais significativo.

Figura 9 - Produção renovável (hídrica - PRE+PRO -, eólica e solar) e saldo importador


Fonte: REN, tratamento AdC

4.3. Conclusão

56. Em face do exposto, a aproximação de preços e a redução de congestionamentos constituem sinais de uma crescente integração de mercados. No entanto, essa integração tende a ser potencialmente insuficiente nos períodos de maior intensidade da produção de origem renovável, em que se formam congestionamentos na interligação (no sentido exportador), tal como se observou nos períodos dos invernos de 2012/2013 e 2013/2014.
57. A ERSE, no parecer respeitante à presente operação de concentração que se descreve *infra*, afirma que existe uma correlação negativa entre a produção eólica e a capacidade de importação. Ou seja, mais produção eólica nacional tem um efeito indireto na interligação, reduzindo a capacidade de importação, facto que é suscetível de afetar negativamente a integração de mercados.
58. Acresce que a integração que se observa desde 2009 é, em certa medida, explicada pela quebra da procura nacional, a qual se acentua em face do contexto

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 15

macroeconómico desfavorável que se verificou em todo o período de aplicação do Programa de Assistência Económica e Financeira (“PAEF”)¹⁹.

59. Os elementos de facto apresentados apontam para que o grau de integração atingido, apesar de elevado, não permite afastar, com segurança, a futura inaplicabilidade da separação de mercados no contexto do MIBEL, em duas zonas nacionais.
60. Neste contexto, a AdC entende que se mantém o entendimento expresso em anteriores decisões²⁰, definindo como nacional a dimensão geográfica do mercado da produção de energia elétrica, pelo menos nas horas em que existe congestionamento.
61. Nas horas em que não existe congestionamento, a dimensão geográfica da produção elétrica poderá eventualmente corresponder à Península Ibérica.
62. Em face do exposto, o mercado relevante para efeitos da presente operação de concentração corresponde ao *mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica.*

5. PARECER DO REGULADOR SETORIAL

63. Em 17 de março, a AdC, ao abrigo do n.º 1 do artigo 55.º da Lei da Concorrência, solicitou à ERSE um parecer sobre a presente operação de concentração.
64. O parecer da ERSE, de 1 de abril, analisa a operação de concentração tendo em consideração a caracterização da Generg e da sua estrutura acionista, da tecnologia e fonte renovável em que operam os ativos objeto da transação e dos efeitos potenciais que os mesmos detêm na estrutura da oferta e no funcionamento do mercado da produção de energia elétrica.
65. No que respeita à caracterização da estrutura acionista da Notificante, a ERSE salienta os interesses específicos detidos pelos respetivos acionistas, nomeadamente a Lusenerg, com **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**% da Generg, e a TrustEnergy BV, com **[CONFIDENCIAL – Participação Social]**%.
66. A ERSE refere que a Lusenerg detém participações em sociedades-veículo em Espanha e Portugal com presença no aproveitamento de energias renováveis. Por outro lado, a ERSE identifica que a TrustEnergy BV integra o grupo GDF-Suez, o qual, por sua vez, em Portugal, detém participações em duas centrais em regime ordinário²¹ cuja energia é vendida ao abrigo de contratos CAE, em regime de exclusividade, à REN Trading. Essas duas centrais equivalem, segundo a ERSE, a 19% da produção em regime ordinário.
67. Quanto aos potenciais incentivos indiretos que se associam à presença da GDF-Suez no capital da Generg e que poderiam afetar a conduta da Generg na exploração dos parques eólicos, a ERSE faz notar que:

¹⁹ O PAEF concretizou-se numa carta de intenções, subscrita pelo Ministro de Estado e das Finanças e pelo Governador do Banco de Portugal e em memorandos de entendimento (Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, com a Comissão Europeia, e Memorando de Políticas Económicas e Financeiras, com o Fundo Monetário Internacional).

²⁰ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010, EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

²¹ 50% da Tejo Energia e 100% da Turbogás.

- i. A participação da TrustEnergy BV na Generg é minoritária, não se conhecendo do pacto social qualquer forma de exercer o controlo operacional sobre a Notificante;
 - ii. Os ativos da GDF-Suez – a Tejo Energia e a Turbogás – são operados no mercado de produção pela REN *Trading* e remunerados nos termos dos respetivos CAE. Tal determina a inviabilidade de acréscimos de receita em benefício dos acionistas, em acréscimo aos que já se encontram contratualizados.
68. Quanto às características da tecnologia e fonte renovável utilizada, *in casu*, o vento, a ERSE assinala o seguinte:
- O peso considerável da energia elétrica com origem em parques eólicos na satisfação do consumo de cerca de 23% em média no triénio 2012-2014, mas oscilando significativamente, entre um mínimo de 0,7% e um máximo de 69%.
 - A intermitência e menor previsibilidade do recurso eólico, que aumenta as necessidades de reserva que é utilizada para compensar a volatilidade da produção eólica, necessidades essas que são satisfeitas com recurso ao mercado de serviços de sistema pelo operador de sistema;
 - A correlação negativa entre a produção eólica total e a capacidade de importação, que se deve à restrição que é imposta pelo operador de sistema sobre a importação para permitir a entrada de produção despachável em Portugal e assim assegurar as necessidades de reserva nos períodos de maior produção eólica.
 - O sincronismo na produção eólica em Portugal e em Espanha – quando o recurso vento é abundante num país, também o é no outro – limita a capacidade de apoio mútuo entre os dois sistemas elétricos na gestão de reserva nos períodos em que a produção eólica é mais intensa. Nomeadamente, limita o apoio através do mecanismo de troca de reservas entre os dois operadores de sistema ibéricos (projeto *Balancing Inter TSO*) no mercado de serviços de sistema.
 - A importância que a produção eólica tem na formação do preço do mercado grossista. Sendo a produção eólica colocada em mercado à vista a preço tomador (oferta instrumental a preço nulo), esta acaba por ter um efeito sobre a dimensão da oferta residual que é assegurada por outras tecnologias.
69. A ERSE assinala que, em virtude da operação de concentração em apreço, a Generg aumentará o seu peso específico na produção eólica, passando de **[5-10]**% da capacidade instalada em recursos eólicos para **[10-20]**% do total nacional, com potencial para fornecer, em média, cerca de **[0-5]**% do consumo nacional e em situações de produção mais elevada até **[10-20]**% desse referencial.
70. A ERSE considerou o impacto potencial cumulativo dos ativos detidos pela Generg e aqueles a adquirir à ENEOP, utilizando para o efeito a produção média dos parques eólicos em análise e tendo em conta um potencial ganho de eficiência na exploração dos parques da ENEOP pela Generg.
71. Segundo a estimativa da ERSE, a produção média combinada dos parques eólicos da Generg e dos a adquirir à ENEOP tem um efeito médio sobre os preços no mercado à vista nacional da ordem dos 1,86 €/MWh. Caso essa produção deixasse de existir, o preço médio deveria correspondentemente subir 1,86 €/MWh – uma subida de cerca de 5% face ao preço médio de mercado em Portugal em 2014.
72. A ERSE entende que a saída de serviço, em simultâneo, das centrais eólicas da Generg e daquelas a adquirir à ENEOP é suscetível de conduzir a uma subida sensível do preço grossista no mercado da produção, e porque a energia eólica, em geral, tem implicações ao nível da disponibilidade da interligação.

73. Em face do exposto, a ERSE propõe como condição para a aprovação da operação de concentração que se apliquem as regras relativas à divulgação de informação de disponibilidade dos equipamentos geradores, aplicáveis no âmbito do Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados de energia elétrica (“REMIT”).
74. Assim, a ERSE expressa a sua não oposição à operação de concentração em análise, condicionada à concretização das seguintes medidas de minimização dos riscos concorrenciais:
- A Notificante deverá, com carácter prévio à concretização da operação, identificar, em relatório dirigido à Autoridade da Concorrência e à ERSE, a totalidade dos ativos de geração eólica sobre os quais exerce controlo exclusivo, identificando os mesmos através do respetivo código do ponto de entrega (CPE);
 - A Notificante deverá, com carácter prévio à concretização da operação, identificar, em relatório dirigido à Autoridade da Concorrência e à ERSE, a totalidade dos ativos de geração detidos, direta ou indiretamente, pelas sociedades detentoras do seu capital social que exceda a proporção de 25% do mesmo;
 - A Notificante deverá, com carácter prévio à concretização da operação, identificar, em relatório dirigido à Autoridade da Concorrência e à ERSE, a totalidade dos ativos de geração eólica sobre os quais exerce controlo partilhado, identificando os mesmos através do respetivo código do ponto de entrega (CPE), bem como a respetiva quota de participação nos ativos em causa;
 - A Notificante deverá, através da plataforma de transparência prevista nos termos do Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, informar o mercado das indisponibilidades, programadas ou fortuitas, de cada um dos ativos sobre os quais exerça controlo exclusivo ou maioritário, e sempre que a capacidade indisponível for igual ou superior a 10 MW.

6. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL

75. A atividade da Generg encontra-se concentrada em Portugal²². Os efeitos da presente operação de concentração serão analisados no mercado nacional continental da produção de energia elétrica.
76. A estrutura da oferta no mercado de produção de energia elétrica em Portugal Continental, medida em capacidade de produção e produção de energia, é representada nas duas tabelas seguintes.

²² O Grupo Novenergia España, pertencente ao mesmo grupo da Lusenerg, que controla a Notificante, opera na produção de energia em Espanha, com uma quota no mercado da produção de energia de somente [0-5]%, a qual, considerada à escala ibérica, representa somente [0-5]%

Tabela 3 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013

MW	2011	2012	2013
Grupo EDP	[50-60]%	[50-60]%	[40-50]%
Grupo ENEL	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
GENERG	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
ENEOP	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Tejo Energia/REN Trading	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Turbogás/REN Trading	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Iberwind	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Capacidade de importação	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Outros	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Potência Instalada + Capacidade de importação média (MW)	20.455	20.353	19.551

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

Nota: Para efeitos meramente ilustrativos na tabela *supra*, apresenta-se a ENEOP como se constituísse um operador independente no mercado.

77. A Generg é um pequeno operador, com centrais eólicas, mini-hídricas e solares, que atuam no âmbito do denominando regime especial de geração (PRE), beneficiando de tarifas de venda fixadas administrativamente e do regime de compra garantida pelo Comercializador de Último Recurso.

Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013

GWh	2011	2012	2013
Grupo EDP	[40-50]%^*	[30-40]%	[40-50]%
Grupo ENEL	[0-10]%	[0-10]%	[0-5]%
GENERG	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
ENEOP	[0-5]%	[0-5]%	[0-10]%
Tejo Energia / REN Trading	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Turbogás / REN Trading	[0-10]%	[0-10]%	[0-5]%
Iberwind	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Saldo Importador	[0-10]%	[10-20]%	[0-10]%
Outros	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%
Consumo+Bombagem (GWh)	51.248	50.448	50.610

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

Notas: * estimado a partir da apresentação de resultados da EDP; ** Para efeitos meramente ilustrativos na tabela *supra*, apresenta-se a ENEOP como se constituísse um operador independente no mercado.

78. A quota de mercado da Generg²³, pós-operação de concentração, não vai além dos [0-5]%, seja medida em capacidade ou na produção de energia.

²³ A Generg tem ainda interesses minoritários na Eólica da Boneca ([CONFIDENCIAL – Participação Social]% do respetivo capital), produtor com uma quota de somente [0-5]% da produção de energia em 2013.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 19

79. Tomando em conta a análise desenvolvida pela ERSE, em relação às participações minoritárias da GDF-Suez na Generg (vide ponto 67), só se poderia concluir pela consideração das quotas da Tejo Energia e a Turbogás, caso essa participação minoritária na Generg conferisse algum tipo de controlo sobre a Notificante. Nesse cenário hipotético, ainda assim não se registariam preocupações jusconcorrenciais, dado que o conjunto da Generg e das centrais participadas pela GDF-Suez teria uma quota entre **[10-20]**% de quota de mercado entre 2011 e 2013, e ainda assim bastante distante do maior operador, o grupo EDP, que detém uma quota a rondar os 50%, seja medida em capacidade, seja medida em produção.
80. A dimensão e quota de mercado, medida em capacidade e produção, dos ativos a adquirir à ENEOP e o respetivo incremento na quota da Generg, são representados nas duas tabelas seguintes.

Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas adquiridas à ENEOP e da Generg

MW	2011	2012	2013	Capacidade licenciada
Eólica de Alvarrões, S.A.				
Eólica do Bravo, S.A.				
Eólica de Carreço-Outeiro, S.A.				
Eólica da Corredoura, S.A.				
Eólica da Lomba, S.A.				
Eólica do Penedo, S.A.				
Eólica da Terra Fria, S.A.				
Total ativos a adquirir				
quota ativos a adquirir	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
quota Generg pós-concentração	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %*

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

* estimado a partir da capacidade total mais capacidade de importação em 2013

81. A capacidade dos parques eólicos a adquirir, de acordo com os valores licenciados, ascende potencialmente a **[0-5]**% da capacidade total e o contributo dos mesmos, em termos de produção em 2013, equivale a **[0-5]**% do mercado nacional continental. Em resultado da operação de concentração, a Generg passará a sua quota de mercado para um máximo de **[0-5]**%, considerada a capacidade licenciada aos parques eólicos a adquirir à ENEOP.

Tabela 6 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas adquiridas à ENEOP e da Generg

GWh	2011	2012	2013
Eólica de Alvarrões, S.A.			
Eólica do Bravo, S.A.			
Eólica de Carreço-Outeiro, S.A.			
Eólica da Corredoura, S.A.			
Eólica da Lomba, S.A.			
Eólica do Penedo, S.A.			
Eólica da Terra Fria, S.A.			
produção total ativos a adquirir			
quota dos ativos a adquirir	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
quota Generg pós-concentração	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

82. Analisadas as quotas de mercado das partes envolvidas na transação e a forma como operam no mercado, verifica-se que a presente operação não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva no mercado nacional ou numa parte substancial deste.
83. Com efeito, cumpre notar a reduzida quota de mercado da Generg no cenário pós-concentração, conjugado com o facto de operar somente no âmbito do regime especial. Esta conclusão não se alteraria mesmo se fossem tidos em conta os interesses minoritários na Generg, associados ao grupo GDF-Suez, e ligados à Tejo Energia e à Turbogás. De facto, estes dois operadores não participam diretamente em mercado – a remuneração dos ativos é assegurada por CAE e é independente dos preços de mercado – já que a compra e venda grossista da respetiva produção é assegurada pela REN Trading.
84. Todavia, o parecer da ERSE veio salientar a importância da produção de origem eólica no desempenho de mercado e, em particular, o efeito potencial que a produção conjunta da Generg com os parques eólicos a adquirir à ENEOP tem na formação do preço em Portugal.
85. A ERSE estimou, em concreto, a subida de preço grossista que seria potencialmente originada por uma paragem conjunta dos ativos eólicos envolvidos na presente operação de concentração, tendo concluído pela necessidade de impor condições sobre a Generg quanto à divulgação obrigatória de informação de disponibilidade dos respetivos ativos eólicos, no âmbito das regras já previstas no âmbito do Regulamento REMIT.
86. A AdC reconhece a importância das regras do REMIT relativas à transparência e integridade do mercado. Com efeito, a disseminação da informação de indisponibilidades é importante para compreender as condições da oferta e a transparência na formação dos preços, e dessa forma importante para o bom funcionamento do mercado em concorrência e em igualdade de circunstâncias entre agentes.
87. Todavia, a preocupação da ERSE insere-se num enquadramento distinto daquele que subjaz à análise jusconcorrencial da presente operação de concentração que incumbe à AdC efetuar nos termos do artigo 41.º e do artigo 50.º, n.º 2, da Lei da Concorrência. Com efeito, das mesmas disposições legais decorre que uma decisão de não oposição

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 21

a uma operação de concentração pode ser acompanhada da imposição de condições ou obrigações (que se destinem a garantir o cumprimento de compromissos assumidos pela notificante) com vista a assegurar a manutenção da concorrência efetiva. Tal implica que, da análise jusconcorrencial desenvolvida pela AdC em relação à concentração tal como notificada, resultem preocupações de índole jusconcorrencial.

88. Em primeiro lugar, embora a retirada simultânea de toda a capacidade eólica da Generg em conjunto com os ativos a adquirir à ENEOP fosse suscetível de produzir um efeito sensível no preço, na verdade, nem a Generg, nem nenhum dos seus acionistas, vende energia diretamente em mercado grossista a preço de mercado que pudesse beneficiar desse aumento.
89. Na verdade, o incentivo de um operador de reduzida dimensão, sem poder de mercado, que vende a preço fixo do contrato PRE é maximizar a produção, tal como é implicitamente reconhecido pela ERSE na análise que apresentou no parecer relativa à eficiência de operação dos parques eólicos da Generg, pelo que será pouco provável que, individualmente, a Generg contribua com a imobilização simultânea de toda a sua capacidade de produção. Na medida em que a Generg não poderia retirar qualquer benefício dessa conduta, a mesma pode ser assim afastada como podendo gerar uma eventual preocupação de índole jusconcorrencial.
90. Em segundo lugar, mesmo que vendesse em mercado, a sua reduzida quota no mercado da produção tornaria difícil que o efeito de subida de preço compensasse a perda financeira associada à energia retirada do mercado.
91. A informação de disponibilidade apenas relevaria para efeitos da análise jusconcorrencial caso a mesma desse suporte à monitorização da conduta das empresas envolvidas, no sentido de permitir desvios comportamentais com índole estratégica. Atendendo a que as empresas, pela sua reduzida quota e pela ausência de incentivos, não têm capacidade para, de forma unilateral, beneficiar de um comportamento de restrição da oferta, não se justifica, à luz das disposições relevantes da Lei da Concorrência, no quadro específico da operação de concentração introduzir essa obrigação.
92. Em terceiro lugar, a preocupação da ERSE já tem acolhimento parcial, no perímetro dos parques da ENEOP, em matéria da divulgação de informação de indisponibilidades junto do operador de sistema. De facto, a operação de cada um dos parques da ENEOP é enquadrada por um Protocolo de Exploração celebrado entre a REN e a ENEOP 2.
93. O cumprimento das obrigações previstas no ponto 7 do citado Protocolo REN-ENEOP 2, em particular as relativas ao reporte de informações relativas a indisponibilidades, é semelhante ao que dispõe o REMIT.
94. No entender da Notificante, as responsabilidades emergentes dos Protocolos incumbem, em primeira linha, aos parques eólicos, o que não se alterará com a presente operação, passando as mesmas a ser assumidas pela respetiva Nova SPV.

7. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

95. Nos termos do n.º 3 do artigo 54.º da Lei da Concorrência, foi dispensada a audiência prévia da autora da notificação, dada a ausência de terceiros interessados e o sentido da decisão, que é de não oposição.

8. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO

96. Face ao exposto, o Conselho da Autoridade da Concorrência, no uso da competência que lhe é conferida pela alínea d) do n.º 1 do artigo 19.º dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 125/2014, de 18 de agosto, delibera adotar uma decisão de não oposição à presente operação de concentração, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 50.º da Lei da Concorrência, uma vez que a mesma não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva no *mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica.*

Lisboa, 23 de abril de 2015

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

X

António Ferreira Gomes
Presidente

X

Nuno Rocha de Carvalho
Vogal

X

Maria João Melícias
Vogal

Índice

1. OPERAÇÃO NOTIFICADA.....	2
2. AS PARTES	2
2.1. Empresa Adquirente.....	2
2.2. Ativos a Adquirir	3
3. NATUREZA DA OPERAÇÃO	4
4. MERCADOS RELEVANTES.....	5
4.1. Mercado do Produto Relevante	5
4.2. Mercado Geográfico Relevante	9
4.3. Conclusão	15
5. PARECER DO REGULADOR SETORIAL	16
6. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL.....	18
7. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS.....	22
8. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO	23

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Volume de negócios da Generg, para os anos de 2011, 2012 e 2013	3
Tabela 2 – Volume de negócios dos Ativos ENEOP, para os anos de 2011,2012 e 2013	4
Tabela 3 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013	19
Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013.....	19
Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas adquiridas à ENEOP e da Generg.....	20
Tabela 6 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas adquiridas à ENEOP e da Generg.....	21