



Ccent. 11/2015
FINERGE*TP/ 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]

11/05/2015

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

Processo Ccent. 11/2015 – FINERGE*TP/ Ativos ENEOP

1. OPERAÇÃO NOTIFICADA

1. Em 26 de fevereiro de 2015, com produção de efeitos a 19 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 pelo grupo ENEL, SpA. (“GRUPO ENEL”), através das suas subsidiárias FINERGE - GESTÃO DE PROJECTOS ENERGÉTICOS, S.A. e TP – SOCIEDADE TÉRMICA PORTUGUESA, S.A. (designadas por “Finerge” e “TP”, respetivamente, e conjuntamente designadas por “Finerge*TP”), do controlo exclusivo sobre determinados ativos da ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (adiante, “Ativos ENEOP”).
2. Os ativos ENEOP a adquirir são a Eólica do Alto Douro, S.A., a Eólica do Campanário, S.A., a Eólica da Fraga, S.A. e a Eólica do Monte das Castelhanas, 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 FINERGE é uma empresa que se dedica à gestão, promoção, desenvolvimento, instalação e exploração de projetos e de atividades de cogeração e de energia eólica, incluindo a participação em sociedades ou agrupamentos complementares de empresas que prossigam as mesmas atividades.
5. A TP é uma empresa que se dedica a promover a utilização racional de energia e a diversificação de fontes energéticas através da identificação, estudo, projeto e execução, com recursos próprios ou em associação, de instalações para produção de energias elétrica e/ou aproveitamento do calor residual, e sua posterior exploração e venda de energia.
6. Ambas as empresas fazem parte do Grupo ENEL, operador integrado com forte presença nos mercados mundiais de eletricidade e gás.
7. A presença em Portugal do grupo Enel caracteriza-se por uma central de ciclo combinado a gás natural do Pego (837 MW), uma concessão hidroelétrica com entrada em exploração prevista para 2018 (Girabolhos, com um total previsto de 364 MW) e uma participação em 50% no capital da Tejo Energia, empresa que detém a central a carvão do Pego (584 MW), e que mantém um CAE de venda exclusiva à REN Trading.
8. O volume de negócios realizado pela Finerge*TP, 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:

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

Tabela 1 – Volume de negócios da Finerge*TP, 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. Empresa Adquirida

9. A Finerge*TP passará a deter, através de uma nova sociedade a criar (“Nova SPV”), o controlo exclusivo das seguintes sociedades exploradoras de parques eólicos pertencentes à ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (“ENEOP”):
- 1) Eólica do Alto Douro, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar os parques eólicos do Alto Douro e de Fonte da Mesa II. Tem 263,2 MW;
 - 2) Eólica do Campanário, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico da Raia. Tem 128,8 MW;
 - 3) Eólica da Fraga, S.A. que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico de Gevancas II. Tem 11,5 MW; e
 - 4) Eólica do Monte das Castelhanas, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar os parques eólicos da Lourinhã e da Lourinhã II. Tem 41,4 MW.
10. Os volumes de negócios realizado 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

11. A operação de concentração em causa consiste na aquisição do controlo exclusivo pela Finerge*TP de ativos pertencentes à ENEOP, que serão colocados sob controlo da Nova SPV.
12. 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

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

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.

13. 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.
14. 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 – Participação Social]%**. De acordo com a Notificante, a ENEOP é controlada conjuntamente pelas suas acionistas³.

Figura 1 – Estrutura acionista da ENEOP

[CONFIDENCIAL]

Fonte: Notificante

15. 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”).
16. 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:

Figura 2 - Divisão dos ativos acordada – Organização Final

[CONFIDENCIAL]

Fonte: Notificante

17. Nestes termos, a Finerge*TP 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 444,9 MW.

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]%**.

18. Atendendo a que, tanto o Grupo ENEL como os ativos ENEOP produzem energia elétrica, a presente operação de concentração tem natureza horizontal.

4. MERCADOS RELEVANTES

4.1. Mercado do Produto Relevante

19. 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:
- (i) Produção;
 - (ii) Serviços de sistema;
 - (iii) Transporte;
 - (iv) Distribuição;
 - (v) Comercialização.
20. 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.
21. 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.

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/Greenvoug, 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.

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.

22. 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).
23. O grupo ENEL, ao qual pertencem a Finerge e a TP, está presente na atividade de produção, e em mercados relacionados a jusante da produção, nomeadamente os serviços de sistema e a comercialização. Assim sendo, a análise desenvolvida, no âmbito da presente operação de concentração, não abrange os mercados de transporte e de distribuição de eletricidade.
24. 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.
25. 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.
26. 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

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.

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-Lei 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.

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 (também designado 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 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.

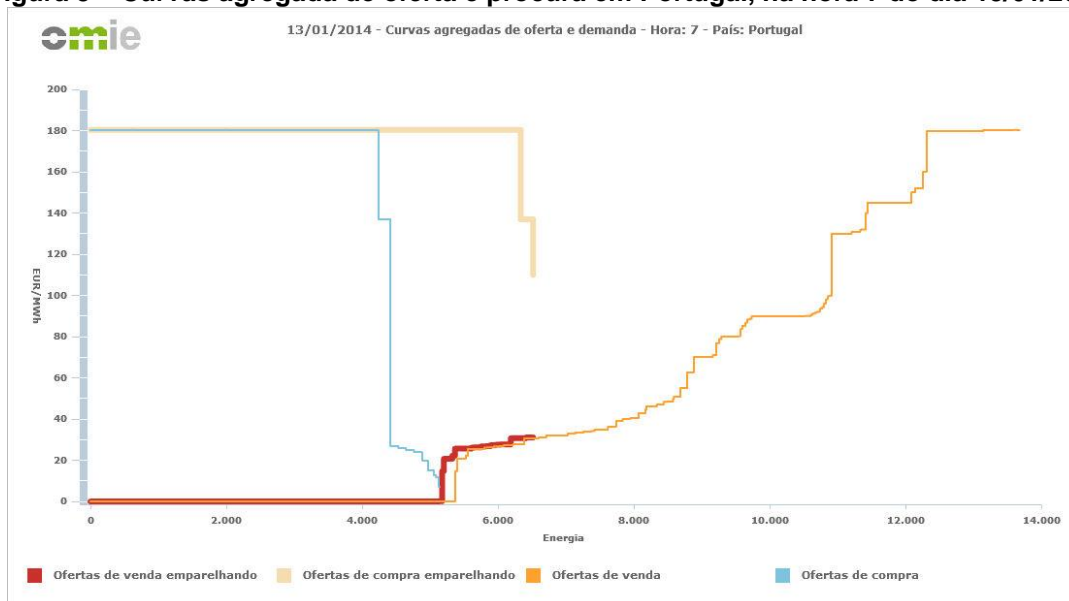
27. Na figura seguinte exemplifica-se a curva de oferta nacional no mercado à vista ibérico¹⁸. Na curva de oferta ilustrada, parte importante da energia ofertada foi colocada em mercado à vista a preço zero. O segmento de oferta a preço zero é constituído parcialmente pela PRE colocada em mercado pela EDP SU.

¹⁵ Vide artigo 33-G.º, do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Lei 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.

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.

Figura 3 – Curvas agregada de oferta e procura em Portugal, na hora 7 do dia 13/01/2014


Fonte: OMIE

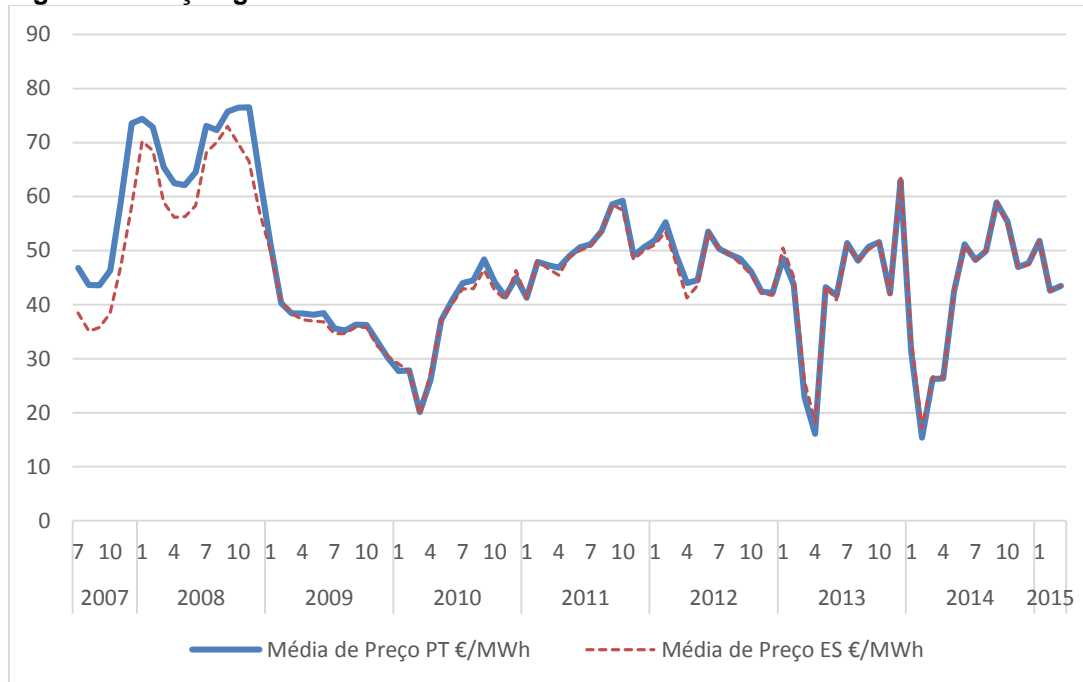
28. Em virtude de todas as formas de produção de energia (e importações) serem constituintes da oferta de energia para efeitos da formação de preço em mercado organizado, e considerando que todas produzem o mesmo produto homogéneo, a AdC tem considerado a produção de energia como um único mercado de produto, integrando todos os regimes de produção (CAE, CMEC, PRE e a restante produção em regime ordinário).
29. No caso da PRE, sendo esta colocada a preço zero 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

30. 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.
31. 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).
32. 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.
33. 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.

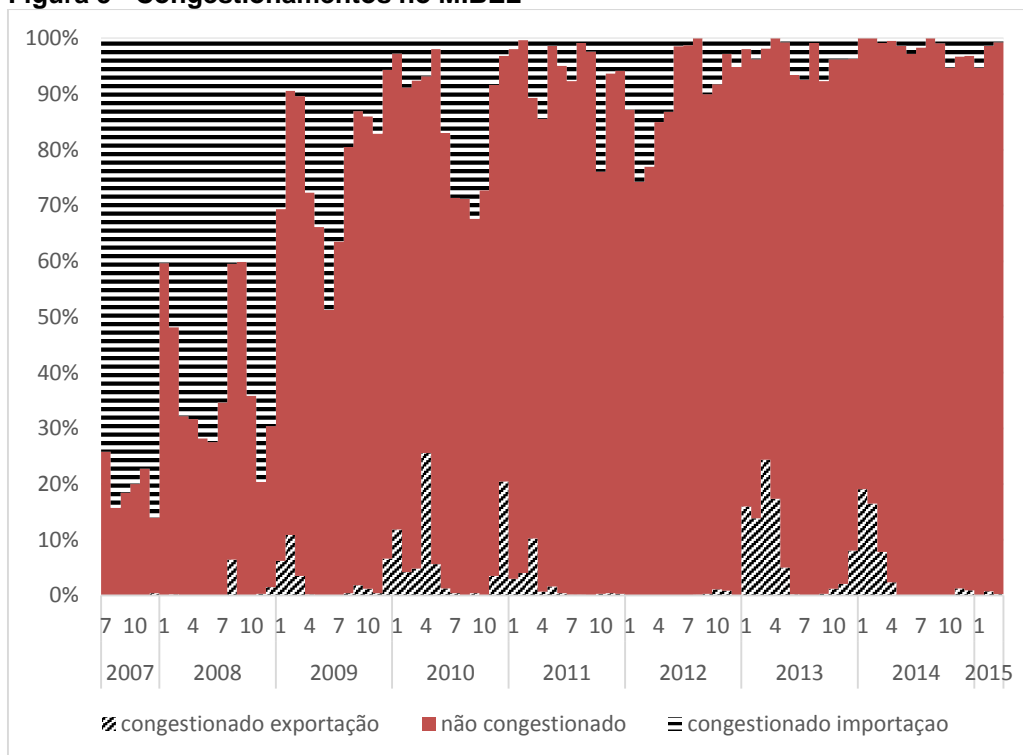
Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial. 8

34. 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.
35. 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.
36. 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 3 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.
37. 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.
38. 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.
39. 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.
40. 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.

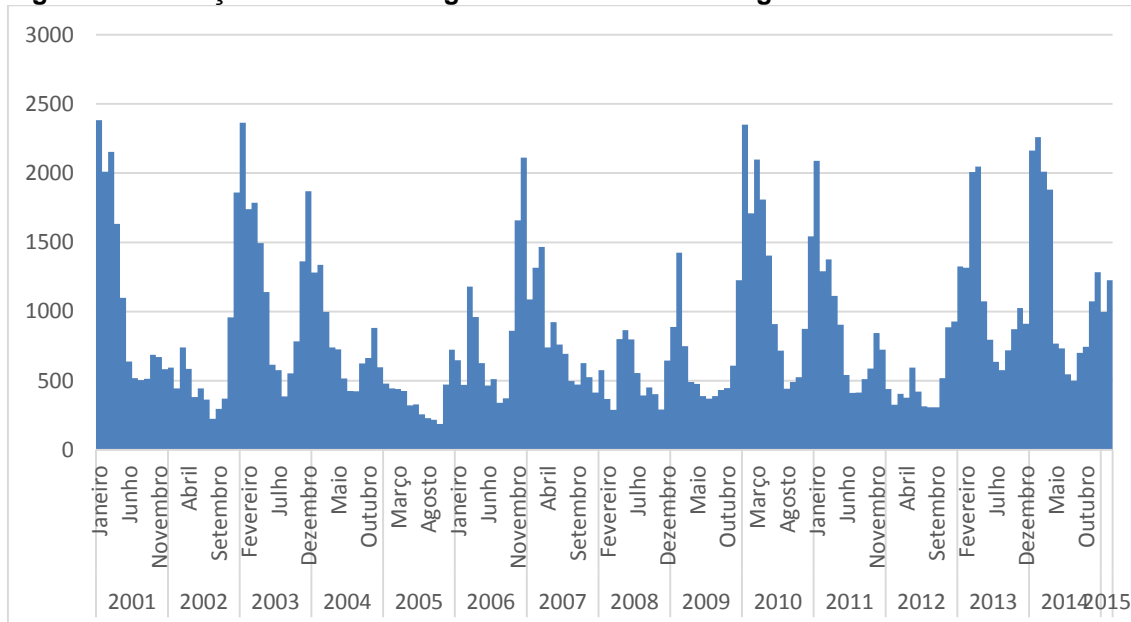
Figura 4 - Preços grossistas no MIBEL


Fonte: REN, tratamento AdC

41. 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 5 - Congestionamentos no MIBEL


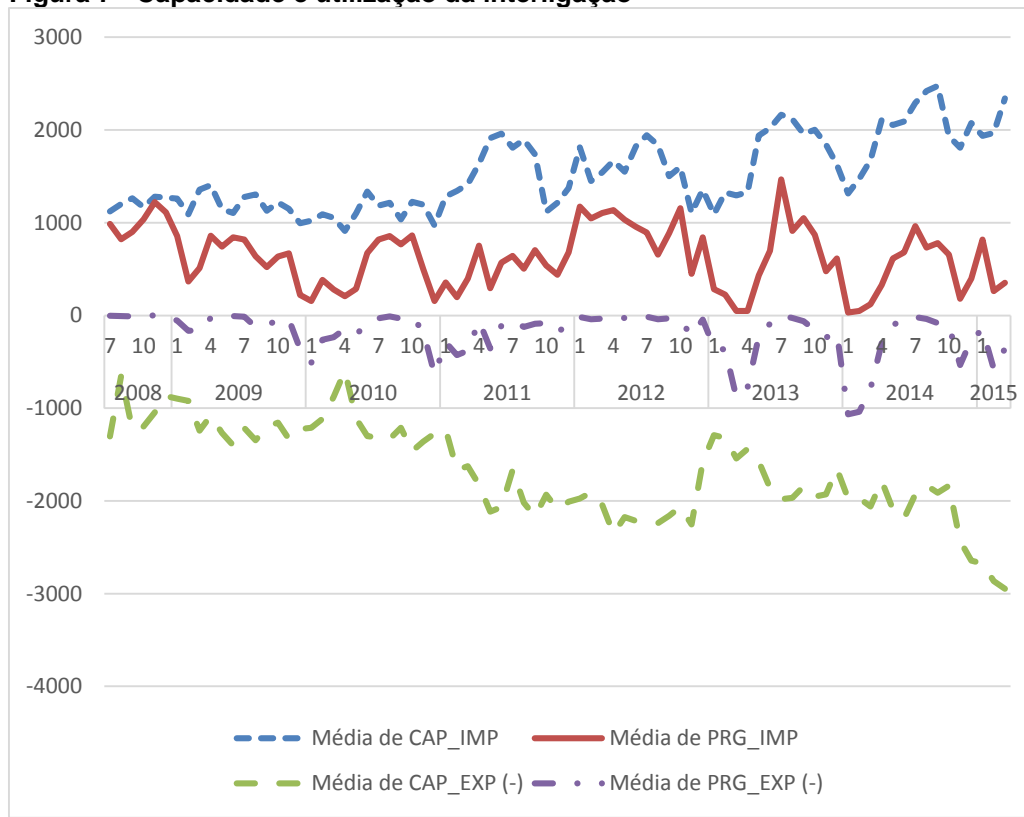
Fonte: REN, tratamento AdC

Figura 6 - Produção Hídrica em Regime Ordinário em Portugal Continental


Fonte: REN, tratamento AdC

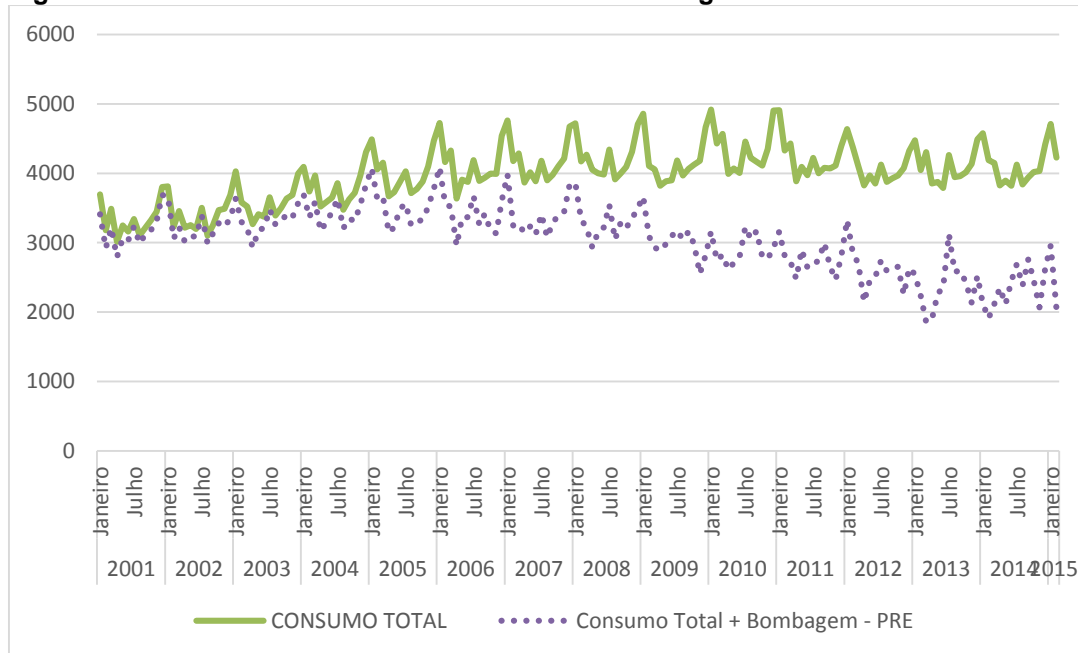
42. A redução tendencial da separação de mercados é também explicada pelo aumento médio da capacidade de interligação em ambos os sentidos (*vide* figura seguinte) – importador e exportador – com maior destaque durante o ano de 2014.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 11 haja sido considerado como confidencial.

Figura 7 - Capacidade e utilização da interligação


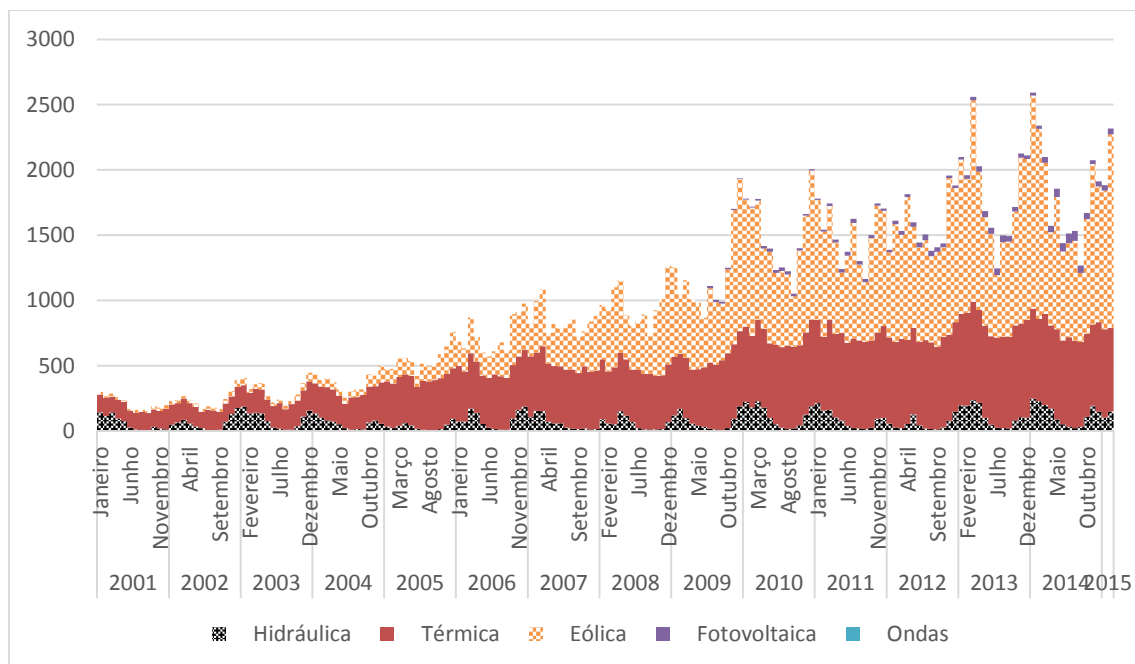
Fonte: REN, tratamento AdC

43. 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 8 - Consumo total e consumo total mais bombagem deduzido da PRE


Fonte: REN, tratamento AdC

44. 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 3 já mencionada.

Figura 9 - Produção em regime especial em Portugal Continental


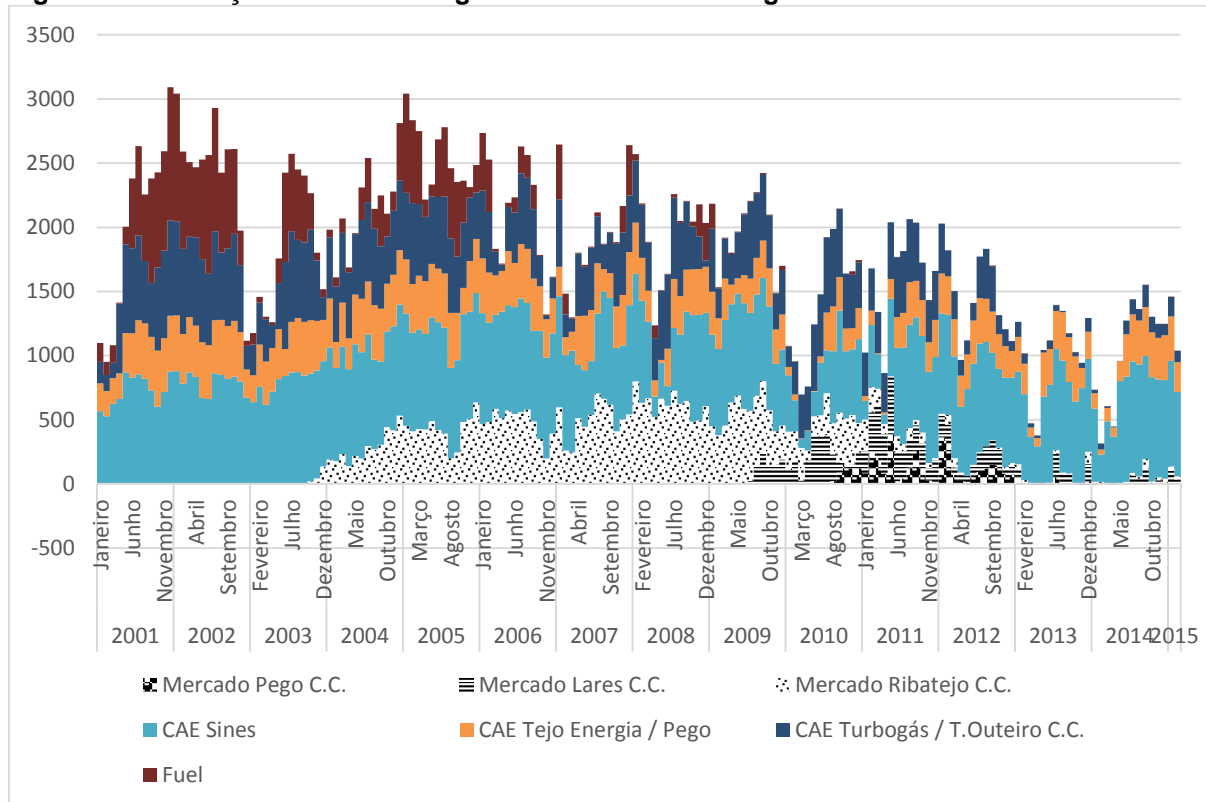
Fonte: REN, tratamento AdC

45. 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

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 13 haja sido considerado como confidencial.

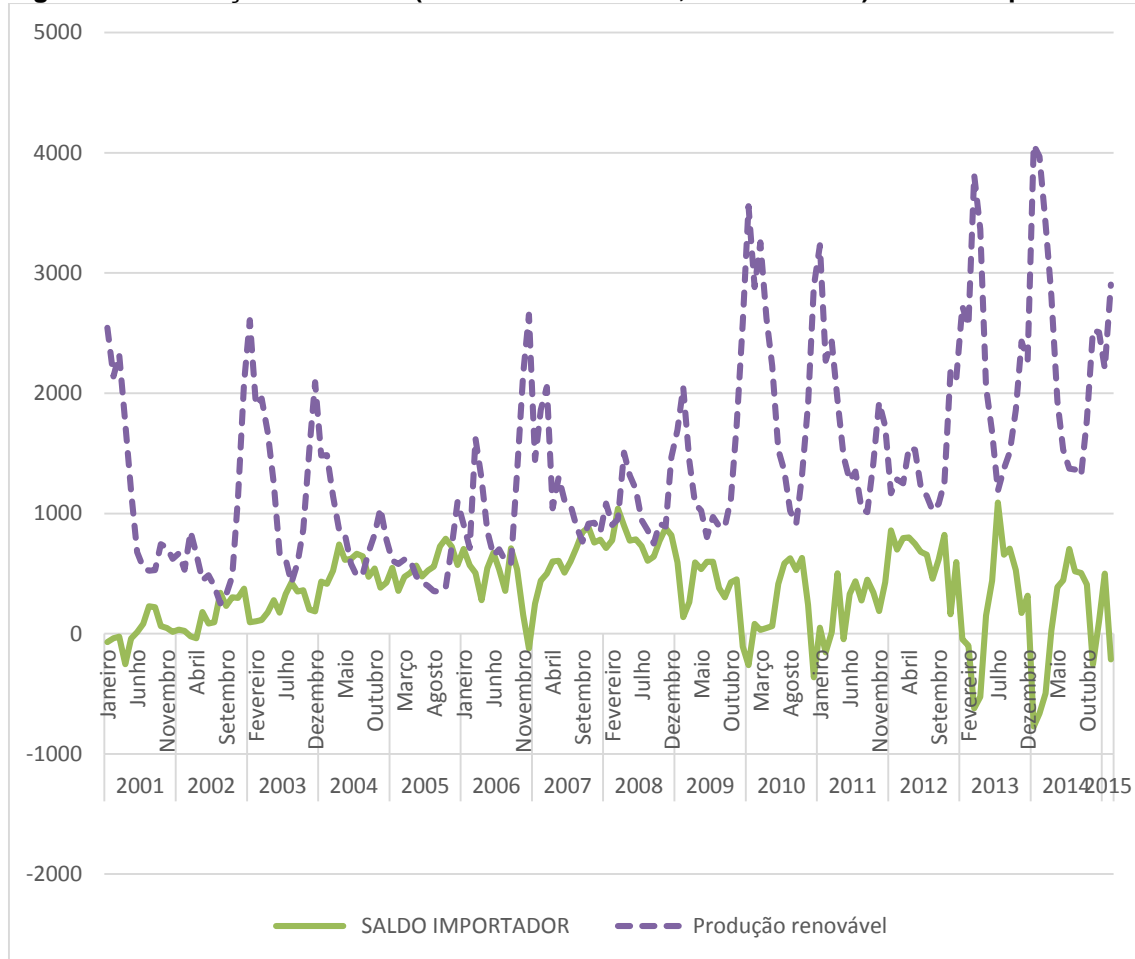
a gás natural, a maioria das quais foi construída já no quadro da liberalização do sector, *i.e.* sem contratos de aquisição de energia. Como é visível na figura seguinte, a produção de energia elétrica proveniente de centrais em mercado a gás natural (Ribatejo, Lares e Pego C.C.), decaiu significativamente em 2013 e 2014.

Figura 10 - Produção térmica em regime ordinário em Portugal Continental



Fonte: REN, tratamento AdC

46. 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.
47. 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.
48. 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 11 - Produção renovável (hídrica - PRE+PRO -, eólica e solar) e saldo importador


Fonte: REN, tratamento AdC

4.3. Conclusão

49. 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.
50. 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.
51. 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 macroeconómico desfavorável que se verificou em todo o período de aplicação do Programa de Assistência Económica e Financeira (“PAEF”)¹⁹.

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

52. 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.
53. Neste contexto, a AdC considera que se mantém atual o seu 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.
54. Nas horas em que não existe congestionamento, a dimensão geográfica da produção elétrica poderá eventualmente corresponder à Península Ibérica.
55. 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. MERCADOS RELACIONADOS

5.1. Serviços de sistema

56. O equilíbrio permanente e instantâneo do balanço entre produção e consumo é essencial à qualidade de serviço e ininterruptibilidade do fornecimento de energia elétrica no sistema elétrico nacional.
57. O equilíbrio do balanço entre produção e consumo, em tempo real, no sistema elétrico é efetuado pelo gestor do sistema, por recurso à capacidade de produção oferecida pelos agentes produtores e mantida sob reserva, para fazer face às necessidades de correção dos desvios em tempo real.
58. Os serviços de sistema são adquiridos pelo gestor do sistema elétrico, que define a procura, aos produtores de energia elétrica em regime ordinário, que definem a oferta dos serviços.
59. A procura de serviços de sistema, *i.e.* os níveis de reserva necessários para fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumo, em tempo real, são determinados pelo gestor de sistema.
60. A procura de serviços de sistema realiza-se em função da dimensão dos desvios esperados entre produção e consumo, a qual tem em conta o perfil das tecnologias de produção em operação. É influenciada, em particular, pelas fontes de origem renovável, de fluxo intermitente, como é o caso da energia produzida em parques eólicos.
61. O gestor de sistema coordena a correção dos desvios, por recurso aos serviços dos agentes produtores, nomeadamente aos serviços de regulação primária, secundária e terciária, designados pela ordem com que os mesmos são solicitados.

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/Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 16 haja sido considerado como confidencial.

62. A regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos produtores em serviço, e tem por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo. Todos os produtores em serviço devem fornecer regulação primária.
63. Todavia, a regulação primária pode revelar-se insuficiente para corrigir todos os desvios do sistema. Como tal, o Gestor de Sistema poderá ter de recorrer, de forma sequencial, à regulação secundária e à regulação terciária. A regulação secundária é um serviço rápido, ativado automaticamente. Por seu turno, a regulação terciária é de ativação mais lenta e baseada em instruções manuais do centro de despacho do sistema elétrico.
64. A regulação secundária e terciária são serviços complementares e remunerados, assentes em mecanismos de mercado e são contratados no contexto de leilões competitivos. Os serviços de sistema são contratados após o encerramento do mercado diário do OMIE.
65. A contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, sendo os principais serviços os seguintes²¹:
- i.* Regulação Secundária: o objetivo deste serviço é manter a capacidade de corrigir os potenciais desvios entre produção e consumo num prazo de entre 30 segundos e 15 minutos. O produto que é negociado neste mercado é a capacidade de aumentar ou diminuir a produção, sendo remunerado segundo a disponibilidade (margem ou reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a sua utilização (energia que foi entregue ou compensação pela redução da produção). A participação no serviço de banda secundária é não obrigatória.
 - ii.* Regulação Terciária: o objetivo deste serviço é restituir a reserva de regulação secundária quando esta tenha sido utilizada, mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço. O produto negociado é, assim, a variação de produção que é possível conseguir num tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas. Existem dois sub-mercados: um onde é contratado um aumento da produção de energia elétrica e outro onde é contratada uma redução da produção de energia elétrica. A reserva terciária é um serviço obrigatório. Todos os grupos produtores habilitados para o efeito têm de fazer ofertas neste mercado, com toda a capacidade disponível para reserva de regulação, a subir e a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.
66. Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é usualmente exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar num curto de espaço de tempo a produção. No caso particular dos serviços de regulação secundária apenas as centrais com equipamento de telerregulação estão habilitadas a prestar o serviço, cingindo a oferta a um grupo mais restrito de centrais.
67. A produção em regime especial não participa nos mercados de serviço de sistema, o que resulta da menor capacidade de controlo da respetiva produção e dos regimes de compra garantida da energia em aplicação aos produtores do regime especial, não os sujeitando às regras de programação da produção a que se encontram obrigados os produtores em regime ordinário.

²¹ Existem ainda outros serviços remunerados, como sejam a Resolução de Restrições Técnicas após Mercado Intradiário ('Tempo Real'), contratados em leilões para o efeito, organizados pelo gestor de sistema.

68. Os serviços de sistema têm reduzida substituibilidade com as transações de energia nos mercados organizados²², à vista ou a prazo, e são transacionados a preços substancialmente diferentes dos produtos em mercados organizados.
69. Em virtude das características específicas de cada serviço e da heterogeneidade das respetivas estruturas da oferta, a AdC tem autonomizado esses serviços de sistema em mercados autónomos. Assim, a AdC tem distinguido, nomeadamente, os seguintes produtos²³:
- i. O serviço de banda secundária, de participação voluntária, o qual é contratado de forma autónoma da reserva de regulação, e cuja oferta se encontra restrita a centrais com equipamento de telerregulação. A reserva terciária não é um substituto da reserva secundária e a sua ativação é mais lenta que a banda de regulação secundária.
 - ii. O serviço de reserva terciária a descer, no qual participam as unidades de produção que venderam energia no contexto do mercado diário do OMIE, compreendendo, por natureza, as centrais de preço mais competitivo no sistema elétrico nacional.
 - iii. O serviço de regulação terciária a subir, que compreende todas as unidades não vendidas no mercado diário do OMIE, por natureza, as centrais menos competitivas num determinado período horário.
70. No que respeita à dimensão geográfica dos mercados de serviços de sistema, importa notar que a regulação secundária e a regulação terciária visam garantir que os desvios são corrigidos no sistema elétrico que os origina, de modo a evitar desequilíbrios nos programas de trocas de energia entre sistemas elétricos, neste caso, entre o sistema elétrico nacional e o sistema elétrico Espanhol.
71. A regulação secundária é determinada de modo automático a partir do centro de controlo do gestor de sistema para os grupos em telerregulação selecionados em mercado para prestar o serviço. O gestor de sistema ajusta automaticamente a produção de cada grupo produtor, dentro da banda de variação oferecida pelo produtor, em método de telerregulação. Na gestão da banda secundária, o operador de sistema apenas pode recorrer às centrais localizadas em território nacional continental, pelo que o mercado de banda secundária é, por definição, de dimensão geográfica correspondente ao território de Portugal Continental.
72. A regulação terciária tem por função repor a reserva secundária utilizada. Em anteriores decisões da AdC²⁴ considerou-se que o mercado de reserva terciária seria nacional – em virtude de não existirem trocas de reserva terciária entre Portugal e Espanha –, baseado no modelo de gestão autónoma dos desequilíbrios registados em cada sistema elétrico.
73. Durante o ano de 2014, importa registar o facto de se ter criado um mecanismo de troca de serviços de sistema, entre Portugal e Espanha, colocado em operação pelos gestores das redes elétrica dos dois países (projeto *Balancing Inter TSO*), no âmbito da qual são transacionadas reservas através da interligação. Tais trocas baseiam-se na existência de excedentes de reservas dentro de cada sistema.

²² 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/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010.

²³ Cf. Decisão da AdC relativa ao processo Ccent. n.º 23/2010, EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010.

²⁴ Cf. *Idem*.

74. Apesar da possibilidade de haver troca de reservas entre sistemas, o parecer da ERSE respeitante à presente operação de concentração, melhor descrito *infra*, vem salientar os efeitos que a energia eólica produz sobre o funcionamento do sistema elétrico e, em particular, sobre a disponibilidade de reserva.
75. De facto, 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 nos períodos em que a produção de energia de origem eólica é mais intensa.
76. Por outro lado, as normas postas em prática pelos gestores de sistema permitem impor um conjunto de limitações às trocas de energia (ora nas importações, ora nas exportações) entre os dois sistemas elétricos da Península Ibérica sempre que existam limitações de reserva face às necessidades identificadas.
77. Em face do limitado apoio que as trocas de serviço de sistema podem conceder em períodos de maior intensidade do recurso vento, e correspondendo à análise da ERSE, que considera o mercado de serviços de reserva de âmbito largamente nacional, a AdC considera que se deverá manter o entendimento em relação ao âmbito geográfico dos mercados de regulação terciária, expresso em anteriores decisões²⁵, como correspondendo a Portugal Continental.
78. Desta forma, a AdC considera que o mercado de banda de regulação secundária, o mercado de regulação terciária a subir e o mercado de regulação terciária a descer têm um âmbito restrito a Portugal Continental.

5.2. Comercialização de energia elétrica

79. Em decisões anteriores da AdC²⁶ e da Comissão²⁷, considerou-se que o mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final deveria englobar todos os consumidores, independentemente de estes serem fornecidos pelo comercializador de último recurso ou por comercializadores em regime livre, e que deverá ser segmentado em função dos consumidores industriais de Muito Alta, Alta e Média Tensão e dos consumidores de Baixa Tensão (pequenas atividades industriais, comércio e serviços e consumidores domésticos).
80. Com o processo de extinção das tarifas reguladas e com a sua substituição por tarifas transitórias²⁸, os clientes perderam o direito de regresso ao CUR. Em tese, poder-se-ia considerar que a existência de barreiras à mudança entre o CUR (tarifas transitórias reguladas) e os comercializadores livres, poderia dar origem a uma separação em dois mercados de produto autónomos – um mercado regulado, constituído pelo CUR, e um mercado liberalizado. Todavia, considerando que a atuação atual do CUR reveste-se de carácter transitório, opta-se por manter a definição anterior.

²⁵ *Idem*.

²⁶ Cf. Decisão da AdC no processo Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008

²⁷ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

²⁸ *Vide* Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.º 75/2012, de 26 de março, n.º 256/2012, de 29 de novembro, n.º 13/2014, de 22 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

81. Quanto à separação dos consumidores em função da dimensão, concluiu-se²⁹ que os consumidores industriais ligados em Muito Alta, Alta e Média Tensão distinguem-se dos restantes consumidores quanto aos respetivos perfis de consumo, tarifação e contagem da energia.
82. Os consumidores de maior dimensão são também mais sensíveis ao preço na decisão de escolha do fornecedor. As empresas comercializadoras em regime livre tendem a tratar estes clientes com base em contas individuais de cliente, oferecendo serviços adicionais, como auditorias energéticas, com o objetivo de otimizar a faturação de energia dos respetivos clientes.
83. Pelo contrário, os consumidores de energia elétrica em Baixa Tensão têm menores consumos, a sua fatura energética tem um menor peso nos respetivos custos totais e são menos sensíveis aos preços, logo menos propensos a mudanças de comercializador. A abordagem a este tipo de clientes tende a ser baseada em campanhas de marketing massificadas, onde o tratamento personalizado é menos relevante.
84. Em conclusão, e para efeitos da presente operação de concentração, a comercialização de energia elétrica ao cliente final compreende todos os consumidores elegíveis, subdividindo-se em dois mercados de produto relevante: (i) o mercado relacionado dos consumidores de Muito Alta, Alta e Média Tensão e (ii) o mercado relacionado dos consumidores de Baixa Tensão.
85. Relativamente à dimensão geográfica deste mercado, em decisões anteriores da AdC³⁰ e da Comissão³¹, o mercado de comercialização de eletricidade foi considerado como sendo o território nacional continental.
86. De facto, as condições para a concorrência na comercialização retalhista de eletricidade foram consideradas como substancialmente diferentes entre Portugal e Espanha nos fornecimentos de eletricidade em todos os níveis de tensão.
87. Apesar dos mecanismos de integração de mercados grossistas entre os dois países, parte importante dos custos relacionados com o fornecimento a clientes finais em Portugal forma-se em mercados de dimensão nacional. Com efeito, os custos com serviços de sistema e a estrutura de custos relacionados com acesso às redes, que integra tanto os custos de redes como os custos de interesse económico geral, são definidas autonomamente entre países.
88. Por outro lado, a estrutura da oferta, em particular nos clientes em Baixa Tensão, revela ainda uma preponderância do operador histórico nacional – o grupo EDP.
89. Em suma, a AdC considera que os mercados de comercialização de energia elétrica ao cliente final se dividem em (i) Muito Alta, Alta e Média Tensão e em (ii) Baixa Tensão e terão um âmbito restrito a Portugal Continental.

²⁹ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

³⁰ *Idem*.

³¹ *Idem*.

5.3. Conclusão relativa aos mercados relevantes e relacionados

90. Face ao exposto, a AdC considera que os mercados relevantes e relacionados, para efeitos da presente operação de concentração, correspondem:
- i. 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.
 - ii. ao mercado de banda de regulação secundária, em Portugal Continental,
 - iii. ao mercado de regulação terciária a subir, em Portugal Continental,
 - iv. ao mercado de regulação terciária a descer, em Portugal Continental,
 - v. ao mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final em Muito Alta, Alta e Média Tensão, em Portugal Continental,
 - vi. ao mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final, em Portugal Continental, em Baixa Tensão.

6. PARECER DO REGULADOR SETORIAL

91. Em 24 de março, a AdC solicitou à ERSE um parecer sobre a presente operação de concentração, ao abrigo do n.º 1 do artigo 55.º da Lei da Concorrência.
92. O parecer da ERSE, de 8 de abril, analisa a operação de concentração tendo em consideração a caracterização da TP e da Finerge e do grupo económico em que se inserem (o grupo ENEL), da tecnologia e fonte renovável em que operam os ativos objeto da transação e dos efeitos potenciais que os mesmos têm na estrutura da oferta e no funcionamento do mercado da produção de energia elétrica.
93. No que respeita à caracterização do grupo ENEL, a ERSE salienta a sua presença na atividade de produção em regime ordinário, em Portugal e Espanha.
94. A presença em Portugal do grupo ENEL, como acima referido, caracteriza-se por uma central de ciclo combinado a gás natural no Pego (837 MW), uma concessão hidroelétrica com entrada em exploração prevista para 2018 (Girabolhos, com um total previsto de 364 MW) e uma participação em 50% no capital da Tejo Energia, empresa que detém a central a carvão do Pego (584 MW), e que mantém um CAE de venda exclusiva à REN Trading. A ERSE calculou que o grupo ENEL detém cerca de 6% da capacidade instalada em regime ordinário (sem contabilizar a central da Tejo Energia).
95. Em Espanha, o grupo ENEL controla a Endesa, S.A. a qual detém, direta e indiretamente 22630 MW de capacidade instalada em regime ordinário, correspondentes a cerca de 36% da capacidade instalada em regime ordinário nesse país.
96. 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.
97. A ERSE assinala que, em virtude da operação de concentração em apreço, o grupo ENEL aumentará o seu peso específico na produção eólica, passando a deter uma capacidade instalada em recursos eólicos de **[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.
98. A ERSE considerou o impacto potencial cumulativo dos ativos detidos pelo grupo ENEL 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 Notificante.
99. Segundo a estimativa da ERSE, a produção média combinada dos parques eólicos do grupo ENEL e dos ativos a adquirir à ENEOP tem um efeito médio sobre os preços no mercado à vista nacional da ordem dos **[Confidencial]** em 2014. Caso essa produção deixasse de existir, o preço médio deveria correspondentemente subir **[Confidencial]** – uma subida de cerca de **[0-10]**% face ao preço médio de mercado em Portugal em 2014.
100. A ERSE analisou os potenciais efeitos da operação de concentração quanto à possibilidade de atuação estratégica dos ativos detidos pelas notificantes em benefício dos ativos em regime ordinário detidos, diretamente e indiretamente, pelo grupo ENEL (respetivamente, o ciclo combinado a gás natural do Pego e a Tejo Energia).
101. Com efeito, os centros electroprodutores diretamente e indiretamente detidos pelo grupo ENEL participam nos mercados diário e no mercado de reserva, pelo que, segundo a ERSE, poderiam beneficiar de hipotéticos aumentos de preço suscitados pela paragem da produção eólica das Notificantes.
102. Todavia, a análise da ERSE concluiu pela menor probabilidade de comportamentos estratégicos na utilização combinada de ativos eólicos e ativos de produção em regime ordinário, por considerar que não se afigura plausível a obtenção de benefícios económicos por essa via. O parecer da ERSE fez notar que:
- i. O grupo ENEL tem uma quota diminuta nos mercados de reserva (essencialmente através da central a carvão do Pego da Tejo Energia).
 - ii. A central a carvão do Pego é remunerada nos termos do respetivo CAE, o que determina a inviabilidade de aumentos de receita em benefício dos acionistas, em acréscimo aos que já se encontram contratados.

103. Assim, a análise da ERSE conclui que, na estrita ótica do mercado português, seja na fileira de produção em regime especial com tarifa garantida, seja na operação em mercados de reserva, a posição das notificantes e/ou grupo empresarial em que se inserem assume características de pressão competitiva para com o incumbente nestes mercados.
104. Não obstante a ausência de preocupações quanto a comportamentos de índole estratégica, a ERSE manifestou preocupações quanto ao impacte específico da produção de origem eólica no funcionamento do mercado, atribuível aos ativos eólicos em apreciação na presente operação de concentração.
105. De facto, a ERSE entende que a saída de serviço, em simultâneo, das centrais eólicas do grupo ENEL 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.
106. 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”).
107. 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:
- (1) 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);
 - (2) 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;
 - (3) 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.

7. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL

7.1. Mercado Relevante da Produção

108. O grupo ENEL tem presença simultânea em Portugal e Espanha. Os efeitos da presente operação de concentração serão analisados no mercado nacional continental da produção de energia elétrica e no mercado da produção na Península Ibérica.
109. A estrutura da oferta no mercado de produção de energia elétrica em Portugal Continental, medida em capacidade de produção e em produção de energia, é representada nas duas tabelas seguintes.

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.

110. Em Portugal, o grupo ENEL é um pequeno operador, com uma central em regime ordinário em mercado e com presença no regime especial (TP e Finerge, respetivamente, em produção em cogeração e produção a partir de fontes renováveis), 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	[0-5]%	[0-5]%	[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	[20-30]%	[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.

111. A quota de mercado do grupo ENEL, pós-operação de concentração, não vai além dos [0-10]%, já tendo em conta a capacidade projetada da ENEOP e ainda por instalar. A quota pós-concentração medida em energia produzida em 2013 não foi além dos [0-5]%. A divergência entre o valor de capacidade e o da produção deve-se ao baixo nível de utilização da central de ciclo combinado do Pego nos últimos anos.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 24 haja sido considerado como confidencial.

112. Tomando em consideração a participação do grupo ENEL na Tejo Energia, a quota do grupo ENEL pós-concentração, em 2013, ascenderia a **[0-10]**% em capacidade e a **[0-10]**% em produção. Ainda assim, é bastante distante do maior operador, o grupo EDP, que detém uma quota a rondar os 50%, seja medida em capacidade, seja medida em produção.
113. A dimensão e quota de mercado, medida em capacidade e produção, dos ativos a adquirir à ENEOP e o respetivo incremento na quota do grupo ENEL, são representados nas duas tabelas seguintes.

Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas a adquirir à ENEOP e do grupo ENEL, em Portugal Continental

MW	2011	2012	2013	Capacidade licenciada
Eólica do Alto Douro, S.A.				
Eólica do Campanário, S.A.				
Eólica da Fraga, S.A.				
Eólica do Monte das Castelhanas, S.A.				
total ativos a adquirir				
quota ativos a adquirir	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %*
quota do Grupo ENEL pós-concentração	[0-10] %	[0-10] %	[0-10] %	[0-10] %*

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

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

114. 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, o grupo ENEL passará a sua quota de mercado para um máximo de **[0-10]**%, considerada a capacidade licenciada aos parques eólicos a adquirir à ENEOP.

Tabela 6 – Produção de energia elétrica das empresas a adquirir à ENEOP e do grupo ENEL, em Portugal Continental

GWh	2011	2012	2013
Eólica do Alto Douro, S.A.			
Eólica do Campanário, S.A.			
Eólica da Fraga, S.A.			
Eólica do Monte das Castelhanas, S.A.			
total ativos a adquirir			
quota ativos a adquirir	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
quota do Grupo ENEL pós-concentração	[0-10] %	[0-10] %	[0-5] %

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

115. Nas tabelas seguintes representa-se a estrutura do mercado de produção na Península Ibérica, na qual se conclui o grupo ENEL é o segundo maior operador em capacidade e

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 25 haja sido considerado como confidencial.

energia produzida, com quotas a rondarem os [10-20]% em capacidade e [20-30]% em energia do total da Península Ibérica.

Tabela 7 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013

MW	2011	2012	2013
Grupo ENEL*	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Grupo Iberdrola	[20-30]%	[20-30]%	[20-30]%
Grupo Gas Natural Fenosa	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Grupo EDP-HC	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Resto regime ordinário	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Resto regime especial	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%
total MW	119.596	121.088	120.364

Fonte: Notificante

* Não inclui o SEIE (territórios extrapeninsulares, nomeadamente as Canárias)

116. Os ativos a adquirir à ENEOP, avaliados à escala ibérica, têm um peso marginal, representando não mais que [0-5]% do total da Península Ibérica, seja em capacidade seja em energia produzida em 2013.

Tabela 8 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013

GWh	2011	2012	2013
Grupo ENEL*	[20-30]%	[20-30]%	[10-20]%
Grupo Iberdrola	[20-30]%	[20-30]%	[20-30]%
Grupo Gas Natural Fenosa	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Grupo EDP-HC	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Resto regime ordinário	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Resto regime especial	[20-30]%	[20-30]%	[20-30]%
total GWh	313.066	311.329	307.998

Fonte: Notificante

* Não inclui o SEIE (territórios extrapeninsulares, nomeadamente as Canárias)

117. 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.
118. Com efeito, cumpre notar a reduzida quota de mercado do grupo ENEL no mercado nacional da produção no cenário pós-concentração. Apesar de o grupo ENEL operar em simultâneo no regime especial e no regime ordinário – e assim poder hipoteticamente beneficiar de eventuais limitações da produção em regime especial, por via do efeito preço sobre a produção em regime ordinário na zona Portuguesa do MIBEL – a sua reduzida quota de mercado limita a probabilidade desse comportamento se revelar eficaz numa perspetiva de custo, tal como refere o parecer da ERSE.
119. Essa conclusão não se alteraria mesmo se se tivesse em conta a participação do grupo ENEL na Tejo Energia. A remuneração desse operador é assegurada por CAE e é

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 26 haja sido considerado como confidencial.

independente dos preços de mercado, já que a compra e venda grossista da respetiva produção é assegurada pela REN Trading. Nessa medida, à quota específica da Tejo Energia não se associam incentivos a fazer alterar o preço de mercado por via dos ativos eólicos a adquirir à ENEOP.

120. Por outro lado, aferidos os efeitos da operação no mercado ibérico da produção de energia elétrica, conclui-se pelo acréscimo marginal de quota do grupo ENEL.
121. 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 Finerge com os parques eólicos a adquirir à ENEOP tem na formação do preço em Portugal.
122. 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 o grupo ENEL quanto à divulgação obrigatória de informação de disponibilidade dos respetivos ativos eólicos, no âmbito das regras já previstas no âmbito do Regulamento REMIT.
123. 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 apresenta-se importante para o bom funcionamento do mercado em concorrência e em igualdade de circunstâncias entre agentes.
124. 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 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.
125. Em primeiro lugar, embora a retirada simultânea de toda a capacidade eólica do Grupo ENEL em conjunto com os ativos a adquirir à ENEOP fosse suscetível de produzir um efeito sensível no preço na zona portuguesa do MIBEL, na verdade, a sua reduzida quota no mercado da produção aferido na zona Portuguesa do MIBEL tornaria difícil que o efeito de subida de preço compensasse a perda financeira associada à energia retirada do mercado, tal como é reconhecido pela ERSE no parecer à presente operação de concentração.
126. Na verdade, na zona Portuguesa do MIBEL, atento a reduzida quota de mercado do grupo ENEL, o respetivo incentivo na utilização dos parques eólicos será o de 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 Finerge. Como tal, será pouco provável que, individualmente, o grupo ENEL contribua com a imobilização simultânea de toda a sua capacidade de produção em parques eólicos. Na medida em que o grupo ENEL não poderia retirar qualquer benefício dessa conduta, a mesma pode ser assim afastada como podendo gerar uma eventual preocupação de índole jusconcorrencial.
127. A informação de disponibilidade apenas relevaria para efeitos da análise jusconcorrencial caso a mesma desse suporte à monitorização da conduta das

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 27 haja sido considerado como confidencial.

empresas envolvidas, no sentido de permitir desvios comportamentais com índole estratégica. Atendendo a que as empresas, pela sua reduzida quota de mercado 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.

128. 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, que estabelece um conjunto de regras quanto à previsão da produção, operação e controlo dos parques eólicos da ENEOP, em interação com o centro de despacho do sistema elétrico nacional.
129. 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, e mantêm-se no perímetro de cada parque eólico a adquirir à ENEOP, pelo que não se extinguem com a presente operação de concentração.

7.2. Mercados Relacionados

(i) Mercado de banda secundária e reserva terciária a subir e a descer

130. Na tabela seguinte representa-se a estrutura da oferta nos mercado de banda secundária e nos mercado de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.

Tabela 9 – Estrutura de oferta do mercado de banda secundária em Portugal Continental, em 2012, 2013 e 2014

	2012			2013			2014		
	Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária		Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária		Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária	
		Subir	Descer		Subir	Descer		Subir	Descer
EDP Produção	68,8%	65,8%	70,6%	88,7%	88,2%	84,6%	98,9%	98,1%	97,3%
Endesa (grupo ENEL)	15,9%	19,1%	10,8%	1,5%	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Iberdrola	4,2%	3,6%	4,2%	5,0%	4,1%	7,1%	0,4%*	1,2%*	1,7%*
REN Trading	11,1%	11,5%	14,4%	4,8%	6,0%	6,6%	0,7%	0,7%	0,9%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Dos quais hídricas	48,4%	42,6%	49,1%	81,9%	78,4%	78,8%	96,6%	97,0%	93,9%
Dos quais térmicas	51,6%	57,4%	50,9%	18,1%	21,6%	21,2%	3,4%	3,0%	6,1%

Fonte: REN

* 2014 estimado como 1/4 do valor anual atribuído à central de Aguieira, explorada pela Iberdrola até final de março de 2014, data do término do contrato de cessão da exploração celebrado entre a EDP e a Iberdrola, no âmbito dos compromissos assumidos pela EDP na Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

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

131. A produção com origem em parques eólicos, pela sua intermitência e dificuldade de previsão, é suscetível de influenciar a procura de serviços de sistema pelo operador de sistema, seja em termos de disponibilidades de reserva secundária a contratar, seja em tempo real na energia secundária a subir ou a descer e na energia terciária a subir e a descer.
132. A presença simultânea na prestação de serviços de sistema (banda secundária e/ou reserva terciária) e na produção eólica poderia dar origem a hipotéticos comportamentos estratégicos, nomeadamente a alterações da produção de parques eólicos a adquirir à ENEOP em benefício dos serviços de sistema (efeito preço e efeito quantidade) prestados pelo grupo ENEL.

Tabela 10 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014

	2012		2013		2014	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
EDP Produção	53,0%	61,0%	77,3%	83,4%	85,0%	71,5%
Endesa (Grupo ENEL)	1,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Iberdrola	3,2%	3,3%	2,6%	1,9%	0,3%	0,4%
REN Trading	42,7%	34,8%	20,1%	14,7%	14,7%	28,1%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Das quais Hídricas	41,3%	56,1%	75,1%	80,5%	79,4%	66,4%
Das quais Térmicas	58,7%	43,9%	24,9%	19,5%	20,6%	33,6%

Fonte: REN

133. Todavia, a análise realizada permite afastar preocupações de natureza jusconcorrencial, pelas mesmas razões supra mencionadas (vide parágrafos 118 e 119). Ou seja, considerou-se a reduzida quota de mercado do grupo ENEL (que variou entre 16% e 0% na banda secundária nos últimos três anos, e entre 3% e 0% na regulação terciária a subir e a descer) e o facto de a Tejo Energia ter uma remuneração que é determinada em CAE e que é independente dos preços do mercado de serviços de sistema.
134. Assim, mesmo que a produção dos parques eólicos da ENEOP seja controlável nos parâmetros previstos no protocolo celebrado entre a REN e a ENEOP³², na verdade, atenta a reduzida quota do grupo ENEL, é muito limitado o benefício que este poderia retirar em serviços de sistema de uma alteração da produção dos parques a adquirir à ENEOP.
135. Em face do exposto, da presente operação de concentração não resultam impedimentos a uma concorrência efetiva nos mercados de banda secundária e de reserva terciária, a subir e a descer.

(ii) Mercado de comercialização de energia elétrica a clientes finais

136. Nas tabelas seguintes analisa-se a estrutura da oferta do mercado da comercialização de energia elétrica a clientes finais, donde se destaca a posição da Endesa (grupo ENEL), com uma quota que varia, nos últimos três anos, entre 20 e 26%, nos grandes

³² Nesse caso, a controlabilidade dos ativos eólicos da ENEOP seria utilizada em proveito da empresa e não necessariamente em proveito do equilíbrio do sistema.

clientes e clientes industriais, entre 15 e 17% nos pequenos negócios, e ronda os 2% nos clientes domésticos.

Tabela 11 – Estrutura da oferta do fornecimento a Grandes consumidores e clientes Industriais, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014

% do Consumo	Grandes consumidores			Industriais		
	dez-12	dez-13	dez-14	dez-12	dez-13	dez-14
CUR (inclui EDP SU)	2,8%	0,1%	0,0%	8,3%	5,1%	2,6%
EDP.Com	39,2%	35,1%	30,1%	29,9%	27,1%	26,9%
Endesa	20,8%	19,5%	25,3%	26,7%	27,3%	26,2%
Iberdrola	15,1%	18,2%	17,7%	27,1%	30,5%	27,4%
GN Fenosa	5,7%	6,6%	6,4%	3,5%	2,7%	3,0%
GALP	1,4%	6,1%	5,5%	4,2%	6,3%	8,0%
Fortia	15,0%	14,5%	14,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,5%	0,4%	1,0%	5,9%

Fonte: ERSE, tratamento AdC

Tabela 12 – Estrutura da oferta do fornecimento a Pequenos Negócios e a clientes Domésticos, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014

% do Consumo	Peq. Negócios			Domésticos		
	dez-12	dez-13	dez-14	dez-12	dez-13	dez-14
CUR (inclui EDP SU)	23,1%	15,7%	9,1%	82,3%	59,5%	37,9%
EDP.Com	32,4%	39,1%	40,8%	14,6%	33,1%	50,5%
Endesa	15,6%	14,3%	17,4%	1,9%	2,5%	2,4%
Iberdrola	17,5%	18,6%	13,5%	0,4%	2,2%	2,9%
GN Fenosa	7,5%	6,5%	6,4%	0,0%	0,9%	2,2%
GALP	3,8%	5,8%	8,8%	0,8%	1,7%	3,0%
Fortia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%	0,0%	1,0%

Fonte: ERSE, tratamento AdC

137. O CUR, sendo a EDP Serviço Universal o principal³³, é a entidade que compra a energia aos produtores em regime especial, entre os quais a Finerge*TP e os parques eólicos a adquirir à ENEOP, tem ainda uma posição destacada nos clientes domésticos, fornecendo cerca de 38% do consumo em final de 2014.
138. A energia que é vendida pelos produtores em regime especial é comprada pelo comercializador de último recurso, entidade que também opera nos mercados de comercialização. Tal poderia à partida presumir a afetação dos mercados de comercialização no âmbito da presente operação de concentração.
139. Todavia, de acordo com as disposições da ERSE em sede regulamentação sectorial, a função de compra e venda da PRE é totalmente separada da função de comercialização a clientes finais.
140. Mesmo que o grupo ENEL procurasse alterar o perfil de produção da energia em PRE vendida ao CUR, para retirar algum benefício na sua atividade de comercialização a clientes finais, nenhum efeito ocorreria sobre a atividade do CUR nos mercados

³³ Para além da EDP Serviço Universal atuam como CUR um conjunto reduzido de cooperativas elétricas, que representam um número residual de consumidores.

retalhistas. Na verdade, pelas regras em aplicação, esse efeito ocorreria somente no mercado da produção, o qual já foi anteriormente analisado.

141. Assim, da presente operação de concentração não resultam entraves significativos a uma concorrência efetiva nos mercados de comercialização a clientes finais.

8. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

142. Nos termos do n.º 3 do artigo 54.º da Lei da Concorrência, foi dispensada a audiência prévia dos autores da notificação, dada a ausência de contrainteressados e o sentido da decisão, que é de não oposição.

9. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO

143. 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, bem como nos mercados relacionados identificados.*

Lisboa, 11 de maio 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. Empresa Adquirida.....	3
3. NATUREZA DA OPERAÇÃO	3
4. MERCADOS RELEVANTES.....	5
4.1. Mercado do Produto Relevante.....	5
4.2. Mercado Geográfico Relevante.....	8
4.3. Conclusão	15
5. MERCADOS RELACIONADOS.....	16
5.1. Serviços de sistema	16
5.2. Comercialização de energia elétrica.....	19
5.3. Conclusão relativa aos mercados relevantes e relacionados	21
6. PARECER DO REGULADOR SETORIAL	21
7. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL.....	23
7.1. Mercado Relevante da Produção	23
7.2. Mercados Relacionados.....	28
8. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS.....	31
9. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO	31

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Volume de negócios da Finerge*TP, 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	3
Tabela 3 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013	24
Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013.....	24
Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica das empresas a adquirir à ENEOP e do grupo ENEL, em Portugal Continental	25
Tabela 6 – Produção de energia elétrica das empresas a adquirir à ENEOP e do grupo ENEL, em Portugal Continental	25
Tabela 7 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013	26
Tabela 8 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013	26
Tabela 9 – Estrutura de oferta do mercado de banda secundária em Portugal Continental, em 2012, 2013 e 2014.....	28
Tabela 10 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.....	29
Tabela 11 – Estrutura da oferta do fornecimento a Grandes consumidores e clientes Industriais, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014	30
Tabela 12 – Estrutura da oferta do fornecimento a Pequenos Negócios e a clientes Domésticos, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014.....	30