

**INSTRUMENTOS PARA A PARTICIPAÇÃO DA OFERTA
E DA PROCURA
NA GESTÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL**

Setembro 2018

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	5
2	ENQUADRAMENTO NORMATIVO.....	9
2.1	Enquadramento comunitário em vigor.....	9
2.1.1	Diretiva 2005/89/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006.....	10
2.1.2	Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009.....	11
2.1.3	Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.....	11
2.1.4	Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009	12
2.1.5	Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009	12
2.1.6	Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Outubro de 2011	13
2.1.7	Regulamento (UE) 2015/1222 Da Comissão de 24 de julho de 2015	13
2.1.8	Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão de 26 de setembro de 2016	15
2.1.9	Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão de 23 de novembro de 2017	15
2.2	Orientações para os auxílios de Estado na área da energia.....	16
2.3	Pacote energia limpa.....	21
2.3.1	Novo Regulamento relativo à Governação da União da Energia	22
2.3.2	Revisão da Diretiva relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis	22
2.3.3	Revisão da Diretiva que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade	23
2.3.4	Revisão do Regulamento relativo ao mercado interno da eletricidade.....	24
2.3.5	Revisão do Regulamento que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia	27
2.3.6	Novo Regulamento relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade	28
3	A GARANTIA DE ABASTECIMENTO.....	29
3.1	As três dimensões da Garantia de Abastecimento - Segurança, Disponibilidade e Suficiência.....	32
3.1.1	A segurança de abastecimento (curto prazo)	33
3.1.2	A disponibilidade de abastecimento (curto a médio prazo)	35
3.1.3	A suficiência de abastecimento (longo prazo)	37
3.2	A adequação do sistema elétrico.....	37
4	INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DA GARANTIA DE ABASTECIMENTO EM AMBIENTE DE MERCADO	43
4.1	Instrumentos do mercado de energia	43
4.2	Instrumentos do lado da oferta	44
4.2.1	Os mercados orientados unicamente pelos preços de energia	44
4.2.2	Os mercados com mecanismos de remuneração de capacidade	46
4.3	Instrumentos do lado da procura.....	50
4.3.1	Flexibilidade da procura e Interruptibilidade	50

4.3.2	Promoção da Eficiência no Consumo	55
4.4	Caracterização legal dos Mecanismos de Interruptibilidade e de Garantia de Potência e dos Regimes CAE, CMEC e FIT	58
4.5	Mercado para um ambiente de forte penetração de renováveis e surgimento dos recursos energéticos distribuídos	65
5	ENQUADRAMENTO DE MERCADO	69
5.1	Análise do Mercado Diário	69
5.2	Análise do Mercado a Prazo	76
5.3	Integração da PRE em mercado	81
5.4	Desvios globais do sistema e desvios diretamente atribuíveis à PRE	94
5.5	Operação dos Sistemas Elétricos.....	100
6	CUSTOS NIVELADOS E RENTABILIDADE DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE ..	103
6.1	Metodologia de apuramento de custos nivelados e da rentabilidade da atividade de produção de eletricidade	103
6.1.1	Pressupostos gerais para as simulações.....	111
6.1.2	Pressupostos associados ao cálculo do custo com capital	114
6.2	Produtores com <i>feed-in tariff</i> (FiT) considerados no estudo	118
6.2.1	Pressupostos específicos.....	118
6.2.2	Resultados.....	129
6.2.3	Cogeração	133
6.3	Produtores com CAE.....	137
6.3.1	Pressupostos específicos.....	137
6.3.2	Resultados.....	139
6.4	Produtores com CMEC	140
6.4.1	Pressupostos específicos.....	141
6.4.2	Resultados.....	145
6.5	Produtores Térmicos em Mercado	147
6.5.1	Pressupostos específicos.....	147
6.5.2	Resultados.....	150
6.6	Produtores Hídricos em Mercado	150
6.6.1	Pressupostos específicos.....	150
6.6.2	Resultados.....	153
6.7	Produtores Fotovoltaicos em mercado	154
6.7.1	Pressupostos específicos.....	154
6.7.2	Resultados.....	156
6.8	Análises dos resultados obtidos para a rentabilidade e custos nivelados	156
6.8.1	Principais conclusões.....	165
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS E APLICAÇÕES DO ESTUDO	167
7.1	Desenho de mercado e considerações sobre a remuneração dos agentes.....	167
7.2	Modelo remuneratório atual e perspectivas de evolução global	171

7.3	Resumo de Conclusões e aplicações do estudo	175
BIBLIOGRAFIA		184
ANEXOS		187

1 INTRODUÇÃO

A primeira diretiva europeia no âmbito do estabelecimento de regras comuns para o mercado interno da eletricidade (Diretiva 96/92/CE¹, de 19 de dezembro) marcou o início de um período de intensa transformação no setor. A liberalização dos mercados elétricos europeus, em conjunto com o advento das energias renováveis, aumentou a concorrência, procurando genericamente contribuir para uma redução dos preços grossistas e das margens nas atividades de produção e de comercialização².

Ao mesmo tempo, as iniciativas relativas ao acoplamento de mercados induziram uma dinâmica adicional ao nível do comércio transfronteiriço de energia elétrica na Europa. A interação entre estes (e outros³) desenvolvimentos tem vindo a estabelecer uma nova arquitetura do sistema elétrico⁴ – alterando profundamente a forma como a energia elétrica se produz, comercializa e consome – que poderá não ser totalmente compatível com o atual desenho de mercado. Deste modo, nos últimos anos, constata-se uma preocupação crescente, a nível europeu, relativamente às possíveis insuficiências deste desenho para responder a alguns objetivos tidos como cruciais, de que é exemplo e releva para o presente estudo, a garantia da segurança do abastecimento⁵.

A discussão em torno da questão da garantia da segurança do abastecimento tem lugar numa conjuntura de redução das margens de capacidade em vários sistemas elétricos europeus. Na edição de 2015 do relatório “*Scenario Outlook & Adequacy Forecast*”⁶, relativa ao período entre 2016 e 2025, a Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E) identifica alguns sistemas elétricos europeus que, já em 2020, poderão apresentar margens de capacidade perigosamente reduzidas (nalguns casos inferiores a 10%)⁷. Diversas causas têm contribuído para esta conjuntura, como sejam, o sucesso das políticas de apoio às fontes de energia renováveis⁸, o efeito da crise económica ao nível da procura

¹ Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092>.

² No relatório da Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) intitulado “*Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*”, de julho de 2013 (disponível em http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx) é reconhecido que “*the regional initiative process has already delivered significant progress towards achieving the Internal Electricity Market (“IEM”), leading to more competitive, liquid and transparent wholesale markets, to the benefit of end-consumers*”.

³ Como, por exemplo, a produção distribuída, os mecanismos de participação da procura ou os sistemas de medição inteligentes.

⁴ No âmbito do Roteiro para a Energia 2050 e do 3.º Pacote para a Energia da União Europeia foram estabelecidos compromissos e assumidos objetivos em matéria, por exemplo, de redução de emissões de CO₂, dos níveis de penetração das fontes de energia renováveis, da eficiência energética ou da promoção da inovação. As medidas a adotar no sentido de responder a estes compromissos e objetivos vão certamente impactar nos mercados elétricos europeus nas próximas décadas.

⁵ Nos termos do Decreto-Lei n.º 23/2009, de 20 de janeiro, que completou a transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva 2005/89/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas, define-se segurança do fornecimento de eletricidade como “a capacidade de um sistema de eletricidade para fornecer energia elétrica aos clientes finais”.

⁶ Disponível em

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>.

⁷ Sistemas como o belga, o grego, o italiano, o lituano, o macedónio, o norte irlandês, o sueco ou o eslovaco são apontados como podendo vir a apresentar problemas de escassez de capacidade no período estudado, em determinados cenários.

⁸ Em particular as energias hídrica, eólica e solar. De acordo com o Relatório da Comissão Europeia sobre os progressos em termos de energias renováveis, de 15 de junho de 2015 (disponível em <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/PT/1-2015-293-PT-F1-1.PDF>), “Presentemente, 26% da eletricidade da UE é já produzida a partir de fontes de energia renováveis, sendo cerca de 10% do aprovisionamento total de eletricidade da UE obtido a partir de fontes renováveis variáveis, como a eólica e a solar”.

de energia elétrica⁹, a redução do preço dos combustíveis fósseis¹⁰ ou a evolução do preço das licenças de emissão¹¹. Em concreto, todos estes fatores têm vindo a concorrer para pressionar em baixa o preço da energia elétrica nos mercados grossistas europeus¹², diminuindo tanto a rentabilidade das unidades de produção baseadas em tecnologias convencionais, como os incentivos para manter em exploração essas unidades ou investir em novas. No entanto, o contributo das unidades de produção baseadas em tecnologias convencionais é absolutamente fundamental para a garantia da segurança do abastecimento, como complemento à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis intermitentes¹³.

É neste contexto que diversos Estados-Membros da União Europeia, percebendo que os atuais modelos regulamentares e de mercado podem não responder adequadamente à necessidade de garantir a segurança do abastecimento, têm vindo a desenhar e implementar diversos mecanismos e instrumentos que atuam sobre o desenho de mercado, não necessariamente de forma coordenada e coerente. Consciente desse desenvolvimento – que pode ser contrário ao próprio desígnio da concretização do mercado interno da energia – tem vindo a ser reforçado o instrumental legal e regulamentar europeu sobre o desenho e operação do mercado elétrico.

Se esta necessidade é sentida a uma escala europeia, mais crítica será a concretização de semelhante reflexão em contexto nacional, tendo consciente que níveis de integração de mercado mais amplos não oferecem apenas oportunidades aos agentes e, em particular, aos consumidores, mas igualmente riscos decorrentes de distorções de mercado não corrigidas, que, tendencialmente, se propagam de forma mais evidente em sistemas mais pequenos e periféricos (como o é o SEN). É justamente neste quadro que importa efetuar uma reflexão integrada sobre os diferentes mecanismos e instrumentos já existentes no desenho do mercado elétrico a nível nacional, procurando assim contribuir para: (i) assegurar a harmonização com o quadro legal comunitário, em paralelo com a (ii) eficiência na afetação dos recursos e racionalidade técnica e económica do modelo operativo global.

Assim, neste documento procura-se concretizar um contributo para a mencionada reflexão sobre o modelo e desenho do mercado elétrico nacional, apresentando:

⁹ De acordo com os dados publicados pelo Eurostat, entre 2008 e 2013, a produção anual de energia elétrica na União Europeia diminuiu cerca de 5%. Para esta diminuição concorreu também a poupança de energia resultante da aplicação de medidas de eficiência energética.

¹⁰ De acordo com o relatório da Comissão Europeia intitulado “*Investment perspectives in electricity markets*”, de julho de 2015 (disponível em http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/eeip/ip003_en.htm), no período 2011-2015, os preços do gás natural e do carvão diminuíram, respetivamente, 10% e 17%.

¹¹ Nos últimos 10 anos, o preço das licenças de emissão no mercado *spot* passou de 30 €/tonelada para menos de 10 €/tonelada. Esta circunstância, conjugada com o impacto do gás de xisto norte-americano ao nível dos excedentes de carvão, tem vindo a desalojar as centrais térmicas de ciclo combinado do mercado. A título de exemplo, os fatores de carga das centrais de ciclo combinado em Portugal no período 2009-2015 foram os seguintes: 33%, 31%, 30%, 17%, 5%, 4% e 15%.

¹² No relatório da Comissão Europeia intitulado “*Energy prices and costs in Europe*”, de janeiro de 2014 (disponível em <https://ec.europa.eu/energy/en/publications/energy-prices-and-costs-europe>), refere-se que “(...) in the period 2008-2012 wholesale electricity prices declined by between 35% and 45% on the major European wholesale electricity benchmarks.”

¹³ As tecnologias que utilizam recursos renováveis não passíveis de serem armazenados apresentam uma potência firme necessariamente inferior à potência instalada e uma menor probabilidade de produção de energia elétrica nos períodos de maior procura, se comparadas com as tecnologias convencionais.

- No capítulo 2, de forma muito sumária, as principais linhas de orientação da regulamentação e enquadramento comunitários em vigor e que afetam, ou se perspetiva que venham a afetar, o desenho dos mecanismos objeto deste documento;
- Uma caracterização da necessidade e dos mecanismos e instrumentos que atuam, ou podem atuar, do lado da procura e do lado da oferta, no funcionamento técnico do sistema elétrico nacional, o que é efetuado no capítulo 3 e no capítulo 4;
- No capítulo 5 é efetuada uma caracterização do mercado grossista de energia elétrica para Portugal, dando ênfase acrescido à operação do sistema elétrico e à participação das tecnologias que beneficiam de tarifa garantida;
- Uma caracterização dos custos nivelados de produção de energia elétrica a partir das diferentes tecnologias disponíveis, bem como dos níveis observados de rendibilidade, de modo a poder perspetivar um quadro remuneratório ajustado a níveis de sustentabilidade de médio e longo prazos, o que se concretiza no capítulo 6; e
- Considerações finais e aplicações deste estudo, que versam o modelo retributivo dos diferentes mecanismos e instrumentos objeto desta reflexão, o que necessariamente se efetua tendo por base o enquadramento comunitário e, em particular, aspetos concretos que emergem das orientações para a concessão de auxílios de Estado compatíveis com o mercado interno da energia. Nesta parte do documento perspetiva-se que o conjunto de considerações serve para consubstanciar propostas de alteração do enquadramento legislativo neste domínio. Esta abordagem é concretizada no capítulo 7.

2 ENQUADRAMENTO NORMATIVO

Neste capítulo pretende-se fazer um enquadramento sobre, por um lado, as regras e disposições legais atualmente em vigor ao nível comunitário relativas ao mercado interno de energia elétrica e, por outro lado, sobre as principais alterações que são expectáveis vir a ocorrer no enquadramento comunitário por força aprovação do denominado Pacote de Energia Limpa.

2.1 ENQUADRAMENTO COMUNITÁRIO EM VIGOR

Elenca-se de seguida a principal legislação europeia relativa ao mercado interno da energia, e especificamente, relativa ao mercado da eletricidade.

- Diretiva 2005/89/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006, estabelece medidas que têm por objetivo garantir a segurança do fornecimento de eletricidade, que assegurem um nível adequado de capacidade de produção, um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura e um nível apropriado de interligação entre os Estados-Membros;
- Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE;
- Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER);
- Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003;
- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e transparência nos mercados grossistas da energia;
- Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos – (CACM *Guideline*);
- Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo;

- Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico.

2.1.1 DIRETIVA 2005/89/CE, DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 18 DE JANEIRO DE 2006

Nos termos desta Diretiva, os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para favorecer um clima de investimento estável, determinando as funções e responsabilidades das autoridades competentes e dos intervenientes relevantes no mercado, publicando informações a esse respeito.

Na aplicação destas medidas, a Diretiva exige que os Estados-Membros assegurem que os operadores das redes cumprem com um conjunto de regras relativas à segurança do funcionamento das redes, que tomem medidas para a manutenção do equilíbrio entre a procura e a oferta e que criem um quadro regulamentar que promova o investimento, a manutenção, a renovação e o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, que permita dar resposta à procura de eletricidade.

No âmbito das medidas para a manutenção do equilíbrio entre a procura e a oferta, prevê-se que os Estados-Membros devam, designadamente, facilitar a criação de novas capacidades de produção e a entrada de novas empresas de produção no mercado.

As medidas adotadas não devem, contudo, prejudicar as disposições do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia¹⁴ (TFUE) relativas às proibições que respeitam aos auxílios de Estado, não podendo ser discriminatórias ou implicar encargos exagerados para os intervenientes no mercado interno, devendo ainda ser ponderado o seu impacto nos custos da eletricidade para os clientes finais.

Mais se estabelece que, de dois em dois anos, até 31 de julho, as autoridades competentes devem publicar um relatório com um resumo das conclusões da monitorização destas questões, bem como das medidas adotadas ou previstas para as enfrentar, e enviar esse relatório à Comissão (cf. artigo 4.º da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade ¹⁵).

Em resumo, a Diretiva 2005/89/CE, fixando objetivos relativos à garantia da segurança do fornecimento de eletricidade, numa formulação aberta, confere aos Estados-Membros margem de discricionariedade para a implementação das medidas que visem garantir o cumprimento daqueles objetivos, que, contudo, não podem prejudicar as disposições do TFUE.

¹⁴ Disponível em http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties_pt.pdf.

¹⁵ Também assim se encontra previsto no artigo 4.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que revogou a Diretiva n.º 2003/54/CE.

2.1.2 DIRETIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 23 DE ABRIL DE 2009

Esta diretiva estabelece um quadro comum para a promoção de energia proveniente de fontes renováveis fixando objetivos nacionais obrigatórios para a quota global de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia e no consumo do setor dos transportes. São também estabelecidas regras em matéria de transferências estatísticas entre Estados-Membros, projetos conjuntos entre Estados-Membros e com países terceiros, garantias de origem, procedimentos administrativos, informação e formação e acesso à rede de eletricidade no que se refere à energia produzida a partir de fontes renováveis.

A Diretiva prevê a existência de Regimes de Apoio onde estão incluídos, designadamente, a ajuda ao investimento, as isenções ou reduções fiscais, o reembolso de impostos, os regimes de apoio à obrigação de utilização de energias renováveis, nomeadamente os que utilizam certificados verdes, e os regimes de apoio direto ao preço, nomeadamente as tarifas de aquisição e os pagamentos de prémios.

A Diretiva estabelece que os Estados-Membros devem tomar as medidas adequadas para o desenvolvimento das infraestruturas a fim de permitir o funcionamento seguro do sistema à medida que aumente produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis. A Diretiva prevê que, com base em critérios transparentes e não discriminatórios, os operadores das redes devem garantir o transporte e distribuição prioritários da eletricidade de origem renovável bem como um acesso prioritário e garantido desta eletricidade à rede sem que isso coloque em causa o funcionamento seguro da rede nacional de energia.

2.1.3 DIRETIVA 2009/72/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO DE 2009

Esta Diretiva estabelece regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como regras para a proteção dos consumidores, a fim de melhorar e integrar os mercados da energia da União Europeia. A Diretiva define as normas relativas à organização e ao funcionamento do sector da eletricidade e ao acesso aberto ao mercado, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes. Define ainda as obrigações de serviço universal e os direitos dos consumidores de eletricidade e clarifica as obrigações em matéria de concorrência.

No que diz respeito às matérias mais diretamente relacionadas com o âmbito deste documento destacam-se as disposições relativas:

- Ao estabelecimento de obrigações mais estritas no que diz respeito à separação das atividades de transporte, comercialização e produção de energia elétrica, prevendo-se a possibilidade de

recusa, por parte das entidades reguladoras nacionais, da certificação dos operadores de rede de transporte que não cumpram as regras de separação;

- A uma maior supervisão da atividade de distribuição no sentido de assegurar que, para efeitos de igualdade de condições ao nível retalhista não existe um aproveitamento da eventual integração vertical dos operadores da rede de distribuição no sentido de melhoraram a sua posição concorrencial;
- À promoção de uma supervisão mais eficaz por parte de entidades reguladoras nacionais independentes, nomeadamente através da cooperação entre reguladoras nacionais e a ACER;
- Reforço da cooperação a fim de garantir uma maior segurança do fornecimento.

2.1.4 REGULAMENTO (CE) N.º 713/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO DE 2009

Este Regulamento, aprovado no âmbito do denominado terceiro Pacote Energético procede à criação da ACER tendo em vista o aumento da cooperação entre reguladores nacionais de energia a nível comunitário contribuindo para o funcionamento efetivo dos mercados internos da eletricidade e do gás natural.

Este Regulamento atribui à ACER competências para emitir pareceres e recomendações dirigidos aos operadores das redes de transporte, entidades reguladoras bem como ao Parlamento Europeu, ao Conselho e à Comissão. A ACER recebe ainda competência no que diz respeito à aprovação de decisões individuais e à apresentação de orientações-quadro não vinculativas («orientações-quadro») nos termos do artigo 6.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade.

2.1.5 REGULAMENTO (CE) N.º 714/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO DE 2009

Este regulamento tem como objetivo a criação de regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de eletricidade que aumentem a concorrência no mercado interno da eletricidade, tendo em conta as características particulares dos mercados nacionais e regionais. Para esse efeito é prevista a criação de um mecanismo de compensação para os fluxos transfronteiriços de eletricidade e o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e à atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais.

O Regulamento também visa facilitar a emergência de um mercado grossista transparente e em bom funcionamento com um elevado nível segurança do aprovisionamento de eletricidade, prevendo mecanismos para harmonizar as regras aplicáveis ao comércio transfronteiriço de eletricidade.

Entre outras matérias, o Regulamento estabelece a criação da ENTSO-E (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade), o desenvolvimento, de forma coordenada por parte dos operadores das redes de transporte, de códigos de rede para o fornecimento e a gestão do acesso efetivo e transparente às redes de transporte à escala transfronteiriça, seguindo as «orientações-quadro» não vinculativas definidas pela ACER bem como um planeamento coordenado do sistema de transporte na Comunidade, incluindo a criação de capacidades de interligação.

2.1.6 REGULAMENTO (UE) N.º 1227/2011 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 25 DE OUTUBRO DE 2011

Este regulamento estabelece regras no sentido da proibição de práticas abusivas que afetem o bom funcionamento dos mercados grossistas de energia bem como a monitorização dos mercados grossistas de energia pela ACER em estreita colaboração com as entidades reguladoras nacionais.

Em particular, o Regulamento proíbe o abuso de informação privilegiada e a manipulação ou tentativa de manipulação de mercado bem como estabelece a obrigação de publicação ao mercado de informações privilegiadas, cabendo às entidades reguladoras nacionais assegurar a aplicação dessas proibições e obrigações.

No sentido de permitir o exercício, de forma efetiva, da atividade de monitorização por parte da ACER e das entidades reguladoras nacionais é estabelecida a obrigatoriedade de registo por parte dos participantes no mercado junto das entidades reguladoras nacionais bem como a obrigatoriedade de reporte à ACER das transações e ordens de negociação, informação essa que é partilhada com as entidades reguladoras nacionais para efeitos do exercício das suas atividades de monitorização dos mercados nacionais.

O Regulamento prevê ainda a obrigação de notificação à entidade reguladora nacional, por parte das pessoas que efetuam transações a título profissional, sempre que existam suspeitas razoáveis de que uma transação possa constituir uma violação das proibições de abuso de informação privilegiada ou de manipulação de mercado.

2.1.7 REGULAMENTO (UE) 2015/1222 DA COMISSÃO DE 24 DE JULHO DE 2015

Este regulamento estabelece orientações detalhadas sobre a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos interzonais nos mercados para o dia seguinte e intradiários, incluindo os requisitos para o estabelecimento de metodologias comuns para a determinação dos volumes de capacidade de

interligação disponíveis entre zonas de oferta, os critérios para avaliar a eficiência da configuração das zonas de ofertas e um processo de revisão dessa configuração.

Os objetivos subjacentes à aprovação deste regulamento estão relacionados com a necessidade de concretização urgente de um mercado energético interno plenamente funcional e interligado no sentido de alcançar os objetivos de segurança do abastecimento, de aumento de competitividade e de garantia aquisição de energia a preços acessíveis por todos os consumidores.

Ao fomentar a criação de um mercado interno da eletricidade funcional este regulamento contribui para que os produtores possam receber os estímulos adequados para o investimento em novas instalações de produção de energia, incluindo eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis bem como para oferecer aos consumidores medidas adequadas para promover uma utilização mais eficiente da energia, o que pressupõe a segurança do abastecimento energético.

Concretamente, este regulamento prevê a adoção, entre outras, de metodologias que promovam o cálculo coordenado da capacidade comercial de interligação, no sentido de maximizar a capacidade disponível, a adoção de um mecanismo de acoplamento de mercados nos horizontes diário e intradiário que permitam a atribuição de capacidade implícita nestes dois horizontes de forma não discriminatória e eficiente. A adoção deste mecanismo de acoplamento exige a harmonização de algumas regras, tais como as relativas a algoritmos, produtos e preços máximos e mínimos bem como o estabelecimento de acordos de cooperação entre operadores das redes de transporte e operadores nomeados do mercado de eletricidade.

Um dos aspetos relevantes da implementação do acoplamento de mercados no horizonte intradiário é o de que este, ao adotar um modelo de funcionamento em contínuo, altera substancialmente o modo de funcionamento do mercado intradiário no MIBEL, baseado em sessões de leilão. Por outro lado, ao permitir o estabelecimento de transações até 60 minutos antes do tempo real, o acoplamento de mercados no horizonte intradiário alarga substancialmente as possibilidades de os agentes de mercado corrigirem os seus programas comerciais tendo em vista a minimização dos seus desvios. Dada a natureza mais volátil da sua produção, este alargamento dos prazos de negociação é especialmente relevante para produtores renováveis.

Outro aspeto muito relevante contido neste regulamento é o processo de revisão das configurações das zonas de ofertas que irá desempenhar um papel importante na identificação de congestionamentos estruturais e, eventualmente, proporcionar uma delimitação mais eficiente das zonas de ofertas. A existência de zonas de ofertas que reflitam a distribuição da oferta e da procura é uma pedra angular da comercialização da eletricidade baseada no mercado e é condição necessária para que os métodos de atribuição de capacidade, nomeadamente o método baseado nos trânsitos, realizem plenamente as suas potencialidades. Por conseguinte, as zonas de ofertas devem ser definidas de forma a garantir uma gestão eficiente dos congestionamentos e uma eficiência global do mercado.

Há ainda a referir o princípio de que a utilização de redespatchos ou trocas compensatórias deve ser coordenado a nível transfronteiriço.

2.1.8 REGULAMENTO (UE) 2016/1719 DA COMISSÃO DE 26 DE SETEMBRO DE 2016

Este regulamento estabelece regras pormenorizadas sobre a atribuição de capacidade interzonal nos mercados a prazo, sobre a criação de uma metodologia comum para determinar capacidades interzonais a longo prazo, sobre a criação de uma plataforma única de atribuição a nível europeu que ofereça direitos de transporte a longo prazo e sobre a possibilidade de devolver direitos de transporte a longo prazo, para subsequente atribuição de capacidade a prazo, ou de transferir direitos de transporte a longo prazo entre os participantes no mercado.

Este regulamento prevê que a atribuição dos direitos de utilização a prazo de capacidade de interligação se realize através de um mecanismo de leilão, a realizar numa plataforma única de atribuição a nível europeu, sendo submetidos a leilão pelo menos produtos com horizonte mensal e anual. Os direitos de utilização da capacidade de interligação a atribuir no âmbito deste regulamento podem ser de natureza física ou financeira. O regulamento também prevê a adoção de metodologias no sentido de determinar regras para o cálculo da capacidade a disponibilizar em leilão.

2.1.9 REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO DE 23 DE NOVEMBRO DE 2017

Este regulamento estabelece orientações pormenorizadas sobre equilíbrio do sistema elétrico, incluindo o estabelecimento de princípios comuns para a contratação e a liquidação de reservas de contenção da frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição, assim como uma metodologia comum para ativação de reservas de restabelecimento da frequência e de reservas de reposição.

Este regulamento, à semelhança dos Regulamentos (UE) da Comissão 2016/1719 e 2017/2195 da Comissão tem como objetivo subjacente a concretização de um mercado interno da eletricidade funcional e interligado que permita de alcançar os objetivos de segurança do abastecimento, de aumento de competitividade e de garantia de aquisição de energia a preços acessíveis por todos os consumidores. Contrariamente aos regulamentos referidos, que se focavam nas regras aplicáveis aos horizontes a prazo, diário e intradiário, este regulamento estabelece regras que impactam o funcionamento do mercado em horizontes próximos do tempo real.

Assim, o Regulamento estabelece regras que obrigam ao desenvolvimento, por parte dos operadores das redes de transporte, de mecanismos comuns de contratação e de ativação de reservas. Estas disposições vêm no sentido de alargar o âmbito dos mercados de operação que, tradicionalmente tinham um foco nacional ou regional.

Para uma eficiente concretização de mecanismos comuns de contratação e ativação de reservas o regulamento prevê a aprovação de metodologias no sentido de harmonizar algumas matérias entre as quais os procedimentos de habilitação de agentes, que devem permitir o acesso não discriminatório de instalações consumidoras à prestação dos serviços de sistema, o período de cálculo dos desvios, a definição de produtos normalizados para a troca de reservas, a metodologia de fixação de preços ou a liquidação dos desvios, cujo preço deve refletir o custo real da energia.

2.2 ORIENTAÇÕES PARA OS AUXÍLIOS DE ESTADO NA ÁREA DA ENERGIA

O Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (Tratado) estabelece que, por princípio, os auxílios estatais são proibidos, de modo a que se não afete negativamente por essa via o desenrolar da concorrência do mercado interno. Todavia, por via de exceções também acolhidas no Tratado, algumas medidas de política pública podem considerar-se compatíveis com o mercado interno. Em concreto, a Comissão pode considerar compatível com o mercado interno os auxílios estatais destinados a facilitar o desenvolvimento de certas atividades económicas na União Europeia, sempre que estas medidas de política não conflituem com o comércio intracomunitário e, consequentemente, não imponham uma redução do bem-estar comum.

Importa, assim, ter claro que o Tratado determina a incompatibilidade dos auxílios concedidos pelos Estados-Membros com o mercado interno, na medida em que afetam as trocas comerciais, falseiam ou ameaçam falsear a concorrência e favorecem determinadas entidades ou atividades económicas (cf. artigo 107.º), o que se consubstancia num dever geral de abstenção de adoção, pelos Estados-Membros, de comportamentos considerados incompatíveis.

Reconhecendo a especificidade e a complexidade próprias do mercado interno da energia, a União Europeia, através da Comissão, decidiu adotar orientações para a implementação de políticas públicas específicas na área da energia e clima. Estas orientações são, atualmente, estabelecidas na Comunicação da Comissão Europeia 2014/C 200/01¹⁶, justamente referentes a *orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020*. Tais orientações estabelecem “regras relativas ao apoio público à proteção do ambiente e à energia, com vista a ajudar as fontes de energia renováveis a entrarem no mercado. Têm por objetivo ajudar os países da União Europeia (UE) a alcançarem as suas metas para 2020 em matéria de clima, fazendo face às distorções dos mercados que possam resultar da concessão de subsídios às fontes de energia renováveis”¹⁷.

Com efeito, uma vez que o cumprimento dos objetivos para as áreas do ambiente e da energia (e concretamente, para os presentes efeitos, no que respeita à implementação de um sistema energético

¹⁶ Disponível em [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).

¹⁷ Conforme reconhecido na nota de publicação das orientações, disponível no *link* acima mencionado.

seguro e competitivo) definidos pela estratégia Europa 2020, exige a realização de investimento em atividades económicas, as orientações estabelecem as condições nos termos das quais os auxílios podem ser considerados compatíveis com o mercado interno, orientando os Estados-Membros na construção dos respetivos mecanismos.

Neste contexto, as regras adotadas para a concessão de apoios públicos na área da energia, sendo que pretendem maioritariamente salvaguardar o cumprimento das metas da UE para 2020 em matéria de clima¹⁸, fazem-no com o objetivo de minimizar as distorções criadas no mercado interno da energia ao mínimo indispensável. Para tal, é apontado que o mercado interno da energia se deve orientar por sinais e regras de mercado, transparentes e não distoradoras da concorrência.

No caso concreto dos mecanismos de remuneração da produção renovável, estabelece-se como objetivo destas regras que o “(...) setor terá de se adaptar aos sinais de mercado (isto é, interpretar as tendências do mercado), devendo os montantes dos auxílios responder à queda dos custos de produção”. Não se esgotando as regras nos mecanismos de apoio às energias renováveis, as orientações, em tudo o demais, procuram fomentar os fluxos energéticos transfronteiriços com base, preferencialmente, em **procedimentos de concurso competitivos** para a definição dos apoios públicos.

As orientações constantes da Comunicação CE 2014/C 200/01 são aplicáveis desde **1 de julho de 2014 até ao final de 2020**, prevendo-se múltiplas situações em que deverá existir comunicação prévia à Comissão Europeia (**controlo ex ante**) antes da implementação de qualquer apoio público na área da energia. As regras publicadas estabelecem como medidas suscetíveis de se enquadrarem em auxílios estatais concedidos na área da energia as seguintes situações¹⁹:

- a) Auxílios por superação de normas da União ou por aumento do nível de proteção ambiental na ausência de normas da União (incluindo auxílios à aquisição de veículos de transporte novos);
- b) Auxílios à adaptação antecipada a futuras normas da União;
- c) Auxílios a favor de estudos ambientais;
- d) Auxílios à reabilitação de sítios contaminados;
- e) Auxílios à energia a partir de fontes renováveis;
- f) Auxílios a medidas de eficiência energética, incluindo cogeração e aquecimento e arrefecimento urbano;
- g) Auxílios à eficiência dos recursos e, em especial, à gestão de resíduos;

¹⁸ A política da União Europeia estabelece três metas concretas:

- uma redução das emissões de gases com efeito de estufa de 20% (ou 30% se as condições forem cumpridas) em relação aos níveis de 1990;
- 20% de energia de fontes renováveis;
- um aumento de 20% da eficiência energética.

¹⁹ Contantes da secção 1.2 das orientações.

- h) Auxílios à captura, transporte e armazenamento de CO₂, incluindo elementos individuais da cadeia de captura e armazenamento de carbono («CAC»);
- i) Auxílios sob a forma de reduções ou isenções dos impostos ambientais;
- j) Auxílios sob a forma de reduções das contribuições destinadas a financiar o apoio à eletricidade proveniente de fontes renováveis;
- k) Auxílios às infraestruturas energéticas;
- l) Auxílios a medidas de adequação da produção;
- m) Auxílios sob a forma de autorizações negociáveis;
- n) Auxílios à realocização de empresas.

De forma mais evidente e direta, os incentivos objeto deste documento podem enquadrar-se nos conceitos mencionados nas alíneas j), k) e l) da mencionada secção 1.2 das orientações em matérias de auxílios de Estado na energia. Por sua vez, a secção 2 das orientações aprovadas estabelece o critério para a obrigatoriedade de notificação prévia, segmentando-o por tipo de medida e por limiares de aplicabilidade. Com efeito, as orientações estabelecem que os “(...) auxílios individuais concedidos com base num regime de auxílio permanecem sujeitos à obrigação de notificação nos termos do artigo 108.º, n.º 3, do Tratado, caso excedam os limiares de notificação a seguir indicados e não sejam concedidos com base num procedimento de concurso competitivo:

a) Auxílios ao investimento: quando o montante de auxílio exceder 15 milhões de EUR a favor de uma única empresa;

(...)

g) Auxílios sob a forma de medidas de adequação da produção: quando o montante de auxílio exceder 15 milhões de EUR por projeto, por empresa.”

Daqui parece decorrer que qualquer mecanismo ou medida que esteja assente em procedimento verdadeiramente competitivo não estará sujeita a notificação nos termos das orientações aprovadas. Tal é equivalente a dizer-se que, sendo o mercado a definir o valor pago em cada mecanismo ou medida, se considera que não serão postos em causa os princípios que as próprias orientações pretendem assegurar em matéria de afirmação do mercado interno e da concorrência.

A Comissão Europeia é ainda competente para proceder ao exame permanente dos regimes de auxílios existentes nos Estados-Membros, propor a adoção de medidas adequadas que sejam exigidas pelo desenvolvimento progressivo ou pelo funcionamento do mercado interno e decidir a supressão ou modificação de auxílios concedidos por um Estado-Membro, ou provenientes de recursos estatais, não compatíveis com o mercado interno ou aplicados de forma abusiva.

Fora dos casos previstos nos regulamentos que determinam as isenções por categoria ou das condições estritas previstas nas orientações para os auxílios de Estado, os Estados-Membros que pretendam atribuir novos auxílios devem notificar a Comissão, que procederá à análise preliminar da medida, podendo concluir pela sua compatibilidade com o mercado interno ou, havendo dúvidas, pela abertura de procedimento formal de investigação, nos termos conjugados do n.º 2 do artigo 108.º do Tratado e do Regulamento (UE) 2015/1589 do Conselho, de 13 de julho de 2015, que estabelece as regras de execução do artigo 108.º do Tratado e, concretamente, estabelece os procedimentos aplicáveis aos auxílios que sejam notificados pelos Estados-Membros, bem como aos auxílios ilegais, aos auxílios utilizados de forma abusiva e aos auxílios existentes.

Nos termos do disposto no artigo 21.º do referido Regulamento (UE) 2015/1589, a Comissão pode ainda examinar regimes de auxílio existentes, devendo informar o Estado-Membro quando conclua que o regime em causa não é, ou deixou de, ser compatível com o mercado interno. Após pronúncia do Estado-Membro, a Comissão Europeia pode recomendar a alteração do regime, a introdução de requisitos processuais ou a supressão do regime de auxílio.

A apreciação que é efetuada pela Comissão Europeia das medidas que possam estar abrangidas pelo regime de auxílios de Estado seguem um conjunto de princípios comuns, os quais se encontram concretizados nas próprias orientações aprovadas para a energia. Em concreto, além do acima exposto genericamente sobre a compatibilidade com o mercado interno e com a concorrência, a Comissão Europeia deve seguir como critério a comparação entre o benefício gerado pela medida ou instrumento e o eventual dano causado à concorrência e/ou à concretização do mercado interno da energia.

As orientações estabelecem igualmente critérios para a fixação de incentivos de promoção de fontes renováveis, sendo que, no essencial, os mecanismos adotados por cada Estado-Membro devem verificar os mesmos princípios que se estabelecem para outras medidas neste quadro. Em concreto, o modelo de incentivos deverá ser não discriminatório e não contraditório com a criação de um mercado interno para a energia.

Pela sua natureza potencialmente mais abrangente, importa circunstanciar com mais detalhe o que as orientações referem especificamente sobre as medidas destinadas a assegurar a adequação da produção. Estas são descritas no ponto 3.9 das orientações publicadas, sendo que se definem como aqueles instrumentos habitualmente destinados a garantir “um nível de capacidade de produção considerado adequado para responder aos níveis de procura no Estado-Membro, num determinado período, baseado num indicador estatístico convencional utilizado por organizações reconhecidas pelas instituições da União por desempenharem um papel essencial na criação de um mercado único da eletricidade”. Estes auxílios destinam-se a remunerar, mais comumente, o serviço de disponibilidade de capacidade prestado pelo produtor – e não a energia produzida –, apoiando as fases de investimento e/ou de funcionamento do centro eletroprodutor.

As medidas de incentivo à disponibilidade de capacidade num dado Estado-Membro, existentes ou futuras, sendo um auxílio de Estado, só poderão ser consideradas compatíveis com o mercado interno se efetivamente cumprirem os requisitos previstos nas orientações e que atrás se mencionaram genericamente.

As orientações exigem, desde logo, uma avaliação prévia do problema de adequação da produção: os Estados-Membros devem identificar o motivo que justifica a expectativa de não funcionamento do mercado, quando e de que forma esperam que este problema se manifeste e dar prioridade a medidas para a adequação da produção que não tenham um impacto negativo sobre o objetivo da eliminação progressiva de subsídios prejudiciais a nível ambiental ou económico – por exemplo, a gestão do lado da procura e o reforço da capacidade de interligação.

Verificando-se que a garantia de abastecimento só fica assegurada através de instrumentos específicos, deve o mecanismo em causa observar, em resumo, os seguintes critérios:

- Os auxílios devem remunerar exclusivamente o serviço de capacidade prestado pelo produtor, não incluindo componentes relativas a energia, isto é, remuneração de MWh produzido e/ou vendido;
- A medida deve ser aberta e proporcionar incentivos adequados tanto a atuais como futuros produtores de energia e a operadores que usem tecnologias substituíveis, tais como soluções de resposta do lado da procura ou de armazenamento;
- A atribuição de auxílios deve ser precedida da realização de um procedimento concursal competitivo, com base em critérios claros, transparentes e não discriminatórios;
- A medida deve incorporar mecanismos que impeçam a geração de lucros indevidos;
- A medida deve ser construída de modo a assegurar que o preço pago pela capacidade tende automaticamente para zero, quando se esperar que o nível de capacidade fornecida é adequado para responder ao nível de capacidade procurada;
- O procedimento de atribuição de incentivos deve dirigir-se a operadores de outros Estados-Membros, na medida em que tal seja fisicamente possível, bem como a produtores que utilizem diferentes tecnologias ou soluções equivalentes, como gestão da procura, reforço das interligações ou armazenamento – a restrição à participação no procedimento só pode justificar-se com base na insuficiência do desempenho técnico para responder ao problema de adequação;
- A medida não pode reduzir os incentivos ao investimento na capacidade de interligação, prejudicar o acoplamento de mercados ou as decisões de investimento na produção, nem contribuir para o reforço de posições dominantes;
- O mecanismo deve privilegiar a produção de baixo carbono.

2.3 PACOTE ENERGIA LIMPA

Em 30 de novembro de 2016, a Comissão Europeia apresentou um novo pacote de medidas com o objetivo de proporcionar o quadro legislativo estável necessário para facilitar a transição para as energias limpas e para a criação da União da Energia, o denominado Pacote Energia Limpa.

O Pacote Energia Limpa inclui oito propostas legislativas diferentes das quais, no âmbito deste documento interessa analisar as versões mais recentes de seis delas, que se debruçam sobre os temas do mercado da eletricidade e consumidores e da sustentabilidade, renováveis e bioenergia:

- Novo Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à Governança da União da Energia²⁰;
- Revisão da Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis²¹;
- Revisão da Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade²²;
- Revisão do Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo ao mercado interno da eletricidade²³;
- Revisão do Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia²⁴;
- Novo Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade²⁵.

Tal como acontece com todas as propostas legislativas no âmbito do processo de tomada de decisão ordinário da UE, as propostas apresentadas pela Comissão Europeia para este pacote legislativo²⁶ são profundamente debatidas pelos legisladores, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia e encontram-se em fase final da sua aprovação.

O Pacote Legislativo europeu “Energia Limpa” corresponde a uma revisão do Terceiro Pacote Legislativo europeu e de parte da legislação europeia atualmente em vigor a eletricidade, e tem por objetivo melhorar

²⁰ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016PC0759R\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016PC0759R(01)&from=EN)

²¹ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016PC0767R\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)&from=EN)

²² https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_15886_2017_INIT&from=EN

²³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_15879_2017_INIT&from=EN

²⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_9754_2018_INIT&from=EN

²⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0862&from=EN>

²⁶ Inclui ainda a proposta de revisão da Diretiva da eficiência energética e a proposta de revisão da Diretiva do desempenho energético em edifícios, cujo processo foi entretanto já concluído com a aprovação e publicação da Diretiva (UE) 2018/844 do passado 19 de junho.

o funcionamento do mercado interno da eletricidade, nomeadamente permitindo uma maior flexibilidade e limitando o âmbito das subvenções para adequação da geração, incluindo uma avaliação europeia coordenada da adequação do sistema elétrico a longo, médio e curto prazo.

Em seguida apresentam-se as principais alterações às seis peças legislativas elencadas que estão em discussão:

2.3.1 NOVO REGULAMENTO RELATIVO À GOVERNAÇÃO DA UNIÃO DA ENERGIA

A proposta deste novo regulamento cria um mecanismo de governação para a aplicação de estratégias e medidas concebidas para o cumprimento dos objetivos e metas da União da Energia e, para o primeiro período de dez anos de 2021 a 2030, em particular, das metas da UE para 2030 em matéria de energia e clima.

O mecanismo de governação baseia-se nos planos nacionais integrados em matéria de energia e clima, que abrangem períodos de dez anos, com início no período de 2021 a 2030, nos correspondentes relatórios sobre os progressos nacionais integrados nos domínios da energia e do clima elaborados pelos Estados-Membros e nas disposições sobre o acompanhamento integrado da Comissão Europeia. Define um processo estruturado e iterativo, a observar pela Comissão e pelos Estados-Membros, para a finalização dos planos nacionais e sua execução, inclusivamente no que se refere à cooperação regional, e correspondente ação da Comissão.

O regulamento incide sobre as cinco dimensões da União da Energia: segurança energética, mercado energético, eficiência energética, descarbonização e investigação, inovação e competitividade.

2.3.2 REVISÃO DA DIRETIVA RELATIVA À PROMOÇÃO DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE FONTES RENOVÁVEIS

A proposta de revisão de Diretiva propõe um quadro legislativo que tem por preocupação assegurar certeza suficiente para os investidores no período 2021-2030 e utilizar regimes baseados no mercado e eficazes em termos de custos com base nas boas práticas de conceção mais recentes. Os princípios presentes na proposta estão totalmente em consonância com as diretrizes já traçadas pela Comissão nas orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia e desenvolvem-nas ainda mais em diversos domínios, nomeadamente, na participação transfronteiriça. Nesse sentido, a Diretiva aponta para tornar obrigatória uma abertura parcial dos regimes de apoio produção de eletricidade a partir de fontes renováveis à participação transfronteiriça.

A Diretiva aponta para a melhoria da utilização dos fundos ao abrigo de instrumentos financeiros novos ou já existentes, por forma a apoiar os Estados-Membros na implantação de energias renováveis.

Um dos focos desta Diretiva é o de habilitar os cidadãos a autoconsumir e armazenar eletricidade produzida a partir de energias renováveis referindo a Comissão a capacitação dos consumidores e a sua potencial participação, atenuar os custos de implantação da rede além de contribuir para o cumprimento dos objetivos de energias renováveis. Ainda nesse contexto são introduzidas disposições sobre comunidades energéticas, habilitando-as a participar no mercado.

Há uma consolidação do sistema de garantias de origem, visando utiliza-las como meio de divulgação obrigatória da eletricidade produzida a partir de energias renováveis, sendo permitido, de forma explícita, a emissão de garantias de origem para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis apoiadas, atribuídas através de leilão, em que as receitas obtidas são utilizadas para compensar os custos do apoio às energias renováveis.

São eliminadas as disposições relativas ao acesso prioritário e garantido da eletricidade a partir de fontes de renováveis à rede que passam para o Regulamento relativo ao mercado interno da eletricidade.

2.3.3 REVISÃO DA DIRETIVA QUE ESTABELECE AS REGRAS COMUNS PARA O MERCADO INTERNO DA ELETRICIDADE

No que diz respeito ao âmbito deste documento, as principais alterações introduzidas nesta proposta de revisão da diretiva em vigor são a introdução dos conceitos de agregação, de agregador independente e a obrigatoriedade de permitir a participação da resposta da procura através de agregação nos mercados de eletricidade.

A proposta de Diretiva define agregação como uma função assumida por uma pessoa singular ou coletiva que combina as cargas de múltiplos clientes ou a eletricidade produzida para compra, venda ou leilão num mercado de eletricidade e o agregador independente como um participante no mercado que pratica a agregação e que não se encontra associado ao comercializador do seu cliente.

Esta proposta de Diretiva estabelece que os Estados-Membros devem permitir e fomentar a participação da resposta da procura através da agregação juntamente com os produtores de eletricidade, de forma não discriminatória, em todos os mercados de eletricidade incluindo os mercados de serviços auxiliares. Na implementação do quadro regulamentar os Estados-Membros devem prever, pelo menos, o direito de acesso aos mercados de eletricidade por parte dos participantes no mercado envolvidos na agregação, incluindo os agregadores independentes, sem o consentimento dos outros participantes no mercado e a existência de regras não discriminatórias e transparentes, que definam claramente os papéis e as responsabilidades de todas as empresas de eletricidade envolvidas na agregação ou afetadas pela participação da resposta da procura através da agregação. Uma das funções atribuídas ao ORT é a de participar no desenvolvimento da resposta da procura.

A proposta de Diretiva estabelece ainda que deva ser assegurado que, quando um cliente final pretenda celebrar um contrato de agregação, tal não exigirá o consentimento da empresa de eletricidade do cliente final a não ser em situações em que o comercializador do cliente não receba nem um pagamento compensatório regulado, nem uma compensação, pelos desvios positivos.

Cabe ainda fazer referência ao desenvolvimento dos conceitos de clientes ativos, que podem participar diretamente ou através de agregação nos mercados, para venda de eletricidade autoproduzida ou para participação em regimes de resposta da procura, e das comunidades de energia controladas por acionistas ou membros que são pessoas singulares, autoridades locais, incluindo municípios, ou pequenas empresas e microempresas que podem desenvolver atividades de produção, distribuição e comercialização de eletricidade, consumo, agregação, armazenagem ou serviços de eficiência energética, produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis ou prestar outros serviços energéticos aos seus acionistas ou membros.

Finalmente, esta proposta de Diretiva introduz a figura dos coordenadores de Segurança Regional, de forma coordenada com a proposta de Regulamento relativa ao mercado interno da eletricidade, atribuindo às entidades reguladoras nacionais a supervisão do seu funcionamento.

2.3.4 REVISÃO DO REGULAMENTO RELATIVO AO MERCADO INTERNO DA ELETRICIDADE

A proposta de revisão do regulamento em vigor contém alterações sobre um número significativo de matérias, nomeadamente:

- Compensação;
- Prioridade de despacho;
- Redespachos;
- Funcionamento dos mercados para o dia seguinte e intradiário;
- Configuração das zonas de oferta;
- Adequação de recursos;
- Mecanismos de capacidade;
- Coordenadores de segurança regional.

No que diz respeito à compensação, a proposta de Regulamento prevê que todos os participantes no mercado devem ser responsáveis pelos desequilíbrios que provocam no sistema podendo, para o efeito, delegar contratualmente a sua responsabilidade numa parte responsável pela compensação da sua

escolha. A proposta prevê a possibilidade de derrogação da responsabilidade de compensação para projetos de demonstração para as tecnologias emergentes, para instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renováveis ou cogeração de elevada eficiência com uma capacidade total de produção de eletricidade instalada inferior a 250 kW, limiar que se reduz para 150 kW a partir de 2026. Nos casos em que seja aplicada a derrogação, deve existir uma entidade que assuma os desequilíbrios financeiros das entidades isentas de responsabilidade de compensação. Está também previsto que os Estados-Membros podem incentivar os participantes no mercado que estejam total ou parcialmente isentos de responsabilidade em matéria de compensação a assumir uma plena responsabilidade em matéria de compensação.

Ainda em relação à compensação a proposta de regulamento vem reforçar o princípio de que a qualificação e a contratação no mercado de compensação devem assegurar a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, tendo em conta as diferentes necessidades técnicas da rede elétrica, e definir uma aquisição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços através de mecanismos de mercado. A liquidação da energia de compensação deve basear-se em preços marginais sendo que o preço da energia de compensação não deve ser determinado na contratação de capacidade de compensação. É também estabelecido que a definição das necessidades de reserva deve ser estabelecida de forma coordenada entre os operadores da rede de transporte e que a contratação de capacidade de compensação se deve realizar a nível regional através de mecanismos de mercado transparentes.

Relativamente à prioridade de despacho é estabelecido que o despacho de instalações de produção de energia e de resposta da procura deve ser não discriminatório, transparente e baseado no mercado. Pode ser dada prioridade de despacho a instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renováveis ou cogeração de elevada eficiência com uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 250 kW (50 kW a partir de 2026), bem como a projetos de demonstração para as tecnologias emergentes. Em relação às instalações existentes que já beneficiam de despacho prioritário, a proposta de regulamento prevê que continuem a manter esse benefício exceto quando seja sujeita a alterações significativas. O despacho prioritário deve basear-se em critérios transparentes e não discriminatórios e, em nenhum caso, pode comprometer o funcionamento seguro da rede elétrica ou ser utilizado para justificar a redução das capacidades transfronteiriças.

A proposta de regulamento estabelece que a contratação de redespachos deve ser feita com base em mecanismos de mercado contratando recursos associados a instalações de produção, armazenamento ou procura. É prevista a não utilização de mecanismos de mercado para a contratação de redespachos num determinado conjunto de situações, nomeadamente quando situação da rede conduzir, de forma regular e previsível, a congestionamentos que possam conduzir a ofertas estratégicas periódicas, que aumentariam o nível de congestionamento interno.

O regulamento vem introduzir algumas disposições sobre o funcionamento dos mercados para o dia seguinte e intradiário que complementam os Regulamentos atualmente em vigor. Assim, é introduzida a

obrigatoriedade dos operadores do mercado da eletricidade nomeados proporcionarem aos participantes no mercado a oportunidade de realizarem transações de energia, nos mercados para o dia seguinte e intradiário em intervalos de tempo pelo menos tão curtos quanto o período de ajustamento de desequilíbrios, sendo que até 1 de janeiro de 2021, a duração desse período deve ser de 15 minutos em todas as zonas de programação, a menos que tenha sido concedido uma derrogação. Por outro lado, estabelece-se que os preços grossistas da eletricidade e os preços da energia de compensação não estão sujeitos a um limite mínimo nem máximo, sem prejuízo do estabelecimento de limites técnicos máximos e mínimos harmonizados que devem ter em conta o valor máximo da energia não distribuída (VEND). As entidades reguladoras são incumbidas de identificar políticas ou medidas suscetíveis de restringir a formação de preços nos mercados grossistas devendo tomar medidas para as eliminar.

O Regulamento também introduz algumas disposições sobre o processo de revisão da configuração das zonas de ofertas, previsto no Regulamento (EU) n.º 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, no sentido de serem as entidades reguladoras nacionais competentes a tomarem uma decisão por unanimidade sobre a proposta remetida por todos os operadores de transporte, cabendo à ACER a aprovação quando não seja possível uma decisão por unanimidade das entidades reguladoras nacionais.

No que diz respeito à adequação de recursos o Regulamento institui que os Estados-Membros devem monitorizar a adequação dos recursos no seu território com base na avaliação europeia da adequação dos recursos podendo, para além disso, efetuar uma avaliação nacional da adequação dos recursos. Sendo identificado um problema de adequação dos recursos, os Estados-Membros devem identificar as distorções regulamentares ou de mercado, ou estrangulamentos de rede, que contribuem para essa situação, devendo publicar um roteiro com um calendário concreto para a adoção de medidas destinadas a eliminar as razões que conduzem ao problema de adequação dos recursos.

Em relação à introdução dos mecanismos de capacidade a proposta de regulamento vem concretizar os princípios estabelecidos nas Orientações para os Auxílios de Estado na área de energia. Assim, é estabelecido que os mecanismos de capacidade não devem criar distorções desnecessárias no mercado nem limitar o comércio interzonal, devem ser baseados no mercado; devem estar abertos à participação de todos os recursos capazes de oferecer o desempenho técnico exigido de uma forma neutra do ponto de vista técnico e de acordo com regras equitativas e transparentes, incluindo, mas não limitado, à participação no armazenamento, à eficiência energética e à resposta à procura, devem ser temporários, mas permitidos, em conformidade com as regras em matéria de auxílios estatais, desde que a avaliação da adequação dos recursos correspondente identifique um problema de adequação dos recursos e não devem ir além do necessário para resolver o problema de adequação dos recursos.

O Regulamento estabelece, ainda, que a introdução de mecanismos de capacidade deve ser precedido de uma consulta com os Estados-Membros vizinhos e pode ocorrer quando se identifique que o problema de adequação de recursos identificado não possa ser resolvido com a adoção das medidas que eliminam as razões que conduzem a esse problema.

No que diz respeito à participação transfronteiriça a proposta de Regulamento estabelece que os Estados-Membros devem aceitar a participação de fornecedores externos que tenham um desempenho técnico equivalente às capacidades nacionais podendo impor como requisitos que a capacidade esteja localizada num Estado-Membro com uma ligação de rede direta ao Estado-Membro que aplica o mecanismo e que não participa noutro mecanismo de capacidade para o qual deva estar disponível. No âmbito dos mecanismos de capacidade, cabe aos operadores da rede de transporte calcular a capacidade máxima de interligação aceitável para a participação de fornecedores externos, verificar a capacidade de desempenho técnico exigido e realizar os testes de disponibilidade.

Quando o mecanismo de capacidade a implementar seja do tipo reserva estratégica os recursos associados, só devem ser despachados se os operadores de redes de transporte estiverem em risco de esgotar os seus recursos de compensação o que não impede, no entanto, que sejam ativados recursos antes do despacho efetivo, a fim de respeitar os condicionalismos inerentes à variação de carga, bem como os requisitos de funcionamento. A proposta de Regulamento estabelece ainda que os recursos que fazem parte da reserva estratégica não devem ser remunerados através dos mercados grossistas de eletricidade nem dos mercados de compensação.

Em relação aos mecanismos de capacidade existentes à data da entrada em vigor do Regulamento, estabelece-se que os Estados-Membros os devem alterar no sentido de os conformar às novas regras sem prejuízo dos compromissos ou contratos celebrados antes dessa data, e sem prejuízo das regras da União em matéria de auxílios estatais.

A proposta de Regulamento introduz a figura do Coordenador de Segurança Regional, que deve ser implementada até 2025 e que assume diversas funções relacionadas com a coordenação da operação da rede de transporte a nível nacional, e da entidade europeia dos operadores da rede de distribuição da União (ORDUE) com funções de coordenação dos ORD em matérias que lhes digam respeito, como por exemplo a participação na elaboração de códigos de rede relevantes, a integração das fontes de energia renováveis, da produção distribuída e de outros recursos na rede de distribuição ou a digitalização da rede de distribuição.

2.3.5 REVISÃO DO REGULAMENTO QUE INSTITUI A AGÊNCIA DE COOPERAÇÃO DOS REGULADORES DE ENERGIA

A proposta de revisão do Regulamento que institui a ACER assenta na necessidade de maior coordenação da atuação regulatória nacional no futuro devido ao aumento da produção renovável e à maior integração dos mercados com o objetivo de maximizar os efeitos positivos do mercado interno da energia no bem-estar social, na segurança de abastecimento e na descarbonização da economia. Para esse efeito, é prevista uma maior coordenação dos NRAs em relação a matérias com impactos transfronteiriços, assumindo a ACER um papel de coordenação e supervisão em algumas matérias, tais como no desenvolvimento de uma metodologia europeia de avaliação da adequação de recursos, na definição de

parâmetros para uma participação eficiente de recursos transfronteiriços nos mecanismos de capacidade ou em relação à atuação dos coordenadores regionais de segurança.

2.3.6 NOVO REGULAMENTO RELATIVO À PREPARAÇÃO PARA RISCOS NO SETOR DA ELETRICIDADE

Reconhecendo que a legislação europeia em vigor, já não reflete a realidade do atual mercado da eletricidade interligado que veio sendo construído ao nível europeu e não é compatível com o grau de ambição de penetração de fontes de energia renovável pretendido para o futuro da Europa, a proposta de um novo Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade, estabelece normas para a cooperação entre os Estados-Membros tendo em vista a prevenção, preparação e gestão de crises de eletricidade num espírito de solidariedade e de transparência, e em plena conformidade com os requisitos de um mercado interno da eletricidade.

Introduzindo as definições à escala europeia de “Segurança do fornecimento de eletricidade”, “Crise de eletricidade”, “Crise simultânea” (que afeta mais do que um Estado-Membro ao mesmo tempo) e “Medida não baseada no mercado”, esta proposta de Regulamento europeu irá harmonizar conceitos e práticas relativos, nomeadamente, definição de cenários de crise de eletricidade ao nível regional e nacional, avaliação da adequação do sistema elétrico a curto prazo, planos de preparação para riscos, gestão de situações de crise de eletricidade.

3 A GARANTIA DE ABASTECIMENTO

A política energética europeia assenta em 3 grandes pilares: segurança energética, sustentabilidade e competitividade. A abertura à concorrência, dos diversos vetores energéticos e atividades, permitiu incrementar a transparência sobre a formação dos preços da energia, contribuindo para mercados mais competitivos e eficientes com o objetivo de criar condições mais favoráveis para os consumidores. Contudo, a procura de condições mais favoráveis aos consumidores não pode ignorar a importância da sustentabilidade, assegurando soluções de longo prazo e que garantam às gerações futuras a manutenção de recursos suficientes e saudáveis, bem como a importância da segurança de abastecimento. A escassez e a interrupção do fornecimento de energia, na sociedade atual representam situações de exceção e altamente penalizadas pela comunidade e tecido empresarial. Por essa razão, o custo social da escassez em momentos de crise é muito superior aos preços da energia em situações normais de fornecimento. A introdução dos conceitos de sustentabilidade e de segurança de abastecimento permite gerar benefícios na medida que contribui para a resiliência dos sistemas e garante respostas em situações críticas, mas também traz custos no curto prazo, em detrimento da competitividade.

Na abordagem ao tema da segurança de abastecimento é necessário analisar diferentes perspetivas que completam a sua compreensão, designadamente, a eficiência dos investimentos, da operação e da manutenção, por um lado, e a qualidade e garantia de fornecimento de eletricidade ao longo da cadeia de valor, por outro. Acresce que na definição do que se deve entender e compreender no conceito de garantia de abastecimento deve considerar as diferentes perceções de risco dos diferentes operadores, ao longo da cadeia de valor. Neste contexto, deverá optar-se por uma definição global, tão concisa quanto possível e coerente com os desafios do Mercado Interno de Energia. O acesso à eletricidade sempre que necessário, de acordo com critérios de qualidade definidos e a preços razoáveis são, porventura, os critérios mais gerais que poderão ser utilizados na definição de garantia de abastecimento.

No período prévio à abertura dos mercados, cabia às empresas verticalmente integradas de eletricidade assegurar a segurança de abastecimento. Com a diversificação de empresas e agentes de mercado, que adveio à introdução do modelo concorrencial, tornou-se imperioso partilhar esta responsabilidade, sendo necessário redefinir os papéis e responsabilidades de cada operador e agente de mercado, tomando em consideração a estrutura descentralizada dos mercados liberalizados. Apesar de constituir um desafio, considera-se que este modelo é adequado à criação de mecanismos de segurança de abastecimento aos consumidores no curto, médio e longo prazo, cabendo aos reguladores o acompanhamento do mercado visando impedir a criação de situações que comprometam o seu bom funcionamento.

Todos os intervenientes no mercado, desde produtores, operadores, comercializadores, clientes e as instituições políticas e reguladores, são elementos determinantes no processo de garantia de abastecimento. Em concreto, todos desempenham um papel, cuja conjugação permite criar as seguintes condições estruturais:

- Na definição das políticas, objetivos e instrumentos relativos à diversificação das fontes de abastecimento de energia primária – os governos;
- Na criação de mecanismos de incentivo, para investimentos adequados e utilização eficiente das infraestruturas e dos recursos associados garantindo a segurança de abastecimento, continuidade, qualidade e acessibilidade do fornecimento – os reguladores;
- Assegurar a qualidade técnica do sistema visando a manutenção das condições de segurança de abastecimento – os operadores das redes;
- Na satisfação das necessidades de procura em capacidade e energia, assegurando por essa via a segurança de abastecimento – os produtores, comercializadores e agentes de mercado.

Assim, face ao referido supra, considera-se que a promoção da segurança energética é assegurada por 4 eixos: (i) Política energética; (ii) Regulação; (iii) Operação e planeamento das infraestruturas; e (iv) Fornecimento ou comercialização.

Destacam-se, de seguida, em cada um dos eixos, os principais atores e as medidas que contribuem para a execução e concretização do conceito que temos vindo a apresentar da segurança de abastecimento:

(i) Aos governos cabe à adoção de modelos legislativos e fiscais previsíveis, fundamentados e integrados no contexto económico-social em que se aplicam, que contribuam para a criação e manutenção de mercados competitivos, em detrimento de modelos que favoreçam monopólios naturais ou concentrações excessivas de poder de mercado, bem como a responsabilidade pela monitorização da garantia de abastecimento e ainda a adoção de medidas excecionais de salvaguarda em caso de crise energética, nomeadamente de crise súbita no mercado da energia ou de ameaça à segurança de pessoas e bens ou à integridade da rede;

(ii) Aos reguladores é exigido que assegurem uma regulação económica das atividades de forma independente a fim de: 1) estabelecer tarifas aderentes à estrutura de custos marginais, assegurando uma utilização racional da energia e das infraestruturas e uma gestão eficiente das atividades reguladas; 2) adotar mecanismos de promoção da eficiência energética do lado da procura, procurando incentivar decisões eficientes por parte dos consumidores e que contribua para a quebra de barreiras de mercado (ex: falta de informação, externalidades ou desalinhamento de interesses); 3) adotar modelos de decisão e criação de informação que envolva todos os interessados, de forma transparente e facilmente acessível; 4) contribuir através dos seus poderes regulamentares para a criação de regras que promovam mercados organizados com liquidez e profundidade que facilitem a transação dos diferentes produtos (curto, médio e longo prazo), com preços transparentes e eficientes.

(iii) A operação e planeamento das infraestruturas de forma eficiente, segura, transparente, assegurando informação com fiabilidade e rigor que promova o contínuo melhoramento dos sistemas e serviços, de

forma integrada e cooperante com as redes adjacentes, no respeito dos princípios da solidariedade, vigente no mercado interno. Adicionalmente, aos operadores das redes é exigido uma atuação e divulgação de informação totalmente leal e transparente no que respeita ao acesso à rede.

(iv) Ao nível do fornecimento ou comercialização, a oferta de tarifas e preços livremente negociados com os consumidores, garantindo-se serviços que promovam a eficiência na utilização da energia, não discriminação e transparência na aplicação e alteração dos preços, bem como o adequado aprovisionamento de energia através de diversas modalidades contratuais que providenciam o abastecimento no curto, médio e longo prazo.

Em mercado, a responsabilidade da garantia de abastecimento é, teoricamente, assegurada por este, substituindo um regime de decisão centralizada.

Esta descentralização, ao ser acompanhada por um processo de descarbonização do setor elétrico muito focado na pequena e micro-geração dispersa na rede e mais próxima do consumo, aumenta o número de atores envolvidos e a penetração de geração renovável não controlável e sem capacidade de armazenamento, colocando grandes desafios à garantia de abastecimento.

A descentralização no planeamento da produção e a descarbonização do setor acentuam o problema da garantia de abastecimento em situações críticas de fornecimento do consumo, designadamente em situações de escassez de recursos renováveis. Esta questão tem vindo a preocupar a Comissão Europeia, os Estados Membros e os Reguladores, condicionando muito a discussão do Pacote Legislativo Comunitário “Energia Limpa para todos os Europeus”, que aprofunda o estabelecido nos três documentos legislativos para a eletricidade que fazem parte do Terceiro Pacote Legislativo europeu para a energia de 2009, quanto às regras comuns para o mercado interno da eletricidade. Estas novas regras aprofundam o processo de descarbonização do sector elétrico focado na pequena e micro-geração dispersa na rede e mais próxima do consumo, promovem uma maior participação dos consumidores e destinam-se a estabelecer medidas conducentes a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas.

O Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os europeus” é mais um contributo, no âmbito do quadro legislativo, para a transição que o setor da energia está a atravessar. As evoluções tecnológicas têm permitido alterações substanciais do paradigma que serviu de base ao setor na década passada, com a consequente necessidade de também alterar parte das “regras do jogo”.

Os reguladores europeus, no seio do CEER (Conselho Europeu de Reguladores de Energia) e da ACER (Agência para Cooperação dos Reguladores de Energia), têm vindo a analisar as consequências dessa transição e, já em 2014, publicaram uma posição conjunta num documento “ACER Energy Regulation: a Bridge to 2025” que espelha a visão da regulação sobre as perspetivas que se abrem ao setor energético.

Com base nos 3 pilares da política europeia para a energia “Concorrência; “Sustentabilidade” e “Segurança de abastecimento” assistiu-se ao desenvolvimento pela atual Comissão Europeia do conceito da “União da Energia”, à aprovação do conjunto de Regulamentos europeus (Códigos de Rede) que estavam previstos no 3.º Pacote Legislativo europeu para a energia de 2009 e; no final de novembro de 2017, ao lançamento de todo o processo de preparação, consulta e discussão deste novo Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”.

O objetivo último é o aprofundar do mercado europeu de eletricidade e, isso, para um país como Portugal, de dimensão média no quadro europeu, só pode ser assumido como boas notícias. Os resultados da experiência do MIBEL e da concretização do 3.º Pacote Legislativo Europeu para a energia, no âmbito da eletricidade, são positivos para Portugal e para todos os portugueses e é necessário continuar a dar passos decididos no aprofundar das diferentes facetas do mercado europeu de eletricidade, designadamente no que respeita à harmonização de regras e procedimentos e à integração dos mercados.

Reconhecendo que a legislação em vigor ao nível europeu já não reflete a realidade do atual mercado da eletricidade interligado que veio sendo construído ao nível europeu e não é compatível com o grau de ambição de penetração de fontes de energia renovável pretendido para o futuro da Europa, a proposta de um novo Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade, tem por objetivo assegurar que, sem colocar em causa os princípios da concorrência e da sustentabilidade, todos os Estados Membros adotam ferramentas adequadas para prevenir situações de crise no domínio da eletricidade, bem como para se prepararem e para gerirem essas situações.

3.1 AS TRÊS DIMENSÕES DA GARANTIA DE ABASTECIMENTO - SEGURANÇA, DISPONIBILIDADE E SUFICIÊNCIA

A garantia do abastecimento de energia elétrica apresenta uma análise diferenciada em três dimensões complementares e interrelacionadas que são, a segurança, a disponibilidade e a suficiência. Estas dimensões apresentam incidências em períodos temporais distintos, respetivamente no curto prazo, médio prazo e longo prazo.

Figura 3-1 – Dimensões da garantia de abastecimento

A segurança está diretamente relacionada com a disponibilidade no curto prazo de capacidade de produção suficiente e à existência e aplicação de procedimentos para garantir a entrega segura de energia aos clientes finais. Os elementos mais relevantes na operação do sistema são, por exemplo, a otimização dos tempos de resposta da produção, o controlo das características do fornecimento no que respeita à frequência e tensão, margens de reserva, etc.

A disponibilidade, por seu turno, relaciona-se com a existência de capacidade de produção no curto e médio prazo sendo um resultado da planificação da operação da capacidade já instalada no sistema (ex: programação das indisponibilidades dos grupos geradores).

Para responder aos requisitos e desafios da procura no longo prazo, a suficiência de abastecimento é o elemento preponderante devendo garantir a existência de suficiente capacidade de produção instalada e/ou prevista para responder às necessidades.

3.1.1 A SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO (CURTO PRAZO)

No processo de autorização da instalação dos novos centros eleprodutores são estabelecidas obrigações de segurança de abastecimento. São exemplos destas obrigações, a regulação de velocidade dos grupos, atendendo a que prestação da reserva primária é um serviço obrigatório, e a obrigação de participação nos mercados de serviços de sistema visando assegurar a estabilidade do setor elétrico.

A gestão dos mercados de serviços de sistema cabe ao operador de sistema devendo este garantir a todo o tempo a estabilidade do sistema elétrico. A estabilidade do sistema é assegurada pelo equilíbrio permanente entre a geração e o consumo, mesmo em situações de indisponibilidade fortuitas. Nas situações de desequilíbrio verifica-se uma quebra de tensão e frequência e em circunstâncias excecionais o colapso do sistema elétrico. Para evitar estes cenários, o operador de sistema deve adquirir um conjunto de serviços, essencialmente do lado da oferta, para assegurar o controlo estável do sistema elétrico que se designam por serviços de sistema. Integrados nos serviços de sistema estão diversos mercados como por exemplo os mercados de reserva secundária ou de reserva terciária, garantindo-se o balanço entre a oferta/consumo. Estes mercados apresentam como características: i) o facto de haver um comprador único, o operador de sistema, e múltiplos agentes do lado da oferta, essencialmente geradores de energia elétrica e eventualmente alguns consumidores com elevada capacidade de modulação; e ii) a contratação

de capacidade de reserva acima da potência definida pelo consumo por forma a assegurar a estabilidade do sistema, visando assegurar a resposta em situações de falha dos grupos geradores ou alterações da procura. Pelas mesmas razões, deve adquirir-se uma banda de potência para reduções de potência.

As reservas de capacidade contratadas transformam-se em energia de balanço ou desvio por forma a assegurar-se, em cada instante, o equilíbrio entre a produção e o consumo, incluindo as perdas de energia elétrica nas redes. As reservas de capacidade necessárias tendem a aumentar, quanto maior for penetração de geração renovável eólica e solar, dada a incerteza que este tipo de produção acarreta e dos maiores gradientes associados às alterações nos trânsitos de energia resultantes, quer de alterações da procura, quer das condições de eolicidade e energia solar.

A segurança no curto prazo é assegurada pelos agentes ofertantes nos mercados de serviços de sistema, geridos pelo operador de sistema.

De referir que ao nível europeu, todo o processo associado aos serviços de sistema estão em profunda mutação na perspetiva da harmonização dos atuais mercados nacionais para mercados funcionando sobre plataformas únicas europeias, funcionando num modelo de negociação direta entre os operadores de rede de transporte nacionais, que serão obrigados a desenvolver plataformas únicas europeias para a negociação de cada um dos diferentes tipos de reserva que, nos próximos dois a três anos, passará a ser de índole europeu.

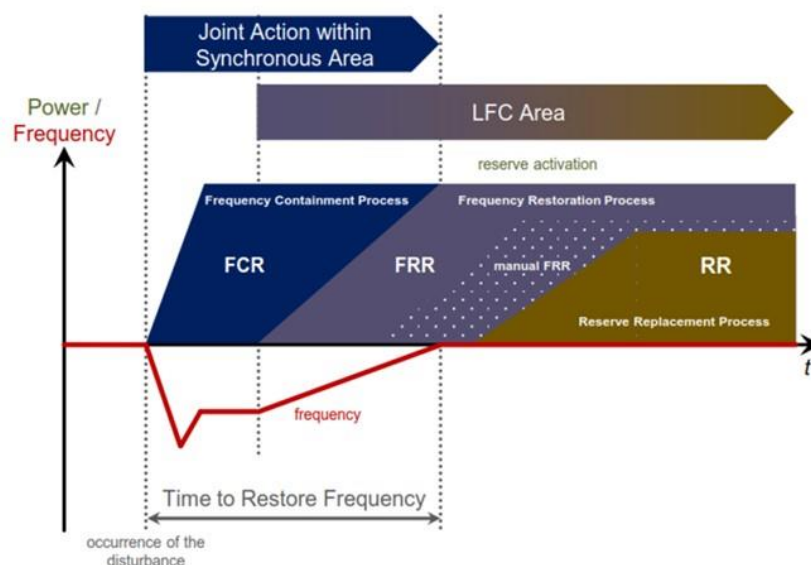
Por exemplo, como resultado da publicação recente dos Regulamentos da Comissão sobre operação do sistema e sobre “balancing”, os conceitos de reservas primária, secundária e terciária que eram utilizados em Portugal (e em grande parte dos países da Europa continental) foram harmonizados ao nível europeu e substituídos por outros termos (mais ligados à sua função) que são, respetivamente, reservas de contenção de frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição.

A figura seguinte apresenta a sequência temporal das diferentes reservas do mercado de serviço de sistema que irão ser negociadas em plataformas ao nível europeu²⁷.

²⁷ Nesse quadro, surge o desenvolvimento das seguintes Plataformas de cariz europeu e em que a REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua qualidade de Operador da Rede de Transporte português:

- TERRE (“Trans European Replacement Reserves Exchange”), para negociação das antigas reservas terciárias, atuais reservas de contenção de frequência;
- PICASSO (“aFRR Platform Implementation Project”), para negociação das antigas reservas secundárias (atuais reservas de restabelecimento da frequência), que sejam de ativação automática;
- MARI (“Manually Activated Reserves Initiative”), para negociação das antigas reservas secundárias (atuais reservas de restabelecimento da frequência), que sejam de ativação manual;
- IGCC (“International Grid Control Cooperation”), para aproveitar as vantagens de um mercado de dimensão europeia há uma plataforma que irá fazer a otimização da liquidação de reservas.

Figura 3-2 – Sequência temporal de utilização das reservas de contenção de frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição



3.1.2 A DISPONIBILIDADE DE ABASTECIMENTO (CURTO A MÉDIO PRAZO)

Como referido supra, a disponibilidade de capacidade de produção no curto a médio prazo é conseguida através de um planeamento adequado dos meios de produção disponíveis. Esta tarefa era anteriormente assegurada pela empresa verticalmente integrada, que planeava a operação dos seus centros electroprodutores para assegurar o balanço do sistema de forma contínua, centralizada e minimizando os custos totais de produção.

No ambiente de mercado liberalizado, o planeamento exige uma maior coordenação entre os diversos agentes, operador de sistema, produtores e comercializadores e consumidores. Num mercado concorrencial a decisão de estar disponível e de produzir energia eléctrica é de cada produtor, por isso, torna-se necessária a existência de mecanismos de mercado que permitam o encontro da oferta e da procura, permitindo o despacho descentralizado dos diversos grupos geradores no curto prazo. Os mercados existentes no setor eléctrico são os mercados diários, em que os produtores oferecem energia, para cada hora do dia seguinte, e os compradores fazem ofertas de compra. O preço da energia em cada hora é definido pelo encontro das ofertas de compra e venda. A ordem de mérito relativa aos centros electroprodutores que irão produzir em cada hora é um resultado do mercado. Estes mercados diários são complementados por várias sessões intradiárias ou desenvolvem-se de forma contínua ao longo do dia²⁸, por forma a permitir a troca de posições assumidas em sessões ou momentos anteriores em resultado, por exemplo, de indisponibilidades fortuitas ou outras. Como o fecho do mercado intradiário, fixam-se as

²⁸ A contratualização nos mercados intradiários pode desenvolver-se em resultado de leilões ou de uma negociação em contínuo.

posições de negociação no mercado grossista e o operador de sistema efetua o despacho das centrais de acordo com a ordem de mérito determinada de forma descentralizada pelo mercado.

São os mercados a prazo que orientam as atividades de despacho e planeamento de operação das centrais. Nestes mercados, a energia elétrica é transacionada para períodos que se estendem entre uma semana a um ano e são transacionados vários tipos de produtos de energia (base, fora de vazio e de ponta), resultando o preço da energia do encontro entre as ofertas de compra e de venda. Assim, para cada um dos produtos especificados, o preço da energia elétrica pode ser estabelecido com uma antecedência alargada, permitindo gerir as expectativas futuras dos vários produtores orientando a gestão das reservas de água, a programação de indisponibilidades para efeitos de manutenção dos centros electroprodutores, bem como a gestão das reservas de combustíveis. São os preços de energia para cada um dos períodos (semana, mês, trimestre, semestre, ano) que orientam a programação dos ciclos de produção dos grandes consumidores industriais que participam, a par com a geração nestes mercados.

Os mercados a prazo favorecem a transparência e a eficiência, considerando que, por um lado, aumenta o tempo de intervenção, o número de agentes e o número de transações por agente e, por outro lado, minimiza a incerteza sobre as quantidades e sobre os preços que se aplicarão em futuras ofertas de compra e de venda de energia, permitindo melhor adaptação dos agentes à volatilidade dos preços de energia. Os mercados a prazo concorrem para o bom funcionamento do mercado liberalizado, promovendo a manutenção da separação de atividades, considerando que permitem a transferência bem negociada dos riscos entre cada atividade.

O mercado ibérico de energia elétrica é gerido pelo Operador do Mercado Ibérico (OMI), que gere o mercado diário, intradiário e a prazo. Os atuais mercados diários e intradiários, presentes a nível nacional e regional europeu, estão integrados em duas plataformas únicas europeias específicas, assegurando a necessária agregação e harmonização de regras na formação dos preços e acessibilidade na seleção das ofertas. Com os mercados organizados de energia elétrica coexistem trocas comerciais bilaterais de energia elétrica entre produtores e comercializadores/consumidores. Os preços resultantes neste mercado (OTC, Over the counter market) são livremente negociados entre as partes.

O operador de sistema conhece todos os contratos bilaterais e as ofertas de venda de energia do mercado organizado, estabelecendo em cada hora o programa de exploração do respetivo sistema elétrico, dando instruções de despacho às várias centrais que se encontram no mercado. Em caso de incumprimento das declarações dos produtores e comercializadores/consumidores das intenções declaradas no mercado são gerados desvios de energia calculados em cada hora que são sujeitos ao pagamento de penalidades ou dos custos associados. Importa ter presente, que a presença destes mercados (diário, intradiário e a prazo) e OTC não dispensa a necessidade dos mercados de reservas e balanços referidos anteriormente. Os primeiros servem para assegurar o encontro da oferta e da procura de forma descentralizada e, os segundos, para garantir o desempenho equilibrado e em segurança do sistema em tempo real. Os custos associados aos mercados de reservas e balanço são repercutidos nos agentes de mercado do lado da

oferta e da procura em parte de forma proporcional aos desvios de energia horários e noutra parte de forma proporcional à energia transacionada, garantindo-se neutralidade financeira.

Os mercados de energia elétrica que funcionem de forma participada e com liquidez são o instrumento essencial para assegurar a disponibilidade do abastecimento de energia elétrica pelos meios de produção existentes nos curto e médio prazos. O despacho descentralizado dos centros eletroprodutores e dos grandes consumidores é potenciado pelos mercados diários e intradiários/contínuos de energia, enquanto os mercados a prazo permitem o planeamento descentralizado da sua exploração, além de contribuírem para o aumento da eficiência do despacho descentralizado.

3.1.3 A SUFICIÊNCIA DE ABASTECIMENTO (LONGO PRAZO)

Os novos investimentos em meios de produção e em eficiência energética do lado do consumo são os instrumentos que asseguram a suficiência de capacidade de produção do médio ao longo prazo.

A atração do investimento em novos meios de produção é influenciada pela adoção de um conjunto de vasto de medidas, designadamente: aplicação de processos de autorização para a instalação de geração simples e transparentes; quadro legislativo e regulamentar estável, previsível e acessível que facilite a entrada de novos agentes e fomente a participação; criação de mercados organizados com liquidez e existência de preços de eletricidade e de tarifas reguladas transparentes e adequados, entre outras.

3.2 A ADEQUAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Em ambiente de planeamento centralizado, a garantia ou segurança de abastecimento era assegurada pela empresa verticalmente integrada que programava a existência de folgas de potência do sistema electroprodutor ao longo dos vários meses do ano e horas do dia, através de uma adequada programação das manutenções dos centros electroprodutores, de uma adequada gestão das reservas de água e de uma adequada avaliação da programação de novos investimentos. Este planeamento centralizado procurava garantir uma margem de segurança confortável entre a potência disponível e a potência de ponta expectável. Naturalmente que, quanto maior for essa margem de segurança, mais segura será a situação, mas mais cara também será para o consumidor. Fazer recair sobre os consumidores os custos dos potenciais sobreinvestimentos é uma das principais críticas que se faz à regulação com planeamento centralizado.

No novo ambiente de mercado em que nos encontramos, a lógica de planeamento centralizado dos centros electroprodutores é abandonada e consequentemente a responsabilidade da garantia de potência é, teoricamente, assegurada pelo mercado. O risco do investimento é assumido diretamente pelo produtor, o que pode conduzir a situações de subinvestimento e, consequentemente, potenciais situações críticas do ponto de vista da garantia de abastecimento. Em contrapartida, a existência de situações de

sobreinvestimento representarão um custo exclusivo dos produtores que não é repercutido nos consumidores.

A adequação do sistema elétrico mede a sua capacidade em satisfazer o consumo em todos os estados estacionários em que ele possa funcionar em condições normais. A adequação do sistema elétrico analisa a capacidade dos ativos de produção na satisfação da ponta, tendo em conta, por um lado, as incertezas que caracterizam a disponibilidade da produção e dos recursos energéticos, designadamente de origem renovável e por outro lado, as incertezas associadas ao consumo. Estas incertezas resultam das saídas de serviço não planeadas, da disponibilidade ou não das fontes primárias e das condições climáticas (temperatura, vento, hidraulicidade). No sistema elétrico português, as condições de hidraulicidade variam significativamente ao longo do ano e de ano para ano²⁹.

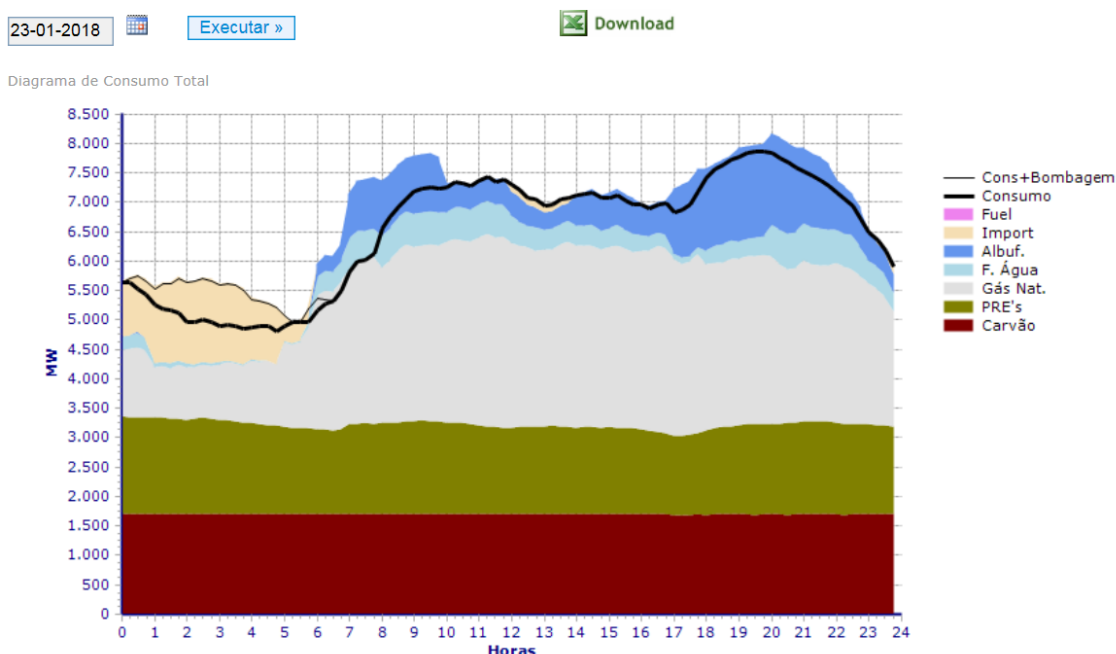
Para ilustrar o balanço de potência, apresenta-se na Figura seguinte o diagrama de carga, isto é, a evolução do consumo português de eletricidade ao longo das 24 horas, referente, ao dia 23 de janeiro de 2018. Janeiro de 2018 tratou-se de um mês muito seco com um índice de produtibilidade hidroelétrica IPH de 0,40, num contexto de um ano anterior de 2017 muito seco, com um IPH de 0,47.

Em janeiro de 2018, perante uma situação de inverno seco, as centrais térmicas (carvão e gás natural) estavam a trabalhar a pleno. Durante o vazio, quando o consumo é menor, foram as centrais a gás natural que adaptaram a sua produção. É interessante salientar que, no intervalo de tempo em causa, a produção era superior ao consumo; a diferença estava a ser consumida em certos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis que, bombeavam o caudal turbinado para montante, de forma a turbinar esse mesmo caudal uma outra vez. A transferência de água de jusante para montante do aproveitamento hidroelétrico reversível armazena energia, o que permite que ele esteja disponível nas horas de maior consumo.

Durante as horas de cheia e ponta, para além das centrais térmicas, entraram em funcionamento os aproveitamentos hidroelétricos. Fora dos períodos de grandes afluências, os aproveitamentos hidroelétricos de fio de água (Douro e Tejo, mas em particular o Douro) têm capacidade de armazenamento de algumas horas, o que permite transferir a sua entrada em funcionamento para as horas de maior potência solicitada.

²⁹ Ao longo dos anos, a energia eólica produzida é mais regular que a energia hídrica. Apesar deste facto, a hidroeletricidade contribui, em Portugal, de forma decisiva no balanço de potências, devido ao armazenamento nas albufeiras situadas em Portugal e em Espanha.

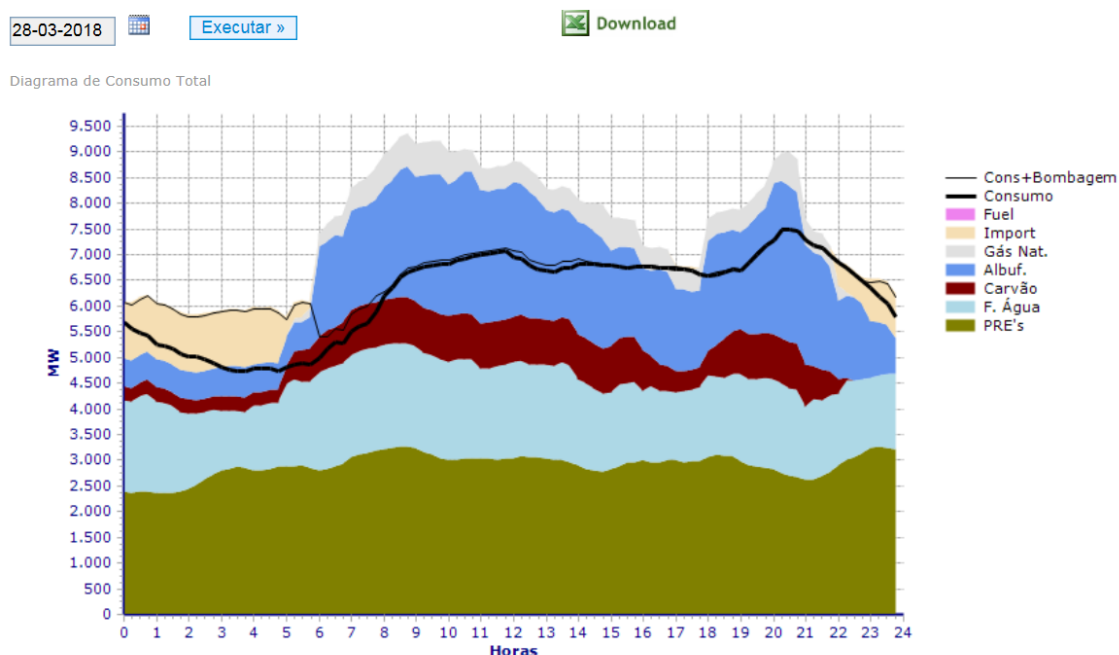
Figura 3-3 – Diagrama de carga diário de janeiro 2018 (mês seco) [REN]



No sistema electroprodutor português, a componente hidroelétrica da potência instalada tem ainda um valor elevado e o regime hidrológico é altamente variável. Esta situação conduz a que o valor da água para produção de energia elétrica varie ao longo do ano e de acordo com a hidraulicidade.

Na figura seguinte apresenta-se uma situação radicalmente diferente registada em março de 2018, mês que apresentou um IPH muito elevado de 2,23.

Devido à existência de grandes afluências, a hidroeletricidade de fio de água foi colocada na base do diagrama de cargas assim como a produção renovável em regime especial e, nas horas de ponta, o ajuste foi efetuado pelas centrais hídricas com albufeira e capacidade de bombagem e pelas centrais térmicas. Na situação de vazio todo o consumo foi praticamente satisfeito a partir de hidroeletricidade. O valor elevado de afluências hidráulicas no sistema português justificou uma elevada exportação de energia no período de fora de vazio e de importação no período de vazio para efeitos de bombagem e armazenamento de água nos reservatórios de montante, água esta que foi utilizada novamente no período de fora de vazio para satisfação dos consumos no mercado ibérico.

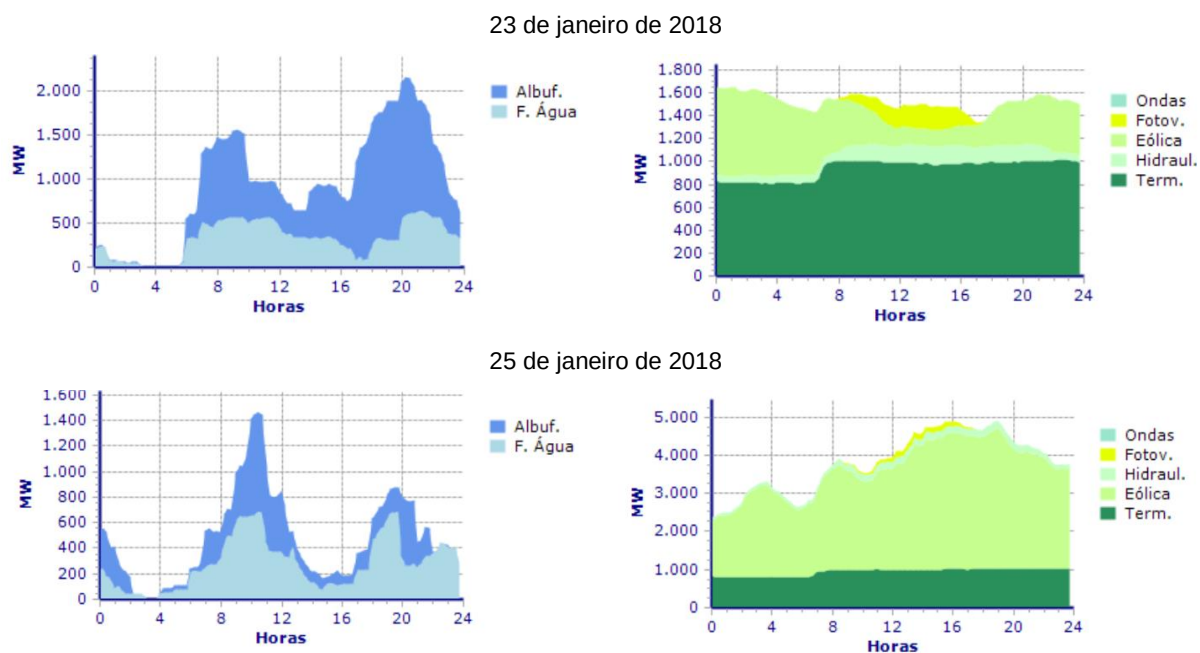
Figura 3-4 – Diagrama de consumo diário de março de 2018 (mês húmido) [REN]

A ilustração do conceito do balanço de potência através da apresentação de dois diagramas de carga em dois dias úteis de meses de inverno onde se verificam grandes consumos, mas com índices de produtividade hidroelétrica muito distintos, permite verificar que a margem de reserva ou folga de potência não é muito elevada em períodos de estiagem prolongada. Uma situação semelhante pode acontecer, embora raramente, em situações de grande afluência em que se verifica o afogamento do Douro, no qual as centrais colocadas ao longo deste rio deixam de ter capacidade de produzir energia elétrica quando se verificam caudais elevadíssimos, anulando as alturas de queda entre centrais.

A gestão da água e da programação das manutenções e indisponibilidades dos vários centros electroprodutores é assim efetuada pelos vários agentes de mercado de modo a satisfazer os consumos nos períodos críticos.

Nas figuras seguintes identifica-se a contribuição da potência da produção eólica e bem como da produção hídrica em dois dias de janeiro de elevada procura e reduzida hidraulicidade. Verifica-se que no primeiro dia, 23 de janeiro de 2018, a contribuição da produção eólica para a ponta do diagrama de carga é bastante reduzida, situação que contrasta com o ocorrido no dia 25 de janeiro de 2018 (segunda figura).

Figura 3-5 – Diagrama de consumo diário com identificação da produção Eólica e hídrica em dois dias de elevada procura de janeiro de 2018 considerado um mês muito seco (IPH=0,47)



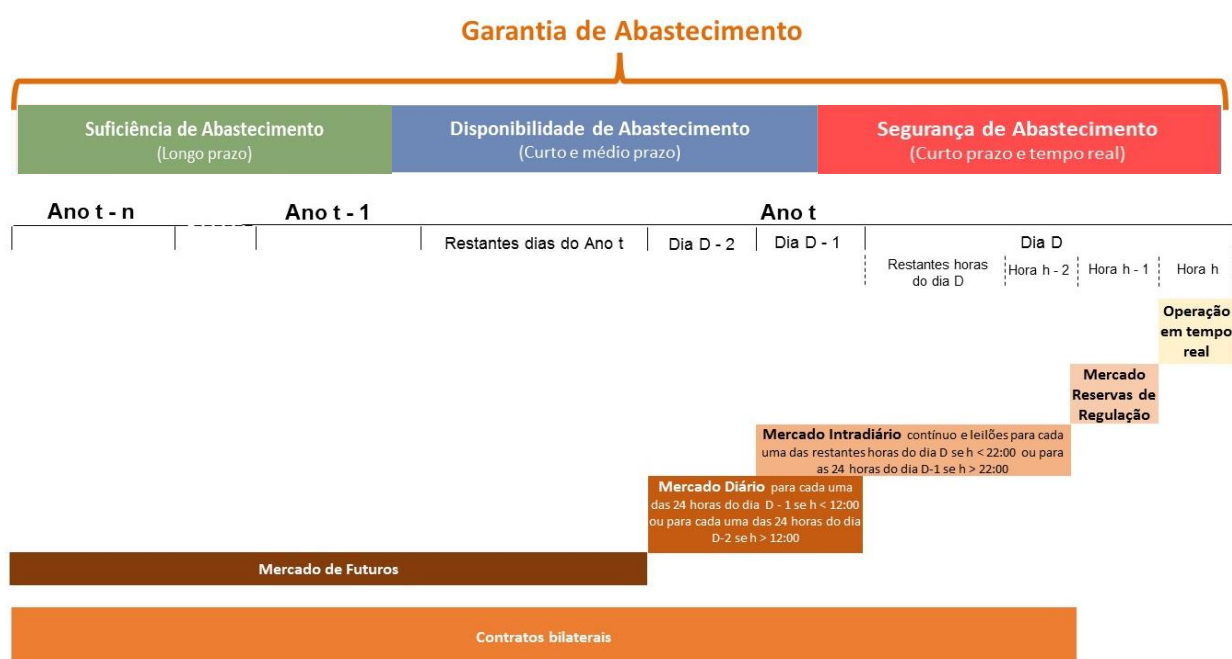
Apesar da energia eólica produzida anualmente ser menos volátil que a energia hidroelétrica, a potência eólica disponível ao longo de um dado dia apresenta uma grande volatilidade, situação que muito prejudica a sua contribuição para a garantia de potência do sistema. Esta dificuldade ao nível da potência garantida pela produção eólica é compensada pela flexibilidade oferecida pela produção hídrica.

4 INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DA GARANTIA DE ABASTECIMENTO EM AMBIENTE DE MERCADO

4.1 INSTRUMENTOS DO MERCADO DE ENERGIA

A figura seguinte apresenta o enquadramento dos instrumentos do mercado de energia que se encontram estabelecidos face às três dimensões da garantia de abastecimento, na perspetiva da negociação dos agentes durante o período horário atual (Hora h do Dia D).

Figura 4-1 – Dimensões da garantia de abastecimento e os instrumentos do mercado de energia na perspetiva da negociação do agente durante a hora h



Nesta perspetiva, o agente de mercado (seja ele representativo da perspetiva da produção ou do consumo) estará em tempo real (na hora h) com as suas instalações a:

- produzir ou a consumir;
- apresentar ofertas para os diferentes produtos para os quais esteja habilitado do mercado de reservas de regulação para a hora h+1 ou seguintes;

- apresentar ofertas no mercado intradiário contínuo e leilões para a hora h+2 e para cada uma das restantes horas do dia D, se a hora h for anterior às 22:00³⁰, ou para todas as 24 horas do dia D+1, se a hora h for posterior às 22:00;
- apresentar ofertas no mercado diário para cada uma das 24 horas do dia D+1, se a hora h for anterior às 12:00, ou do dia D+2, se a hora h for posterior às 12:00;
- negociar nos mercados de futuros;
- negociar em contratação bilateral com outros agentes.

Numa perspetiva tradicional, nos próximos dois sub-capítulos analisam-se os instrumentos de garantia de abastecimento que se encontram em aplicação, separando-os na perspetiva de instrumentos do lado da oferta e instrumentos do lado da procura e introduzindo, também, instrumentos complementares ao mercado de energia.

No entanto, tal como estabelecido nos regulamentos e diretivas do Parlamento Europeu e do Conselho e nos regulamentos da Comissão que instituíram os códigos de rede previstos no Terceiro Pacote Legislativo europeu sobre energia, a procura tem direito a participar em todos estes diferentes instrumentos do mercado de energia, em igualdade de circunstâncias com a produção. Encontrando-se habilitada para tal, a participação da procura em igualdade será mais um elemento de aumento da concorrência em cada uma destas componentes do mercado de energia.

Esta obrigação de não discriminação entre a participação da oferta e da procura, que decorre do modelo europeu de mercado integrado para a eletricidade e que ainda só se encontra parcialmente concretizada, é uma boa oportunidade para também rever os instrumentos complementares ao mercado de energia e preparar o modelo de mercado de forma a torná-lo mais compatível com a forte penetração de renováveis que se vive.

4.2 INSTRUMENTOS DO LADO DA OFERTA

4.2.1 OS MERCADOS ORIENTADOS UNICAMENTE PELOS PREÇOS DE ENERGIA

A garantia da continuidade de fornecimento da energia elétrica é objeto de grande atenção por parte da regulação que, tradicionalmente, acompanha o desenvolvimento dos novos centros produtores e vela pela existência de potência adequada à satisfação da procura prevista, de modo a garantirem-se folgas de potência suficientes que reduzam substancialmente a probabilidade de ocorrer energia não fornecida.

³⁰ A partir de 1 de janeiro de 2019, as 22:00 do dia D passarão a ser 15:00 do dia D.

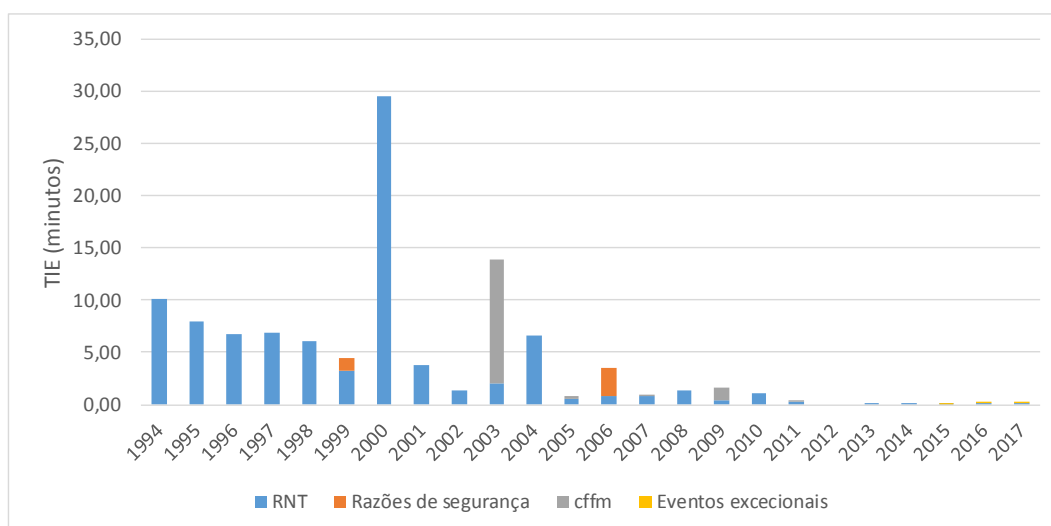
O sistema produtor considera-se bem dimensionado em potência se o custo fixo por unidade de potência da tecnologia de última prioridade (tecnologia marginal), geralmente turbinas a gás de ciclo simples, é igual ao valor da esperança matemática do produto do número de horas de interrupção pela diferença entre o custo social da energia não fornecida (ENF) por unidade de energia e o custo variável desta última tecnologia. Nestas circunstâncias, a esperança matemática da duração das situações de ocorrência de ENF será igual ao rácio entre o custo fixo por unidade de potência da tecnologia marginal e a diferença entre o custo social da ENF por unidade de energia e o custo variável tecnologia marginal.

Internacionalmente, os períodos de ocorrência de energia não fornecida da responsabilidade do sistema produtor são muito curtos, totalizando apenas alguns minutos numa série de 10 anos, a que corresponde probabilidades de ocorrência da ordem de 10^{-6} [$1/(10 \times 8760 \times 60)$].

Nas últimas duas décadas, em Portugal, não se registaram intervalos de tempo de energia não fornecida do sistema electroprodutor, em resultado de uma boa gestão das reservas de água das centrais hídricas, da programação adequada das manutenções dos centros electroprodutores, do recurso à importação e do investimento em capacidade de produção para garantir a existência de folgas de potência. Esta situação mostra que a probabilidade de interrupção do sistema electroprodutor em Portugal foi inferior a 10^{-7} .

A probabilidade de interrupção da responsabilidade da rede nacional de transporte é superior à do sistema electroprodutor. Na figura seguinte, apresenta-se o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) ao nível da rede de transporte. Nos últimos 10 anos resultam probabilidades de interrupção de cerca de 10^{-6} .

Figura 4-2 – Gráfico com tempos de interrupção equivalentes da rede de transporte



O novo modelo de mercado liberalizado, assente em diversos instrumentos ao nível do mercado grossista - o mercado de futuros, o mercado diário e intradiário e o mercado de serviços de sistema - promovem a descoberta dos preços de energia e das reservas de potência e em particular do custo social associado com as situações de ENF. No passado, antes da existência de mercados organizados o valor da ENF

apresentava muito maior subjetividade na medida em que era fundamentalmente determinado a partir de inquéritos. A confrontação destes resultados, baseados em inquéritos com os preços efetivamente observados nos mercados organizados nas situações críticas muito pontuais, mostra que os preços anormalmente elevados, refletindo o valor dos prejuízos resultantes duma falta de energia, cresce com o valor da potência não fornecida e com a duração da interrupção do fornecimento.

Nos mercados orientados exclusivamente pelos preços de energia, são as situações de escassez em que se verificam algumas situações parciais de energia não fornecida, que permitem a descoberta do custo social de interrupção. Este custo social de interrupção integra, para além dos custos variáveis das centrais de última prioridade, a parcela de custos fixos destas centrais necessários para aumentar a satisfação da procura. Esta última parcela, assegura também o pagamento da parte dos custos fixos das outras centrais que não é coberta pelas economias em combustível que cada uma proporciona.

Só em casos muito excecionais se regista o colapso total do sistema electroprodutor e conseqüentemente um “apagão”. Assim, nos períodos com procura parcial não satisfeita, continuará a ser fornecida energia, apesar da potência então disponível não ser suficiente para satisfazer toda a potência desejada pelos consumidores. O elevado preço praticado nessas situações de ENF parcial, ao ser pago pelos clientes então servidos, assegura o equilíbrio económico-financeiro dos centros produtores a médio e longo prazo.

Importa referir que esta prática apresenta a vantagem de incluir os consumidores na gestão do equilíbrio entre a oferta e a procura, induzindo à redução voluntária dos consumos sempre que os preços sejam superiores ao desejado. Adicionalmente, proporciona informação, real e não meramente baseada em inquéritos, sobre o valor dos prejuízos resultantes de cortes de fornecimento, na medida em que o valor estará refletido no preço que os compradores continuam dispostos a pagar para não serem cortados.

4.2.2 OS MERCADOS COM MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO DE CAPACIDADE

Num mercado eficiente, nas situações de escassez a procura marginal é satisfeita através das centrais de ponta que apresentam os custos variáveis mais elevados. O preço da bolsa de energia nesses momentos de escassez será determinado pelos custos variáveis deste tipo de tecnologia, designadamente turbinas a gás de ciclo simples ou centrais hídricas de albufeira em sua substituição. A existência de energia não fornecida fará com que os preços de energia deixem de ser determinados pelos custos de produção e passem a ser fixados pelos custos sociais associados à interrupção e relacionados com os prejuízos sofridos pela procura interrompida. Nestas situações, registar-se-ão preços muito elevados na bolsa de energia determinados pelo valor da energia não fornecida (VENF). O VENT corresponde ao valor que os consumidores estão dispostos a pagar para manter o seu fornecimento de energia elétrica nestas situações de escassez.

Para sistemas electroprodutores com forte penetração de recursos renováveis, designadamente hídricos e considerando a variabilidade entre anos das aflúências hídricas existe um risco não despreciable de

ocorrência de períodos críticos de escassez com energia não fornecida nas horas de ponta, de várias semanas em um dado ano, alternando com períodos de vários anos sem problemas de escassez. Um mercado a funcionar nestes moldes, em que a procura está sujeita a estes preços sendo chamada a transferir consumos para os períodos de maior folga, permite minimizar os custos de fornecimento considerando uma série temporal de anos, envolvendo quer anos críticos de escassez, quer anos com alguma folga. Apesar disso e em resultado da incerteza da disponibilidade do recurso hídrico poderá verificar-se um risco elevado de ocorrência de períodos prolongados de escassez, nos quais uma parte da procura poderá não ser satisfeita, mesmo estando disposta a pagar um preço elevado para não ser interrompida. Esta situação é agravada pelos tempos de entrada de novos centros produtores no sistema serem normalmente elevados.

O nível de investimento em capacidade de produção e tipo de tecnologia, depende do valor da energia não fornecida, do portfolio de tecnologias de produção de cada sistema electroprodutor e das características da procura, entre outros aspetos. A determinação deste nível de investimento ótimo em ambiente descentralizado apresenta algumas dificuldades. Estas dificuldades são agravadas pela significativa variabilidade da função custo marginal de produção que varia significativamente de hora para hora, durante o mês e ao longo do ano, pelas diferenças significativas observadas nas funções custo das atividades ao longo de toda a cadeia de valor do sector, pela existência de externalidades que impactam na função custo designadamente de natureza ambiental, pela existência de situações de não satisfação completa da procura o que torna necessário o cálculo dos preços sombra da energia não fornecida, pela indivisibilidade dos investimentos designadamente em meios de produção centralizados e nas redes o que origina desadaptação entre os custos marginais de longo prazo com os de curto prazo, pela incerteza ao nível dos preços futuros da energia primária e pelas características estocásticas dos recursos renováveis hídricos e eólicos e também da procura horária, diária e ao longo dos vários meses do ano.

Adicionalmente importa reconhecer que, nas situações normais de funcionamento em que não se verificam situações de escassez, a segurança de abastecimento é genericamente apercebida pelos consumidores como um recurso inesgotável havendo a tendência para dispensar o seu pagamento. Estes comportamentos oportunistas são agravados pelo facto de a garantia de abastecimento apresentar características de bem público, em resultado da sua não excludabilidade. Com efeito nas situações críticas de escassez, a interrupção individual dos consumos, que tenham dispensado o seu pagamento ainda não é possível, sendo os cortes de fornecimento efetuados por deslapses de cargas generalizados. Esta situação tende a ser resolvida no futuro, com a digitalização ao nível da medição e dos contadores de energia.

Acresce que, se o número de operadores do lado da oferta for pequeno, os agentes são incentivados a aumentar a frequência ou a duração dos períodos com energia não fornecida mediante uma inadequada gestão das folgas, tirando proveito do facto de a subida de preços por escassez de oferta proporcionar aumentos de receita muito superiores às perdas por redução do volume de vendas.

Devido aos aspetos referidos, acabam por ser adotados nos vários sistemas elétricos mecanismos de remuneração de capacidade com o objetivo de serem garantidas em todas as situações, folgas suficientes que evitam as situações de energia não fornecida. A ACER analisou, no seu relatório “*Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*” de julho de 2013, os diversos modelos de remuneração de capacidade aplicáveis na Europa. No anexo A deste relatório são apresentados de forma detalhada os modelos de *Capacity Remuneration Mechanisms* (CRM) mais habituais³¹ e o seu impacto no Mercado Interno de Energia.

Um dos modelos de CRM adotados consiste no pagamento de um prémio de garantia de potência aos produtores em função da sua potência disponível nas horas de maior escassez ou de menores folgas e consequentemente de preços de energia e de reservas mais elevado.

A opção pelo recebimento deste prémio de garantia de potência obriga, por um lado, os produtores a estarem disponíveis nas horas de menores folgas e consequentemente de preços de energia mais elevados e por outro lado, a devolverem o valor recebido pela venda da energia no mercado acima de um limiar a definir, cujo mínimo deverá ser orientado pelo valor dos custos variáveis da central de última oportunidade. Nestas circunstâncias, a opção por receber o prémio de garantia de potência substitui o recebimento de VENF nas situações críticas de escassez, de ocorrência rara. O valor do prémio deverá ser próximo da integração para uma série alargada de anos, do produto da diferença entre VENF e o custo variável da central de última oportunidade, pela procura satisfeita nas situações críticas de escassez.

O prémio de garantia de potência proporciona um fluxo monetário não dependente da ocorrência da duração dos períodos com energia não fornecida, pelo que também é vantajoso para os produtores e fornecedores de energia, que têm interesse em propor este esquema de pagamento aos seus clientes, deixando de estar sujeitos à aleatoriedade de receitas apenas obtidas em raros períodos de não satisfação dos consumos. De igual modo, o pagamento dum prémio de garantia de potência continua a ser interessante para os pequenos consumidores, sobretudo se avessos ao risco, como sucede com a maioria.

A existência deste prémio de garantia de potência reduz a tentação dos produtores de não aproveitarem as folgas de equipamento, na medida em que tal comportamento contribui para assegurar receita para a cobertura dos seus custos fixos, situação que é contrária ao interesse dos consumidores e da economia em geral porque conduz ao não aproveitamento sistemático daquelas folgas, se não mesmo à sua eliminação, conduzindo ao metódico sub-dimensionamento em potência do sistema.

Os CRM apresentados no documento da ACER já referido, integram também exemplos em que o prémio de garantia de potência é pago exclusivamente a novos centros electroprodutores, durante um número

³¹ Prémio por garantia de potência (“Capacity payments”) em aplicação, por exemplo, em Espanha; Reservas Estratégicas em aplicação, por exemplo, na Suécia; Mercados de Capacidade em aplicação, por exemplo, na Grã-Bretanha e na França; e Opções de fiabilidade (“Reliability options”) em perspetiva de aplicação na Irlanda e em Itália.

inicial de anos de funcionamento, por exemplo 7 anos. Novamente, a opção pelo recebimento deste prémio adicional por parte dos novos centros electroprodutores obriga-os a estarem disponíveis nos períodos de maior procura de energia elétrica. Nestas situações, este prémio de garantia de potência contribui para incentivar o investimento em capacidade de produção e consequentemente para a dimensão da suficiência de abastecimento, para além da dimensão da disponibilidade de abastecimento.

Nos CRM apresentados o pagamento da garantia de potência é geralmente pago por toda a procura de energia elétrica através de um pagamento regulado que integra as tarifas de acesso às redes. Estes pagamentos devem incidir na procura, por um lado, quando esta solicita a geração em maior grau e por outro lado, nas situações com menor probabilidade de recursos renováveis. Os períodos tarifários de ponta e, em menor grau, de horas cheias, apresentam maior probabilidade de conter os períodos de maior consumo agregado, em contraste com os períodos de vazio. A recuperação do valor associado ao prémio de garantia de abastecimento nos períodos de ponta e em menor grau de cheias permite envolver a procura na gestão destes períodos de maior escassez através dos sinais estabelecidos pelos preços. Com efeito, os consumidores que transfiram consumos destes períodos para as horas de vazio contribuem para o aumento das folgas e, portanto, para a redução destas situações de escassez, ficando assim dispensados do pagamento da garantia de potência.

Os períodos onde se verificam simultaneamente situações de maior procura e de menor disponibilidade de recursos renováveis, apresentam uma maior probabilidade de ocorrência de situações de escassez de oferta para satisfação de toda a procura e, por consequência, é nestes períodos que se registam os preços mais elevados para a energia elétrica no mercado organizado. Estes preços elevados iluminam os centros electroprodutores a efetuarem uma adequada gestão das reservas de água, dos stocks de combustível e das indisponibilidades de modo a concentrarem a sua produção nessas horas. Os centros electroprodutores que tenham optado pelo recebimento do prémio de garantia de potência e que não estejam disponíveis nestes períodos de escassez, deverão estar sujeitos ao pagamento de penalidades pela energia não fornecida. O incentivo à disponibilidade depende da amplitude das penalidades a pagar no caso de incumprimentos. De facto, se o valor unitário das penalidades por não fornecimento de energia, a pagar aos clientes que tenham aderido ao pagamento do prémio de garantia de potência, não for inferior aos custos totais das centrais de última prioridade, por unidade de energia produzida, cada produtor, independentemente das folgas que lhe forem impostas, não só é estimulado a ter o equipamento que julga necessário, como, para além disso, é permanentemente incentivado a utilizá-lo de forma eficiente.

Por último, importa acrescentar que considerando o valor da probabilidade de interrupção do sistema electroprodutor é possível identificar o valor da energia não fornecida implícito no cálculo do prémio anual de garantia de potência atribuído em cada sistema electroprodutor. Este valor da energia não fornecida VENF implícito no cálculo do prémio anual por unidade de potência interruptível é determinado pela soma do quociente do prémio anual pago em €/MW pela esperança matemática da duração das interrupções do sistema, e dos encargos variáveis da central de última oportunidade. A esperança matemática da duração

das interrupções do sistema é determinada pelo produto da probabilidade de interrupção do sistema electroprodutor pelo número de horas do ano.

4.3 INSTRUMENTOS DO LADO DA PROCURA

4.3.1 FLEXIBILIDADE DA PROCURA E INTERRRUPTIBILIDADE

A contribuição da flexibilidade da procura para o alisamento do diagrama de carga assume particular relevância contribuindo para a redução dos diferenciais de preços de energia entre os vários períodos horários e bem como para o alisamento das folgas de potência.

A existência de tarifas de venda a clientes finais definidas em ambiente de mercado com preços de energia e potência diferenciados por período horário, por tipo de dia (útil ou fim de semana e feriado) e por tipo de época do ano, contribui para valorizar a flexibilidade da procura, premiando e incentivando os consumidores a transferir consumos dos períodos de preços mais elevados para os períodos de preços mais reduzidos. Estas tarifas são habitualmente designadas por tarifas tetra-horárias, tri-horárias e bi-horárias em contraponto com as tarifas simples que apresentam apenas um preço de energia aplicável a todas as horas do ano. Os preços de energia são mais reduzidos nos períodos de vazio de menor procura (integram os períodos de supervazio e vazio normal) e mais elevados nos períodos de ponta, sendo as horas de cheias as com os preços intermédios. De igual modo os períodos horários nos fins-de-semana e feriados apresentam preços de energia inferiores aos períodos horários dos dias uteis.

Estas tarifas de venda a clientes finais são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes sujeitas a regulação e de preços de energia e de comercialização livres. A diferenciação de preços indicada é justificada, por um lado, pela diferenciação dos preços de energia nos mercados organizados fundamentalmente determinados pelos custos variáveis da central marginal de cada hora e por outro lado, pelos custos incrementais de redes, fundamentalmente condicionados pelos trânsitos de energia mais elevados nas redes de transporte e de distribuição. Nos períodos e dias de menor procura – períodos de vazio - quer os preços de energia nos mercados organizados, quer os trânsitos de energia nas redes apresentam valores menores, em contraste com os períodos de maior procura onde a central marginal apresenta custos variáveis de produção de energia mais elevados e os trânsitos de energia nas redes são também mais elevados.

Importa reconhecer que com uma oferta de produção cada vez mais renovável, menos controlável, mais dispersa na rede e próxima dos pontos de consumo, a identificação dos preços de energia mais elevados ou dos trânsitos de energia mais elevados passa ser condicionada de forma diretamente proporcional à procura e de forma inversamente proporcional à oferta de energia renovável. Considerando a aleatoriedade do recurso renovável a identificação com antecedência dos períodos de vazio e de ponta

tende a ser dificultada, situação que justifica o desenho de tarifas de venda a clientes finais com sinais preços de mais curto prazo, designadas por tarifas dinâmicas.

Assim sendo, a flexibilidade da procura com a transferência de consumos dos períodos de preços mais altos para os períodos de preços mais baixos contribui decisivamente para aplanar o diagrama de cargas e uniformizar as folgas de potência do sistema. Esta situação contribui para mitigar a capacidade total necessária do lado da oferta para satisfazer a procura, tornando a curva monótona ou classificada do diagrama de carga anual menos pontiaguda, aumentando a utilização das várias tecnologias e contribuindo para reduzir os custos totais do sistema elétrico e, conseqüentemente, para assegurar preços mais acessíveis para todos os consumidores.

No ponto anterior apresentaram-se os mercados grossistas de futuros, diário, intradiário e contínuo e de serviços de sistema ou reservas. De forma a assegurar-se uma adequada participação da procura importa garantir a possibilidade dos consumidores poderem participar diretamente em cada um dos mercados grossistas identificados. Naturalmente que, devido a dificuldades de dimensão, a generalidade dos consumidores acaba por depositar no seu comercializador ou em agregadores as funções de aprovisionamento nos mercados grossistas. Surge assim o mercado retalhista onde as tarifas e preços aplicados apresentam uma estrutura mais simplificada e mais facilmente perceptível, designadamente para os consumidores de menor dimensão domésticos. Apesar disso e de forma a assegurar-se uma boa afetação de recursos, importa que os sinais preço praticados no mercado retalhista estejam acoplados com os sinais preço observados no mercado grossista. A consideração de estruturas de preços comparáveis entre os vários mercados assegura que os consumidores ou o lado da procura, não sejam cerceados de oferecer flexibilidade ao sistema elétrico em igualdade de circunstâncias com os centros electroprodutores e os agentes do lado da oferta. A regulação deve garantir que assim é, reduzindo, por um lado, as assimetrias de informação entre os agentes do lado da procura (milhões de consumidores) e os agentes do lado da oferta (centena de agentes) e por outro lado, eliminando as barreiras ao acesso e oferta de flexibilidade pelos agentes do lado da procura. A consideração de tarifas de acesso às redes com estrutura tarifária tetra-horária, tri-horária e bi-horária e bem como com estrutura dinâmica, ao fazerem parte integrante das tarifas de venda a clientes finais contribui para reduzir essas barreiras de acesso e oferta de flexibilidade pelos consumidores. Adicionalmente, o acesso pelos consumidores a informação de contagem com adequada discriminação horária e de natureza real que permita a sintetização dos diagramas de carga individuais dos consumidores é um aspeto fundamental para facilitar essa mesma participação. O processo de digitalização que está a ser vivenciado no setor elétrico contribuirá para facilitar este processo.

A flexibilidade da procura integra também os conceitos de interruptibilidade. A interruptibilidade corresponde a uma atuação do lado da procura que permite o controlo direto das folgas de potência do sistema. Tratam-se de contratos celebrados com clientes, com capacidade de interrupção dos seus processos ou com grupos geradores de emergência embebidos na sua instalação, que em determinadas situações contratualizadas procedem à redução ou interrupção dos seus consumos. Os consumidores

oferecem, assim, reduções de consumos em situações de escassez severa em que as folgas não cumprem os valores estabelecidos pelo ENTSO-E “European Network of Transmission System Operators for Electricity”, entidade criada pelo terceiro pacote legislativo do mercado interno de energia que integra os operadores de transporte europeus. Tratam-se de mecanismos de último recurso que permitem a interrupção de determinados clientes que estão disponíveis para prestar esse serviço mediante uma contrapartida, habitualmente correspondente a um prémio anual por unidade de potência interruptível. Os compradores deste serviço são geralmente os gestores de sistema e os comercializadores. Em situações de folgas de potência curta, os gestores de sistema acionam os contratos de interruptibilidade assegurando a continuidade de fornecimento e consequentemente evitando situações de energia não fornecida. Em contrapartida, num mercado funcional, os comercializadores são também incentivados a contratar interruptibilidade a consumidores interruptíveis ou garantia de fornecimento a centros produtores, de modo a assegurar um valor de garantia de aprovisionamento em linha com a garantia solicitada e contratualizada com os seus consumidores.

No início da regulação pela ERSE, os contratos de interruptibilidade existentes à data estavam contratualizados com o comercializador do sistema elétrico de serviço público SEP, mais tarde designado por comercializador de último recurso (CUR). Cabe referir que a ERSE, pelo seu Despacho n.º 16 288-A/98, de 26 de agosto, publicado em Suplemento ao Diário da República, II Série, de 15 de setembro, procedeu à aprovação do primeiro Regulamento Tarifário (RT), que em anexo dele integrante, estabelecia o Regime de Interruptibilidade definido na Secção 1 do Anexo à Adenda à Convenção Geral de Electricidade, celebrada em 29 de setembro de 1993. De acordo com o artigo 91.º daquele regulamento, este regime de interruptibilidade assumiu uma natureza transitória, dispondo que os contratos de interruptibilidade celebrados ou prorrogados depois da entrada em vigor do regulamento cessariam quando fosse estabelecido um novo regime, independentemente do prazo pelo qual fossem celebrados. A partir do momento da aprovação do Regulamento Tarifário, o regime de interruptibilidade foi sendo regulamentado pela ERSE, em função das circunstâncias especiais que relevam para o interesse do sector elétrico e em conformidade com a sua real evolução. Em particular, foram introduzidas modificações na sua forma de remuneração, de um desconto sobre o preço total das tarifas de venda a clientes finais, para um prémio em €/MW oferecido, solução considerada mais aderente ao valor do serviço efetivamente prestado. Cabe referir que, com a abertura de mercado e a escolha de fornecedor por todos os consumidores interruptíveis, este modelo histórico e aperfeiçoado pela ERSE, elegível apenas aos consumidores do sistema regulado, deixou de ter aplicabilidade.

Mais tarde, com a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, habilitada pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, o Governo definiu um novo regime de interruptibilidade elegível a todos os consumidores com potência interruptível, acima de um limiar, independentemente do seu fornecedor. Este modelo do tipo monopsonio, apresenta como comprador único das necessidades de potência interruptível: o gestor de sistema. É este modelo, que foi sendo modificado sucessivamente pelos Governo em Portaria, que se encontra em vigor à data de hoje.

Genericamente o prémio de potência a pagar pela interruptibilidade em €/MW deverá ser orientado pelo produto da esperança matemática do número de horas de interrupção, pela diferença entre o valor da energia não fornecida deduzido dos encargos variáveis da central de última prioridade. Para além do prémio de interruptibilidade em €/MW, é estabelecido o valor da energia interrompida a receber pelo cliente apenas nas situações de interrupção, orientado de igual modo pelos encargos variáveis das centrais de última prioridade.

Importa acrescentar que deverão ser previstas penalidades pelo incumprimento das interrupções, que não se limitem a sequestrar o prémio recebido e que sejam de facto determinadas pelo valor da energia não fornecida, incentivando-se assim uma participação nestes mecanismos dos consumidores com capacidade efetiva de interrupção.

Estes contratos de interruptibilidade apresentam geralmente diferentes critérios, a saber: duração das ordens de interrupção, pré-avisos mínimos, número máximo de ordens de interrupção em cada ano e valores de potência residual a consumir durante os períodos de interrupção, entre outros aspetos.

No que respeita à duração das interrupções e aos pré-avisos, estes são desenhados de modo a permitir a participação da procura nos conceitos de reservas primária, secundária e terciária, ou seja, reservas de contenção de frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição.

A possibilidade dos consumidores poderem participar nas dimensões referidas depende muito do seu processo industrial. Genericamente apenas os consumidores com processos industriais controlados com conversores eletrónicos de potência de rápida atuação conseguem contribuir para as reservas de contenção de frequência e de restabelecimento da frequência.

Atualmente em Portugal continental, a prestação do serviço de interruptibilidade é contratada pelo gestor do sistema e assegurada por um conjunto de Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade assinados com grandes consumidores industriais, para o período de 1 de novembro de cada ano a 31 de outubro do ano seguinte. Estes contratos representam 47 consumidores, com uma potência total interruptível de 667,1 MW referente à modalidade contratual “A” e 648,9 MW referente à modalidade “A+B”.

O serviço de interruptibilidade, compreende cinco diferentes tipos de redução de potência, estabelecidos de acordo com o tempo mínimo de pré-aviso de solicitação do serviço e com a duração máxima de cada período de redução, nos termos da seguinte tabela:

Tipo	Pré-aviso mínimo	Duração total máxima
1	Duas horas	Doze horas.
2	Duas horas	Oito horas.
3	Uma hora	Três horas.
4	Cinco minutos	Duas horas.
5	Zero minutos	Uma hora.

Podem ser contratadas duas modalidades de redução de potência: (i) Modalidade contratual A: Contratação dos tipos 3, 4 e 5; e (ii) Modalidade contratual A+B: Contratação dos tipos 1, 2, 3, 4 e 5.

Cada tipo de redução caracteriza-se por um número máximo de períodos por ordem, duração máxima de cada período e máximo valor de potência residual a consumir em cada um deles:

Tipo	Número máximo de períodos por ordem	Duração máxima por período	Máximo valor de potência residual a consumir em cada período
1	3	Quatro horas	$P_{50\%}^{max b}$ em dois períodos. $P_{50\%}^{max a}$ num período.
2	2	Quatro horas	$P_{50\%}^{max b}$
3	1	Três horas	$P_{50\%}^{max a}$
4	1	Duas horas	$P_{50\%}^{max a}$
5	1	Uma hora	$P_{50\%}^{max a}$

A remuneração estimada pela prestação do serviço de interruptibilidade no período de 1 de novembro de 2017 a 31 de outubro de 2018 para o conjunto de 47 instalações prestadoras do serviço ativas a 1 de novembro de 2017 é de cerca de 105 milhões de euros, o que representa um prémio anual por unidade de potência interruptível disponibilizada de cerca de 160 mil €/MW.

Considerando o valor da probabilidade de interrupção do sistema electroprodutor, é possível identificar o valor da energia não fornecida implícito no cálculo do prémio anual por unidade de potência interruptível. Este valor da energia não fornecida VENN implícito no cálculo do prémio anual por unidade de potência interruptível é determinado pela soma do quociente do prémio anual pago em €/MW pela esperança matemática da duração das interrupções do sistema, e dos encargos variáveis da central de última oportunidade. A esperança matemática da duração das interrupções do sistema é determinada pelo produto da probabilidade de interrupção do sistema electroprodutor pelo número de horas do ano.

Importará sempre na monitorização da segurança de abastecimento e consequentemente na avaliação da adequabilidade das folgas, não ignorar a existência deste tipo de contratos de interruptibilidade. A disponibilidade e suficiência da potência interruptível apesar de apresentar, provavelmente, uma maior incerteza comparativamente com a disponibilidade e suficiência dos centros produtores, não deverá ser ignorada na identificação das folgas necessárias do sistema electroprodutor, de modo a assegurar a proteção do interesse económico de todos os outros consumidores. Este aspeto assume particular importância em sistemas eléctricos onde são instituídos outros mecanismos de garantia de potência do lado da oferta, como são os CRM, pagos pelos consumidores.

Nos mecanismos administrativos de interruptibilidade poderão ser introduzidos alguns conceitos de mercado, designadamente no que respeita à determinação do prémio de potência interruptível. Definido pelo gestor do sistema o montante de potência interruptível a comprar e a esperança matemática de utilização da potência interruptível, o prémio a receber pelos consumidores interruptíveis e bem como o valor da energia interrompida, poderão ser definidos em regime de mercado. Para cada oferta deverá ser calculada a soma do prémio de potência interruptível com o produto da esperança matemática de utilização

da potência interruptível e o valor da energia interruptível. Estes valores calculados para cada oferta deverão ser ordenados por ordem crescente, sendo escolhidos os valores mais baixos que garantem a satisfação das necessidades identificadas pelo gestor do sistema. Em 2003 e nos termos da legislação em vigor nessa altura, a ERSE procedeu a uma consulta aos consumidores interruptíveis sobre um mecanismo de interruptibilidade semelhante ao agora descrito.

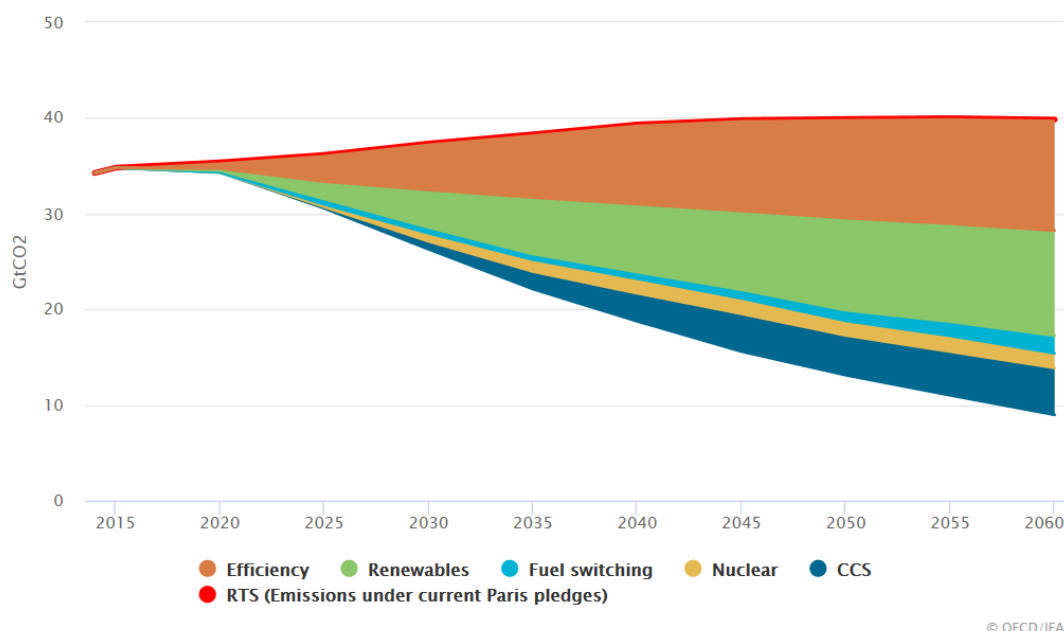
4.3.2 PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

Importa reconhecer que a primeira forma de promover a eficiência no consumo de energia elétrica é através da definição de tarifas que reflitam, por um lado, todos os custos do setor elétrico e por outro lado, internalizem todos os custos ambientais e sociais causados pelas atividades desenvolvidas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico. Desta forma, induz-se uma utilização racional da energia elétrica e dos recursos associados.

Apesar disso, o reconhecimento da existência de diversas barreiras ou falhas de mercado que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos justifica a implementação de medidas de promoção da eficiência no consumo. Entre as várias barreiras de mercado à eficiência no consumo citam-se alguns exemplos: período de retorno alargado do investimento e taxas de desconto individuais muito altas, diferença entre os preços de fornecimento e os custos marginais de curto prazo, externalidades ambientais não refletidas nos preços, falta de informação e elevados custos de transação associados, desalinhamento de interesses entre os agentes ou restrições financeiras dos consumidores.

A promoção da eficiência no consumo é considerada pela Agência Internacional de Energia (AIE), o recurso dominante para se alcançarem os compromissos internacionais de limitação do acréscimo da temperatura a 2°C. As contribuições da produção renovável são consideradas também fundamentais para se alcançarem os compromissos assumidos em Paris. A AIE considera que a substituição de combustíveis, a energia nuclear e a captura e sequestro de carbono assumem papéis menos determinantes.

Figura 4-3 – A eficiência energética é considerada uma das dimensões determinantes a par com a produção renovável para a descarbonização da sociedade garantindo-se os compromissos internacionais relativos à limitação do acréscimo da temperatura a 2°C
(2°C Scenario da AIE - 2DS)



Do ponto de vista da União Europeia, muito dependente de importações energéticas e com consumos per capita elevados o papel da eficiência energética é ainda mais dominante na medida em que constitui de facto o seu principal recurso energético.

A promoção da eficiência no consumo de eletricidade apresenta diversas dimensões, a saber: (i) combate ao desperdício, (ii) flexibilidade da procura ou *Demand Side Management* (DSM) e (iii) Eficiência Energética.

A primeira dimensão está muito relacionada com dificuldades na mensurabilidade dos custos energéticos pelos consumidores, estando muito ligada a hábitos comportamentais inadequados que importa corrigir com divulgação de informação e formação na área da energia.

A segunda dimensão, relacionada com a gestão da procura, promove o alisamento do diagrama de carga das redes de modo a minimizar o investimento necessário em ativos de geração e de redes para satisfazer a procura. Procura-se através da transferência de consumo das horas de ponta e cheias para as horas de vazio orientadas por sinais de preço diferenciados, mais elevados nos períodos de maior procura caracterizados por custos marginais de geração e custos incrementais de redes mais elevados, assegurar uma melhor utilização dos ativos do setor elétrico e consequentemente uma maior diluição dos seus custos de capacidade, resultando um valor médio a pagar por todos os consumidores mais baixo. A flexibilidade da procura é promovida através de estruturas tarifárias com preços de energia diferenciados por período horário que assegurem uma mais adequada repercussão dos custos causados e bem como com tarifas

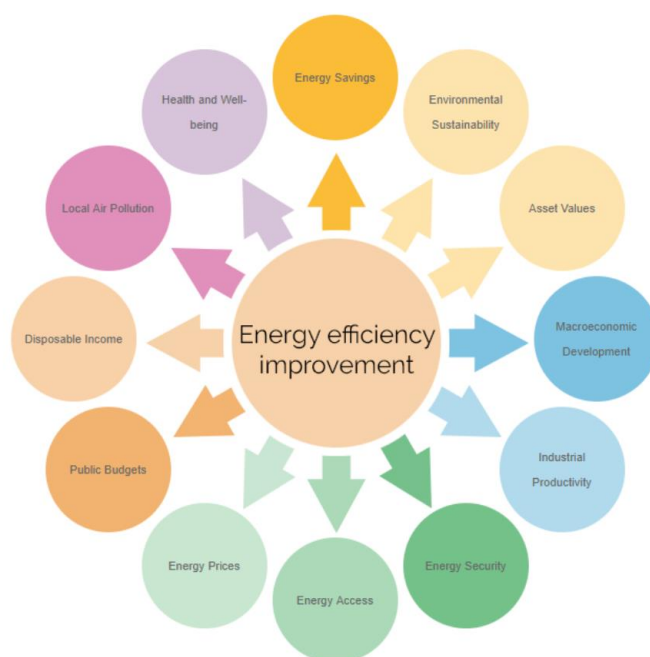
dinâmicas com sinais de preço mais aderentes aos custos marginais de curto prazo. As poupanças recolhidas pelos consumidores associados a uma gestão adequada da procura justificam todo um conjunto de investimentos e custos do lado da procura em flexibilidade, que competem com os investimentos do lado da geração, designadamente em armazenamento de energia. Esta segunda dimensão da eficiência no consumo contribui para a garantia de abastecimento nas dimensões de firmeza e suficiência.

A terceira dimensão da eficiência no consumo está relacionada com o investimento e utilização de equipamentos e processos de consumo mais eficientes, produzindo-se mais com menos recursos energéticos. Trata-se de uma dimensão que reduz globalmente o consumo de energia face a cenários base de evolução de consumos. Esta terceira dimensão da eficiência no consumo está muito relacionada com a terceira dimensão da segurança de abastecimento – a suficiência. Os investimentos em eficiência no consumo competem com os investimentos do lado da oferta em capacidade de geração e de redes.

A promoção da eficiência no consumo gera uma variedade muito grande de benefícios conforme se apresenta na figura seguinte. Neste sentido a AIE realizou um trabalho extenso de identificação dos múltiplos benefícios associados à promoção da eficiência energética identificando e medindo os seus impactos em diferentes esferas. Ao revelar o potencial da eficiência energética para apoiar o crescimento económico, melhorar o desenvolvimento social, promover a sustentabilidade ambiental, garantir a segurança do sistema de energia e ajudar a construir a prosperidade, este trabalho reposiciona a eficiência energética como ferramenta principal para o desenvolvimento económico e social.

Figura 4-4 – Múltiplos benefícios da promoção da eficiência energética na perspetiva da AIE

BENEFITS OF ENERGY EFFICIENCY



O estudo considera que, apesar dos múltiplos benefícios serem significativos, estes acabam por não ser considerados na maioria das avaliações dos programas de eficiência energética em resultado da falta de dados relevantes e métodos de avaliação, dos desafios colocados pelos métodos de estimativa e dos riscos de credibilidade percecionados.

Por estas razões, a avaliação dos benefícios dos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC) consideram apenas duas das componentes identificadas, a saber: (i) poupanças nas faturas energéticas associadas com os custos evitados no setor elétrico; e (ii) benefícios ambientais associados com a redução de emissões.

4.4 CARACTERIZAÇÃO LEGAL DOS MECANISMOS DE INTERRUPTIBILIDADE E DE GARANTIA DE POTÊNCIA E DOS REGIMES CAE, CMEC E FIT

Este subcapítulo pretende fazer uma breve caracterização legal dos instrumentos que estão disponíveis no lado da oferta e da procura, bem como dos regimes de contratação de energia com remuneração garantida.

SERVIÇO DE INTERRUPTIBILIDADE

O serviço de interruptibilidade, aprovado por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia ao abrigo do no n.º 2 do artigo 33.º do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e

republicado pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, constitui legalmente uma medida de eficiência e gestão da procura alternativa à construção e à exploração de novos centros electroprodutores.

Com efeito, o serviço de interruptibilidade consiste na redução voluntária do consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pela Gestão Global do Sistema, o qual pressupõe a importância da disponibilidade de determinados consumidores para, mediante remuneração, procederem àquela redução de forma a dar resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência. Os encargos associados a estes serviços são repercutidos nas tarifas, suportadas pelos consumidores de energia elétrica.

A disciplina deste regime foi inicialmente definida pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que foi complementada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro. Posteriormente, a Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, altera os parâmetros relativos à valorização da modelação do consumo e modificou o valor que limita a remuneração da parcela de disponibilidade.

Por outro lado, as Portarias n.ºs 215 -A/2013, de 1 de julho e 221/2015 de 24 de julho, vieram excluir a elegibilidade dos consumidores que atuam no âmbito das redes fechadas e proceder à alteração do regime contributivo dos serviços de interruptibilidade em Portugal, tendo presente as alterações verificadas no mesmo regime em Espanha e o objetivo de harmonização da regulamentação a nível ibérico decorrente do reduzido nível de interligação com a Europa.

O regime vigente prevê, no artigo 3.º da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, que durante o ano de 2017, após proposta da DGEG, audição do ORT e parecer da ERSE, o atual modelo do serviço de interruptibilidade no Sistema Elétrico Nacional seria ajustado ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), por forma a contemplar soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.

PAGAMENTOS DE CAPACIDADE

O regime português dos denominados pagamentos por mecanismos de capacidade, intitula-se por “Garantia de Potência”, tendo consagração legal no artigo 33.º-A do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Nos termos da disciplina legal aplicável, cabe ao membro do Governo responsável pela área da Energia estabelecer, mediante Portaria, o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao SEN, com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores, cujos encargos associados são suportados por todos os consumidores de energia elétrica.

Por via da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi regulamentado o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência em Portugal disciplinando, de um lado, a remuneração do serviço de disponibilidade prestado pelos centros electroprodutores e, de outro, a atribuição de incentivos ao investimento em capacidade de produção.

A remuneração da disponibilidade veio a conhecer desenvolvimentos na sequência da Lei n.º 7-B/2016, de 30 de março de 2016, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, que determinou ao Governo a avaliação do regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao sistema elétrico nacional, com vista à redução de custos para o Estado e para os consumidores.

Assim, na sequência dos estudos previstos no Despacho nº 12378-A/2016, de 15 de setembro³², foi aprovada a Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro que estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, mediante a criação de um mecanismo de leilão competitivo. A própria Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro prevê que, a cada dois anos, ou por solicitação Governo, a DGEG e a ERSE devem pronunciar-se, através de relatório, sobre a necessidade de existência do leilão do regime de remuneração da reserva de segurança, ouvida a entidade responsável pela gestão do sistema.

Todavia, mais recentemente, a Portaria nº 93/2018, de 3 de abril, veio determinar o adiamento da realização do leilão para a atribuição de reserva de segurança do SEN, até que seja rececionada a posição da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA (CAE)

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) enquadram-se no modelo de organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) estabelecido pelo Decreto-lei n.º 182/95, de 27 de julho, nos termos do qual a organização do setor assentava na coexistência de um sistema elétrico de serviço público (SEP) e de um sistema elétrico independente.

Constituindo uma das entidades do SEP, os produtores vinculados assumiam-se, nos termos deste Decreto-lei, como as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica. Sendo que a licença vinculada era a licença mediante a qual o titular assumia o compromisso de alimentar o SEP ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele Sistema.

³² D.R. (II série) de 13 de outubro (suplemento)

Na medida em que, quer o Decreto-lei n.º 182/95, de 27 de junho, quer o Decreto-lei n.º 183/95, da mesma data (que estabelecia o regime jurídico do exercício da atividade de produção de energia elétrica), determinavam que a integração de cada novo centro electroprodutor no SEP se concretizava mediante a celebração de um novo contrato de vinculação entre a entidade concessionária da RNT e a entidade seleccionada para o estabelecer e explorar, o CAE constituía assim o referido contrato de vinculação.

Os CAE caracterizam-se por serem contratos de longo prazo (de duração não inferior a 15 anos, exceto em casos devidamente justificados) através dos quais os produtores vinculados ao sistema elétrico de serviço público de energia se comprometiam a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da RNT, vendendo-lhe toda a energia produzida pelo centro electroprodutor.

Tendo por base as condições técnicas e comerciais acordadas entre as partes, nos termos legais os CAE remuneram o produtor mediante a aplicação de um sistema misto baseado em preços de natureza essencialmente fixa (encargos de potência) e em preços variáveis (encargos variáveis de produção de energia).

CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL ENTRE AS PARTES (CMEC)

A transposição da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno de eletricidade e ditou um funcionamento em mercado livre e concorrencial, bem como a necessidade de fazer convergir os sistemas elétricos português e espanhol, nos termos estabelecidos em 2004 no Protocolo de Colaboração e no Acordo para a Constituição de Um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), ditaram a cessação antecipada dos CAE, por forma a transitar-se de um sistema de relação comercial exclusiva (dos centros electroprodutores vinculados com a entidade concessionária da RNT) para um modelo concorrencial.

Neste contexto, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 13 de março de 2013 assentou como medida imprescindível à existência de um verdadeiro mercado de eletricidade a cessação antecipada dos contratos de longo prazo celebrados entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT, tendo a mesma vindo a ser concretizada no Decreto-lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, que veio a estabelecer as disposições aplicáveis à cessação dos CAE e no Decreto-lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que procedeu à atribuição, a um dos contraentes do CAE, do direito a uma compensação em virtude da cessação antecipada.

Assim, este Decreto-lei n.º 240/2004 veio estabelecer que a cessação de cada CAE confere a um dos seus contraentes, entidade concessionária da RNT ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual entre as partes (CMEC), a qual se destina a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre os contraentes do CAE e a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelo respetivo contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Este diploma procede, também, à definição da metodologia de determinação do montante de compensação, das formas e momento do seu pagamento, dos efeitos de eventuais faltas de pagamento, da repercussão desses pagamentos nas tarifas elétricas e ao estabelecimento de regras especiais aplicáveis à eventual titularização de créditos.

FEED-IN TARIFF (FIT)

A preocupação de defesa do ambiente, desenvolvida a nível nacional, europeu e internacional, designadamente no quadro da celebração da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e do Protocolo de Quioto teve impactos no setor energético, gerando políticas de apoio a novas fontes de energias renováveis.

Ao nível europeu, no quadro quer das Diretivas n.ºs 2001/77/CE e 2003/30/CE, de apoio às renováveis, quer, mais tarde, da ainda vigente Diretiva n.º 2009/28/CE, foi reconhecida a necessidade do apoio público às fontes de energia renováveis, balizado também pelas Orientações para apoio às Renováveis de 2001, posteriormente, de 2008, mais recentes revistas em 2014. Tal orientação verifica-se também em matéria de auxílios estatais à proteção do ambiente, que, entre outras opções, têm em conta a necessidade de internalizar os custos externos da produção de eletricidade.

Assim, através dos Decretos-lei n.ºs 168/99, de 18 de maio, e 339-C/2001, de 29 de dezembro, foram introduzidas alterações ao Decreto-lei n.º 189/88, de 27 de maio, que havia estabelecido as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade (cogeração), introduzindo remuneração diferenciada por tecnologia.

Nos termos dos diplomas legais aplicáveis, em linha com o direito da União Europeia ainda vigente, as novas fontes de energias renováveis beneficiam de remuneração garantida, em regime *feed-in tariff* (FIT) – que proporciona o pagamento de toda a energia produzida ao produtor por um agente do mercado a um preço fixo administrativo – e de prioridade na injeção. De acordo com o Regime de Acesso à Rede Pública de Serviço Público (RESP), conforme previsto no n.º 2 do artigo 33.º-W do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto: “Os operadores da RESP devem, no âmbito das suas funções, dar prioridade à eletricidade proveniente de centros eletroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW.”.

Ao longo dos anos, consoante o tipo de produção, foram sendo criados diferentes instrumentos legais que sofreram atualizações a propósito desta remuneração garantida. Ao nível da produção podemos distinguir a produção eólica, mini-hídrica, biomassa, biogás e fotovoltaica. A legislação a mobilizar encontra-se dispersa, sendo de salientar:

- No caso da produção eólica com FIT, das mini-hídricas com FIT e ainda da fotovoltaica *utility-scale* com FIT importa ter em conta o Decreto-lei n.º 339-C/2001 e ainda o Decreto-lei n.º 225/2007;

- No caso da biomassa com FIT e ainda do biogás com FIT, importa ter em conta o Decreto-lei n.º 33-A/2005 (entretanto revogado) e ainda o Decreto-lei n.º 225/2007.

Em 2005, o legislador procedeu a uma modificação do enquadramento remuneratório das fontes de energia renováveis, atualizando os valores constantes da fórmula de remuneração de eletricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e expectativa de retorno económico dos promotores, estabelecendo-se prazo para a reserva de capacidade na rede por parte dos promotores (Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que altera um conjunto de diplomas).

Não obstante, a aplicação do regime FIT à eletricidade produzida em instalações que já tivessem obtido licença de estabelecimento à data da entrada em vigor do diploma, bem como aquelas que viessem a obter a respetiva licença de estabelecimento ficava dependente de o início de exploração ocorrer no prazo de 24 meses após a data de emissão de licença de estabelecimento ou dentro de 6 meses contados da entrada em vigor do Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, conforme o prazo mais alargado (artigo 4.º do Decreto-lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação operada pelo Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro). Adicionalmente, permitia-se, nos termos do n.º 7 do mesmo diploma, uma prorrogação deste prazo por um ou mais períodos cada um até um ano, desde que o não cumprimento do prazo tivesse origem em motivos *que não fossem comprovadamente imputáveis ao promotor*.

Além disso, o Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro veio permitir prorrogações do regime FIT para as centrais hídricas, para as centrais cujo combustível seja biomassa florestal residual ou biomassa animal, sob condições administrativas, e manteve aplicáveis as anteriores disposições para um conjunto de instalações que, designadamente, já tinham obtidas licenças de instalação ou pedidos de informação prévia respondidos favoravelmente pela então DGGE, por um prazo de 15 anos a contar da data de entrada em vigor do Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, no que respeita a instalações não hídricas já em exploração.

Entretanto, em 2012, foi aprovado o Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 08 de outubro, que alterou disposições do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que se encontravam desenvolvidas designadamente pelo Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, procedendo à revogação do Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro (ao qual já se fez referência *supra*), uniformizando a legislação relativa à produção de eletricidade em regime especial. Na sequência da revisão provocada, como se disse, pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 08 de outubro), o sistema de FIT aparece descrito na alínea b) do n.º 1 no artigo 33.º-G do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto como: “A atividade de produção de eletricidade em regime especial pode ser exercida ao abrigo de um dos seguintes regimes remuneratórios: b) O regime de remuneração garantida, em que a eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso, contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro eletroprodutor (...).”.

Posteriormente, no quadro do plano de assistência económica e financeira, foi aprovado o Decreto-lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, que veio prever, de forma acordada, a possibilidade de adesão por parte dos titulares dos centros electroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em curso, mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do SEN através do pagamento de uma compensação (o que conduziu, designadamente, à possibilidade da adoção de um regime remuneratório entre os 74 €/MWh e os 98 €/MWh).

No ano seguinte, o Decreto-lei n.º 94/2014, de 24 de junho, veio regular os pedidos de licenciamento de projetos de sobreequipamento de parques eólicos, entendido como a instalação de novos aerogeradores destinados a conseguir um aumento da potência instalada em centros produtores eólicos limitado a 20 % da potência de ligação às redes. Este regime atribui uma remuneração de 60 €/MWh (valor não atualizável) à energia injetada na rede proveniente do sobreequipamento dos parques eólicos, durante o período em que estiver também vigente a tarifa garantida atribuída ao parque no seu licenciamento original (artigo 10.º, n.ºs 1 e 4 do Decreto-lei n.º 94/2014). Não obstante, no caso de o parque eólico se encontrar ao abrigo de um dos regimes remuneratórios do Decreto-lei n.º 35/2013, o mesmo Decreto-lei n.º 94/2014 prevê ainda que esse regime remuneratório se aplica à totalidade da energia injetada na rede pelo centro eletroprodutor sobreequipado, durante o período adicional definido nos termos do Decreto-lei n.º 35/2013 que lhe seja aplicável (n.º 1 do artigo 11.º do Decreto-lei n.º 94/2014).

Posteriormente, por força do Despacho n.º 7087/2017, de 14 de agosto, foi determinado que nos procedimentos para autorização do sobreequipamento de centros electroprodutores deve a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), antes de concluída a instrução, consultar a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre os impactos para a tarifa da autorização relativa ao sobreequipamento em causa.

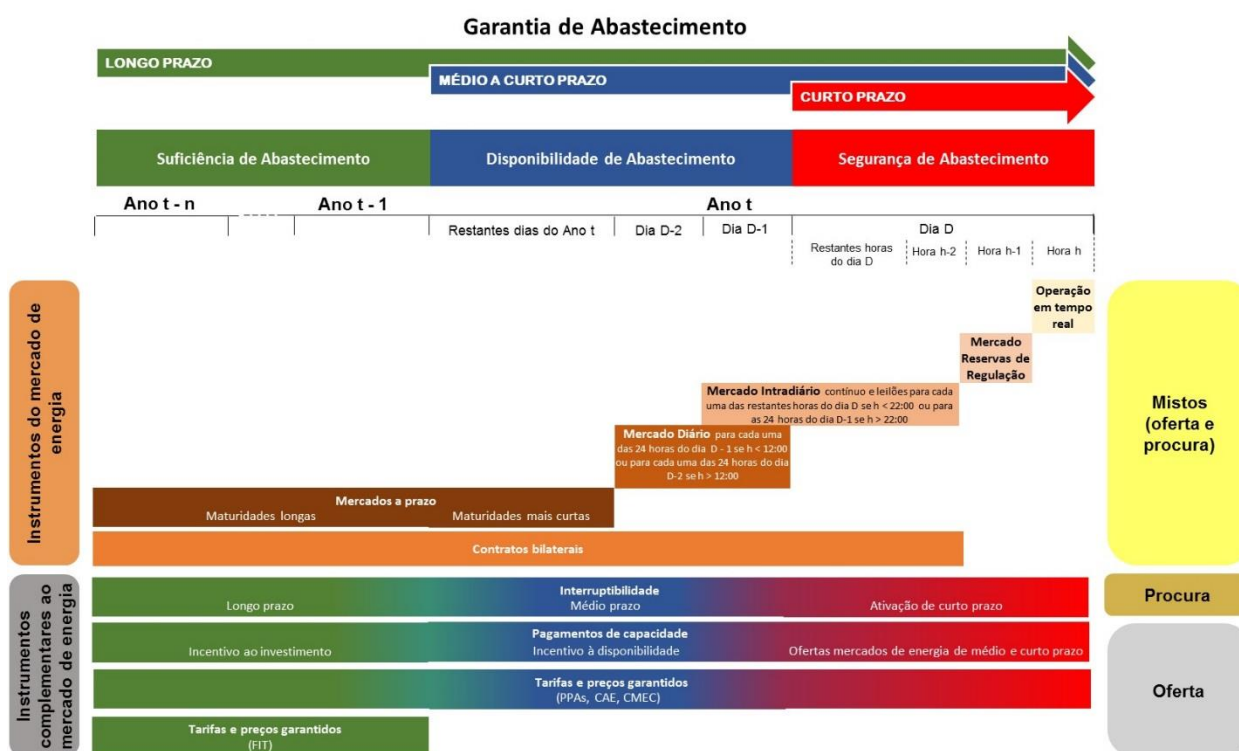
Por último, as Portarias n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, e n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, esta última produzida ao abrigo do artigo 171.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou a Lei do Orçamento de Estado para 2017, considerando que as remunerações FIT pela aquisição de energia pelo comercializador de último recurso (CUR) aos produtores em regime especial integram um apoio público não cumulável com outros apoios públicos, determinou que: *“devem ser deduzidos os valores recebidos pelos centros electroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos”*.

4.5 MERCADO PARA UM AMBIENTE DE FORTE PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEIS E SURGIMENTO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

IGUALDADE DE TRATAMENTO DA OFERTA E DA PROCURA E NEUTRALIDADE TECNOLÓGICA

Têm impactos negativos no mercado de energia e criado situações de incompatibilidade com o “*Target Model*” da União Europeia para o mercado de eletricidade, as soluções nacionais que têm sido adotadas para responder ao problema do “missing money” que, por vezes, aparece nos mercados de energia “puros” e que prevê que se possa agudizar num ambiente de forte penetração de energia proveniente de fontes de origem renovável. A figura seguinte mostra a “complexidade” de produtos existentes em Portugal e que funcionam ou como instrumentos do mercado de energia ou como instrumentos complementares ao referido mercado, organizados numa lógica de perfil temporal de abrangência e de tipo de participação (procura ou oferta), segundo as dimensões da garantia de abastecimento, já identificados no capítulo 3 deste documento.

Figura 4-5 – Relação entre as dimensões da garantia do abastecimento com os instrumentos do mercado de energia e instrumentos complementares



Em face deste conjunto de objetivos gerais, e com base nos mecanismos anteriormente apresentados neste estudo, apresentam-se na Tabela 4-1 a globalidade dos mecanismos em que assenta o

funcionamento do mercado, com um resumo sobre a sua tipologia e regime remuneratório ou de atribuição atual segmentado por instrumentos de mercado e instrumentos complementares.

Tabela 4-1 - Mecanismos remuneratórios atualmente em vigor

			Instrumentos							
			Mercado			Complementares				
			Mercado a Prazo	Mercado à Vista	Serviços de Sistema	Interruptibilidade	Garantia de Potência (investimento)	Garantia de Potência (disponibilidade)	Preço Garantido	Remuneração Garantida
OPERTA	Centrais CMEC	Hídricas	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)		✓ (1)	✓ (1)		✓
		Sines	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)		✓ (1)	✓ (1)		✓
	Centrais CAE	Turbogás	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)		✓ (1)	✓ (1)		✓
		Pego	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)		✓ (1)	✓ (1)		✓
	FIT	Eólica	✓ (1)	✓ (1)				✓	✓	
		Mini-Hídrica	✓ (1)	✓ (1)				✓	✓	
		Biomassa	✓ (1)	✓ (1)				✓	✓	
		Biogás	✓ (1)	✓ (1)				✓	✓	
		Fotovoltaica	✓ (1)	✓ (1)				✓	✓	
		Cogeração	✓ (1)	✓ (1)		✓ (2)		✓	✓	
	Mercado	Hídricas com GP	✓	✓	✓		✓	✓		
		CCGT	✓	✓	✓			✓		
		Fotovoltaica	✓	✓	✓			✓		
PROCURA		✓	✓	✓	✓					

⁽¹⁾ Remuneração implícita no regime.

⁽²⁾ Algumas instalações de cogeração estão associadas a grandes instalações consumidoras de energia elétrica, que beneficiam do regime de interruptibilidade.

A existência de mecanismos de incentivo avulsos, desenhados de forma segmentada e aparentemente sem interações entre si – interruptibilidade, garantia de potência, prémio ao investimento, *feed in tariffs*, CMEC, CAE – geram um conjunto alargado de ineficiências e interferência no funcionamento do mercado, com reflexo em todas as componentes do mercado de energia, seja o mercado a prazo, o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado de energias de regulação.

É de esperar que sejam bastante dificultadas soluções de carácter nacional, descoordenadas como as referidas já que entram em clara contradição com o ambiente de aplicação de regras harmonizadas entre todos, que está subjacente ao “Target Model” da União Europeia para o mercado de eletricidade.

Partindo das quatro componentes do mercado “puro de energia” considerados no “Target Model” e num sistema elétrico com forte penetração de renováveis, a resposta passa por premiar a flexibilidade e a capacidade de compromisso que, tanto a geração como o consumo consigam apresentar e desenvolver instrumentos que as coloquem em pé de igualdade e, sempre que possível em concorrência entre si. A

concorrência só terá a ganhar com a competição, dentro do mesmo instrumento, entre agentes com intervenção do lado da oferta e agentes com intervenção do lado da procura.

Nos mercados que compõem, o “Target Model” da União Europeia para o mercado de eletricidade, sejam os de longo prazo, o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado de energias de regulação, a participação da procura é já obrigatória, em pé de igualdade com a oferta, no quadro dos Regulamentos da Comissão Europeia que foram publicados recentemente no âmbito do Terceiro Pacote Legislativo europeu de Energia, de junho de 2009. Esta tendência só se irá agudizar com a aprovação dos Regulamentos e das Diretivas previstas no Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus”, a previsivelmente até ao final de 2018, e é a resposta aos desafios que a inovação tecnológica associada à forte penetração de energias renováveis e ao surgimento dos recursos energéticos distribuídos irão colocar ao sistema elétrico no futuro.

Por um lado, a proposta de revisão do Regulamento Europeu 714/2009, relativo ao mercado interno da eletricidade, que faz parte do referido Pacote Legislativo europeu “Energia Limpa para todos os Europeus”, passará a estabelecer claramente o quadro em que os mecanismos de remuneração de capacidade podem coexistir como complemento ao mercado de energia que decorre do “Target Model” europeu, considerando unicamente a possibilidade da sua concretização em consequência dos resultados de uma análise de adequação do sistema elétrico nacional (revisão proposta do artigo 18.º), que irá seguir uma metodologia aprovada ao nível europeu (revisão proposta do artigo 18.º), e impondo condições à sua concretização, como por exemplo ao nível em emissões dos centros eletroprodutores (revisão proposta do artigo 23.º).

Por outro lado, o assumir da neutralidade tecnológica passa também por criar instrumentos que tratem, em igualdade de circunstâncias, toda a geração e todo o consumo. Se demonstrarem níveis idênticos de flexibilidade e de compromisso à prestação do serviço de fornecimento de energia ou potência a que competem, as diferentes tecnologias de geração não deverão ser discriminadas. Se para tal tiverem interesse e se oferecerem igual nível de serviço, não há qualquer razão para as energias renováveis não possam participar no mercado de energias de regulação.

Igual tratamento deverá ser também assegurado às soluções de flexibilidade do lado do consumo, sejam as atuais soluções de armazenamento através da bombagem em empreendimentos hidroelétricos ou o grande consumo industrial, mas também novas soluções que poderão ganhar escala, nomeadamente a agregação de consumo de clientes de menor dimensão, as que decorram do armazenamento distribuído ou da recarga de veículos elétricos.

GARANTIR QUE NÃO HÁ DUPLICAÇÃO DE PAGAMENTO DO MESMO SERVIÇO

Na generalidade dos mecanismos atualmente em aplicação para responder à questão do “missing money”, os prémios associados à prestação do serviço previsto não são determinados tomando em consideração as folgas reais existentes no sistema e são valorizados de modo administrativo.

A ocorrerem, essas situações conduzem a um aparente excesso de pagamentos por esses serviços e, consequentemente, resultam em custos acrescidos para os sistema e em prejuízo para os consumidores.

Com escalas temporais de negociação tão diferentes, a complexidade da conceção de todos estes mercados, levam por vezes, à aparente duplicação de pagamentos para um serviço que parece ser exatamente o mesmo. Garantir que não se está a pagar em duplicado o mesmo serviço é fundamental.

5 ENQUADRAMENTO DE MERCADO

No presente capítulo apresenta-se aquele que é a perspetiva evolutiva do mercado grossista de energia elétrica, aqui exposta de modo a contribuir para a assimilação de um contexto integrado do funcionamento dos diferentes mecanismos e instrumentos de procura e de oferta, de que trata este documento.

5.1 ANÁLISE DO MERCADO DIÁRIO

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS NO MERCADO DIÁRIO

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* (mercado diário e leilões intradiários regionais complementares ao mercado intradiário contínuo europeu) é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, de aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço no mercado diário, tanto para Portugal como para Espanha, está apresentada na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Evolução do preço médio anual em mercado diário e separação de mercados



Fonte: OMIE

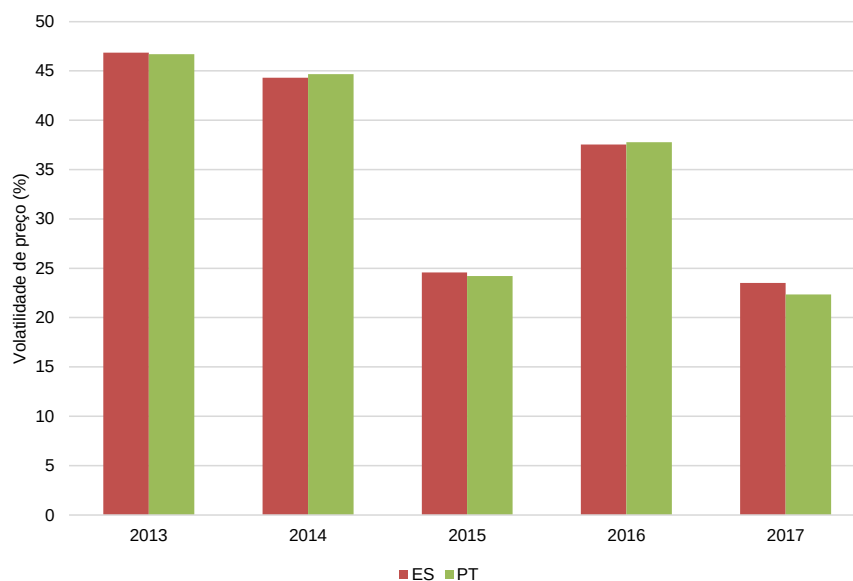
O preço médio no mercado diário para Portugal, em 2017, situou-se em 52,48 €/MWh, cerca de 33% acima do preço registado em 2016 (39,44 €/MWh). Esta variação foi, fundamentalmente, ditada pela diminuição da produção hídrica em 2017, determinando uma formação de preço mais alinhada com os custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural. O valor do preço médio de mercado em 2017 para Portugal foi cerca de 19% acima do custo variável³³ de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, no qual não considera a componente de custo associado ao acesso à rede de alta pressão de gás natural, e cerca de 49% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

No que respeita à formação do preço em mercado diário, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2017, a volatilidade do preço de mercado diário para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 22%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 41 €/MWh e os 64 €/MWh.

A Figura 5-2 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado diário, de 2013 a 2017, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível uma diminuição da volatilidade do preço entre 2016 e 2017. A diminuição da volatilidade deveu-se sobretudo à diminuição dos contributos da geração hídrica, na estrutura do consumo.

³³ Custo variável estimado calculado disponível na página de internet da REN (<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>) de acordo com a Diretiva n.º 3/2017 no qual inclui os custos associados com o consumo de gás natural, com as licenças de emissão de CO₂ e com a operação e manutenção.

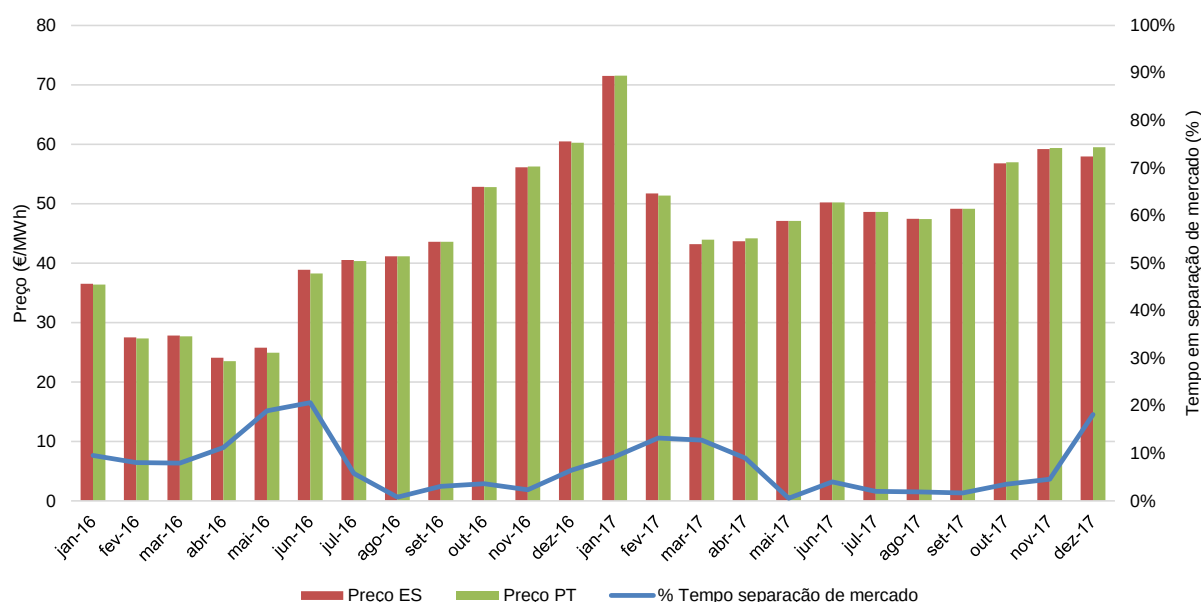
Figura 5-2 – Volatilidade de preço em mercado diário



Fonte: OMIE. (Nota: volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço do mercado diário e a respetiva média anual).

A Figura 5-3 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2016 e 2017. No que respeita a 2016, é de notar: (i) um aumento do preço médio formado em mercado em 2017 face ao que acontecera em 2016; (ii) a existência de um regime hidrológico mais seco durante o ano; (iii) a diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2016.

Figura 5-3 – Preço em mercado diário e tempo de separação de mercado, 2016 e 2017



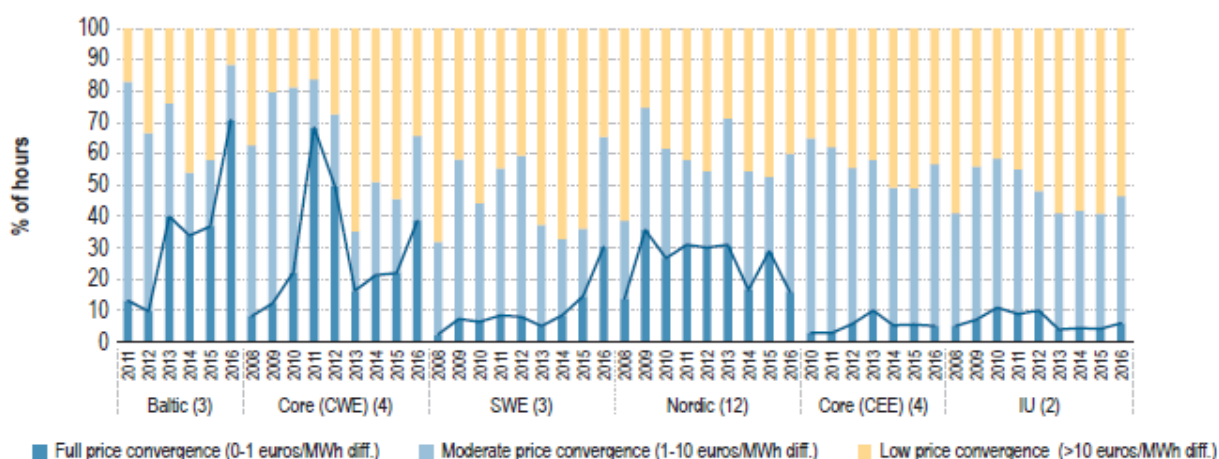
Fonte: OMIE

CONVERGÊNCIA DE PREÇOS NO MERCADO DIÁRIO NA EUROPA

Na região do sudoeste europeu (SWE), que abrange Portugal, Espanha e França, a tendência aponta para uma ascendente convergência de preços horários, como se observa a partir de 2015, devido à extensão do processo de acoplamento regional de mercados (PCR), iniciado a 13 de maio de 2014. Esta convergência de preços aumentou de 14% em 2015, para 30% em 2016, valores que são justificados principalmente devido à entrada em funcionamento da nova interligação elétrica entre Espanha e França de 1400 MW (Sant Llogaia – Baixas³⁴) a 5 de outubro de 2015, que teve o efeito de quase duplicar os valores de capacidade.

³⁴ <http://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

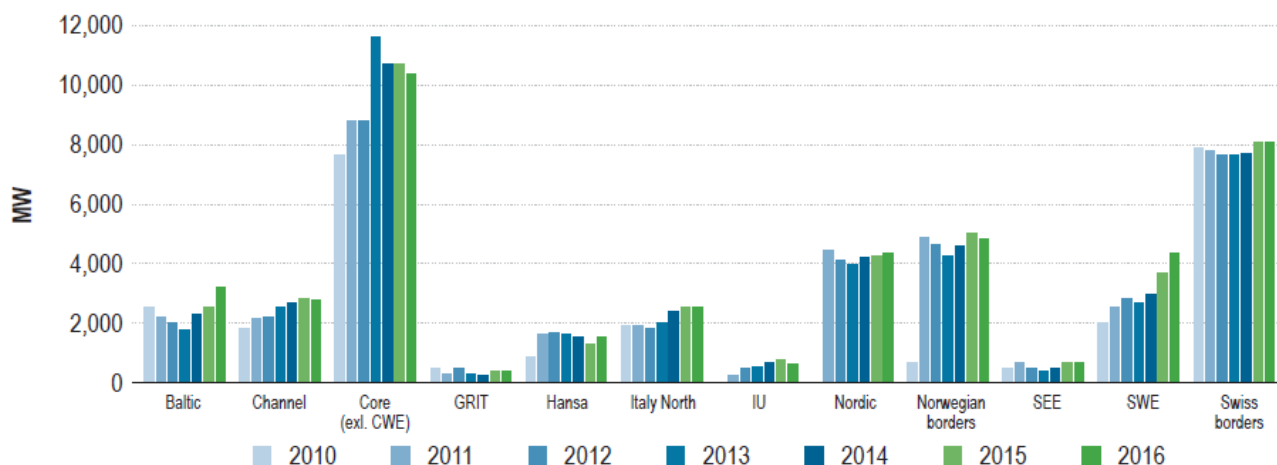
Figura 5-4 – Convergência dos preços no mercado diário, na Europa, por região (% de horas)



Fonte: ACER - Market Monitoring Report (2016)

A Figura 5-5 mostra a evolução, ao nível europeu, dos valores agregados por CCR³⁵ da capacidade de interligação disponível para fins comerciais (NTC - *Net Transfer Capacities*), no período de 2010 a 2016. O nível global da capacidade NTC aumentou ligeiramente em 2016 em comparação com 2015 (2,2%). Os maiores aumentos de capacidades NTC verificados ocorreram nas CCR do Báltico e do Sudoeste europeu (SWE), seguidas das CCR Hansa, Nórdica e Norte de Itália.

Figura 5-5 – Valores médios agregados de NTC interzonais por CCR, entre 2010 e 2016.



Fonte: ACER - Market Monitoring Report (2016)

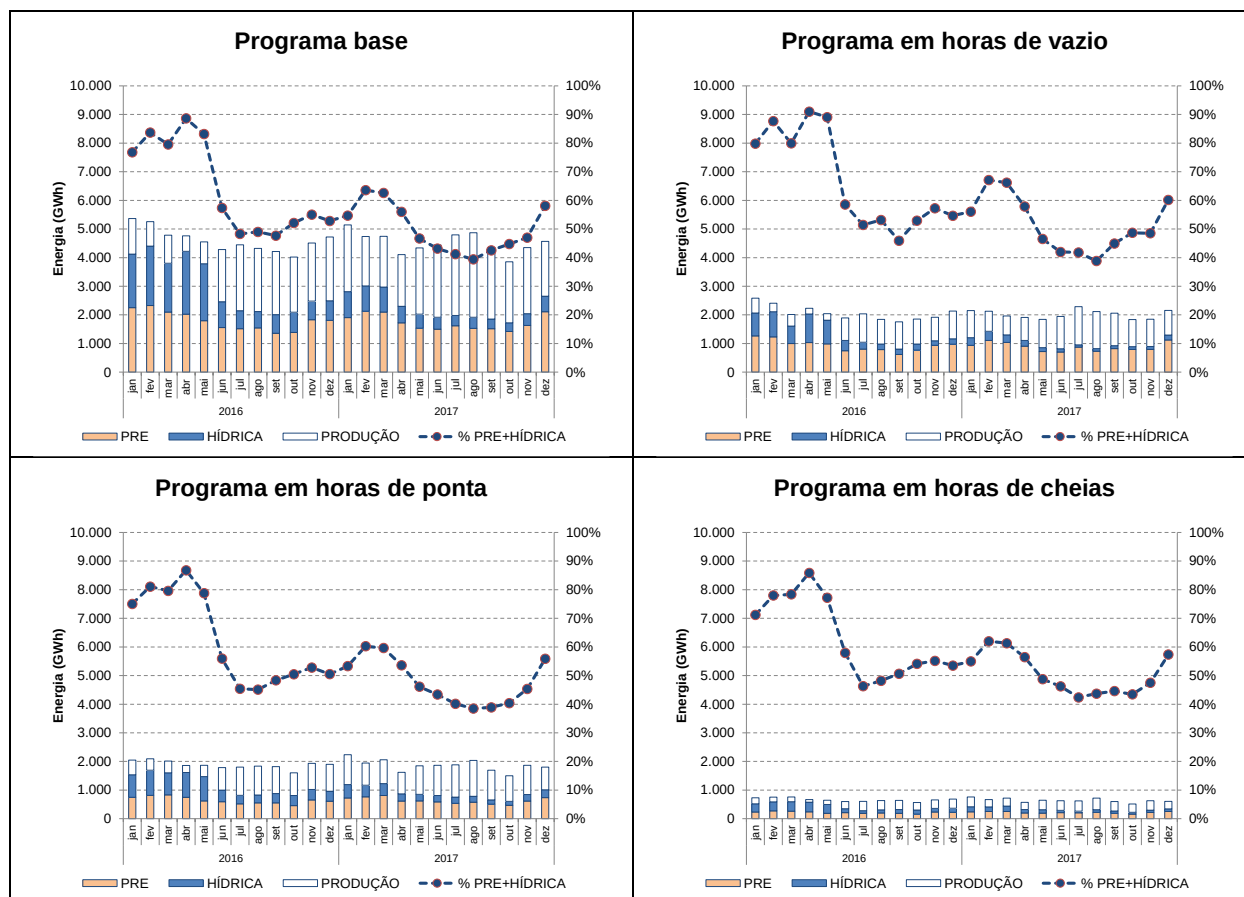
³⁵ CCR – *Capacity Calculation Regions*. A definição das regiões de cálculo de capacidade encontra-se disponível em http://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf.

Na região do SWE verifica-se o aumento dos valores médios da capacidade NTC interzonais por via do investimento realizado nos reforços das interligações entre Portugal e Espanha e, mais recentemente, entre Espanha e França.

EVOLUÇÃO DO MIX DE PRODUÇÃO EM MERCADO DIÁRIO

Em relação à contribuição conjugada da produção hídrica e da PRE para a produção total em mercado diário, foi feita uma análise, constante da Figura 5-6, das ofertas das unidades de produção hídrica e PRE portuguesas por período horário, durante o ano de 2016 e o ano de 2017. Desta análise verifica-se, para o ano de 2017, uma redução relevante do peso do agregado destas fileiras de produção quando comparado com o ano de 2016. Com efeito, em 2017, a disponibilidade de recursos hídricos e da produção em regime especial apenas permitiu assegurar 50% da produção total, registando-se para o ano de 2016 um valor médio de 65%. A análise ao contributo da produção hídrica e PRE em mercado por período horário permite concluir que existe uma relativa estabilidade entre os diferentes períodos horários considerados para caracterização. A existência de alguma complementaridade entre hídrica em regime ordinário e PRE é um dos fatores que contribui para a estabilidade da produção em mercado entre os diferentes períodos horários destas tecnologias. Com efeito a produção PRE regista maior peso nos períodos de vazio (no período 2016-2017, cerca de 44%), enquanto a produção hídrica em regime ordinário tende a ter um peso relativo mais significativo nos períodos de ponta e cheia.

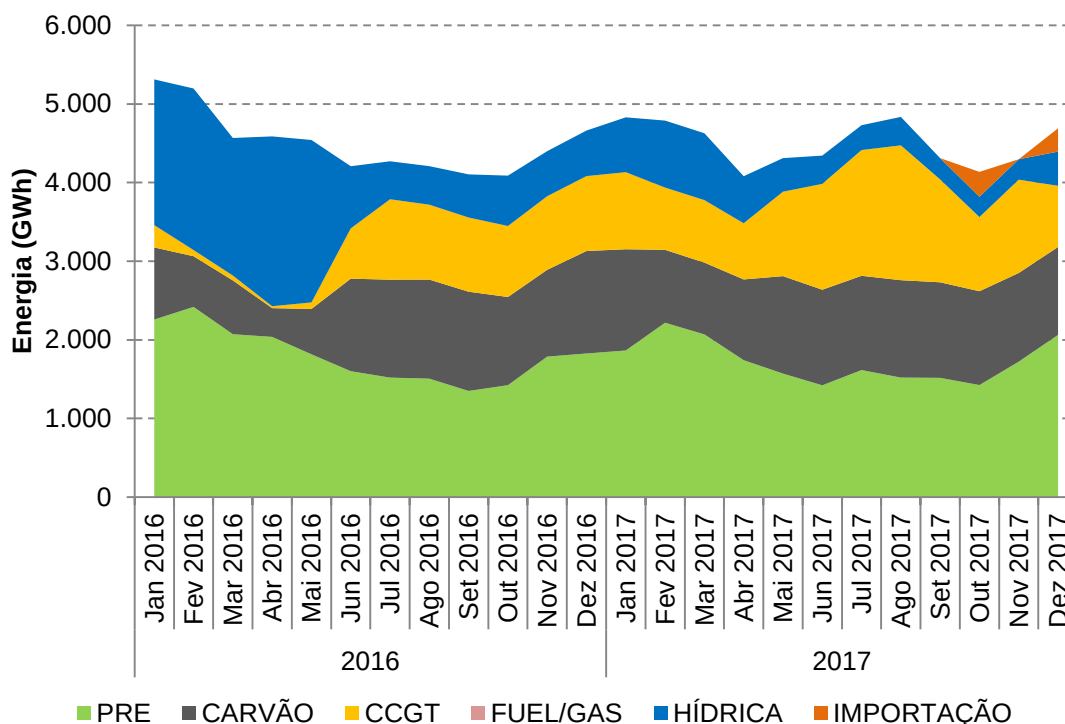
Figura 5-6 – Contribuição da produção hídrica e da produção em regime especial para a produção total em Portugal



Fonte: OMIE

A menor disponibilidade de recursos hídricos em 2017 teve direta repercussão no *mix* de produção em mercado diário referido a unidades portuguesas a atuar no MIBEL. Em concreto, Figura 5-7 explicita o peso, tanto em valores absolutos quanto relativos, do total de energia colocada em mercado, por fileira, incluindo a importação. No período 2016-2017, o *mix* de produção português esteve assente nas seguintes fileiras: produção em regime especial, carvão, hídrica e produção de centrais de ciclo combinado a gás natural. Em 2017 registou-se um acréscimo importante de energia produzida por centrais de ciclo combinado motivado pela existência de um regime hidrológico menos favorável.

Figura 5-7 – Mix de produção em mercado diário



Fonte: OMIE

5.2 ANÁLISE DO MERCADO A PRAZO

O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida a clientes finais. O mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

O mercado diário *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, no caso português, cerca de 75% do consumo é satisfeito através de contratação neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste mercado na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço de mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou uma expectativa de ligeira redução de preço entre 2016 e 2017. Os agentes de mercado que, em 2016, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2017, teriam pago um preço médio (42,51 €/MWh para Portugal³⁶) cerca de 19% inferior ao que se veio a formar no mercado diário. Figura 5-8 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 5-8 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha)



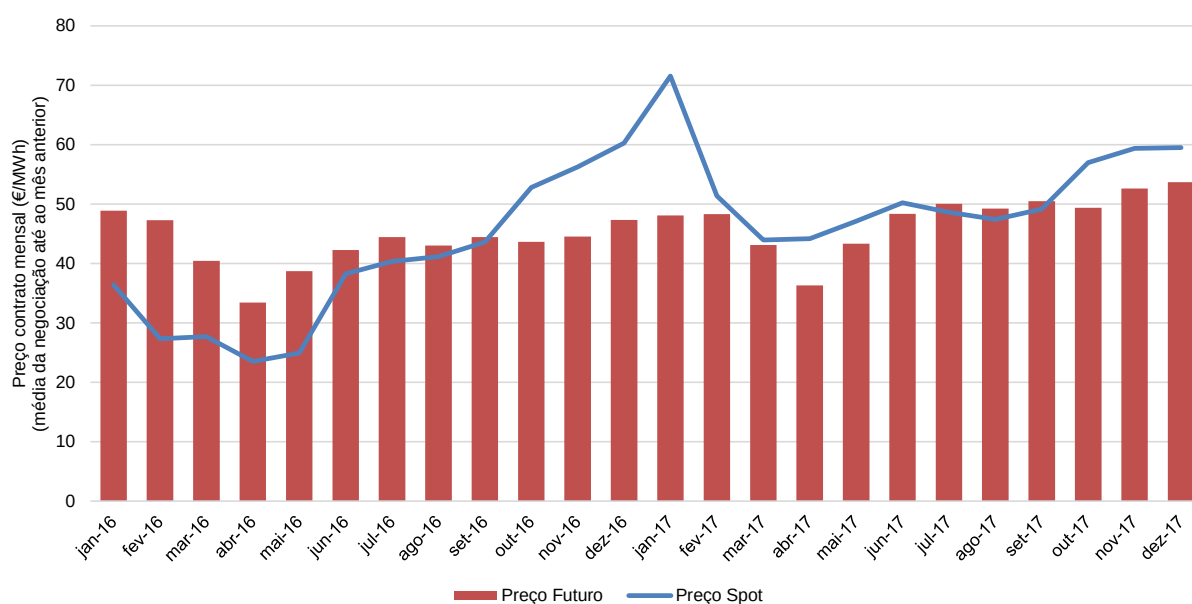
Fonte: dados OMIP. Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2017 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2016).

A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prémio de risco na contratação a prazo ao longo dos meses de julho a setembro (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente), demonstrando uma relativa degradação das expectativas face ao preço formado no mercado diário. Já nos restantes meses, a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo, tendo-se verificado a inexistência de prémio de risco face ao mercado diário. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado diário anulado.

³⁶ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2017 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A Figura 5-9 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação no mercado diário, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro para os contratos mensais exibiu, em média, uma tendência de descida durante o primeiro trimestre de 2017, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de abril.

Figura 5-9 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal)



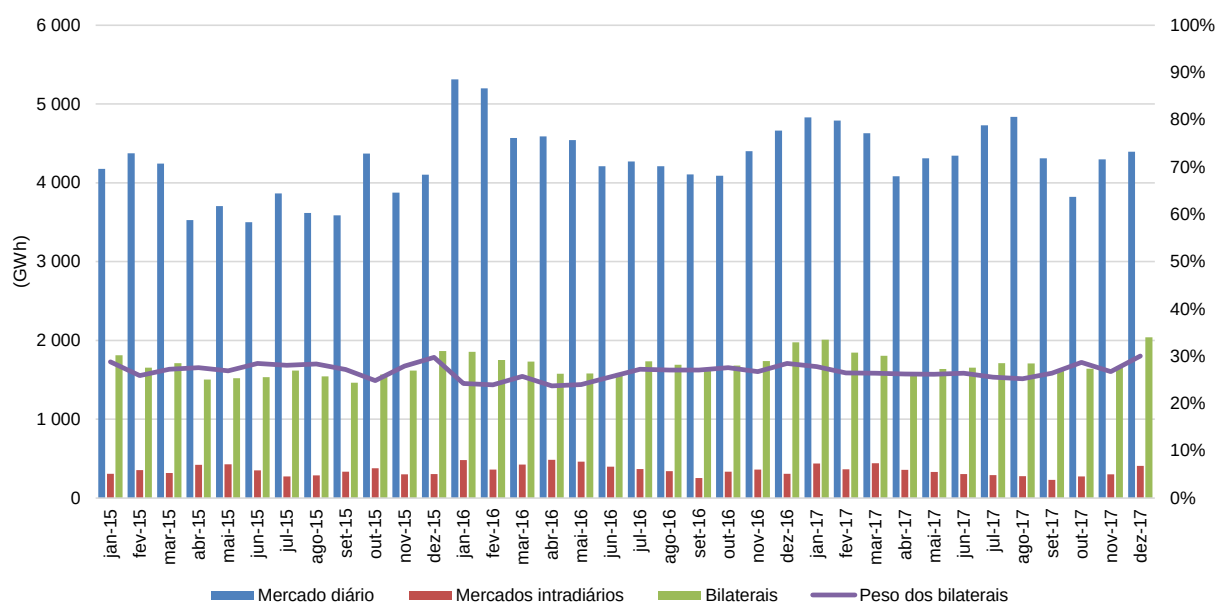
Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2017, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses cinco leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 650 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 400 MW para cada um dos trimestres) e no produto anual (de 250 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 12% do consumo nacional.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2017 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliadas positivamente pelos agentes de mercado.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 5-10. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 5-10 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados

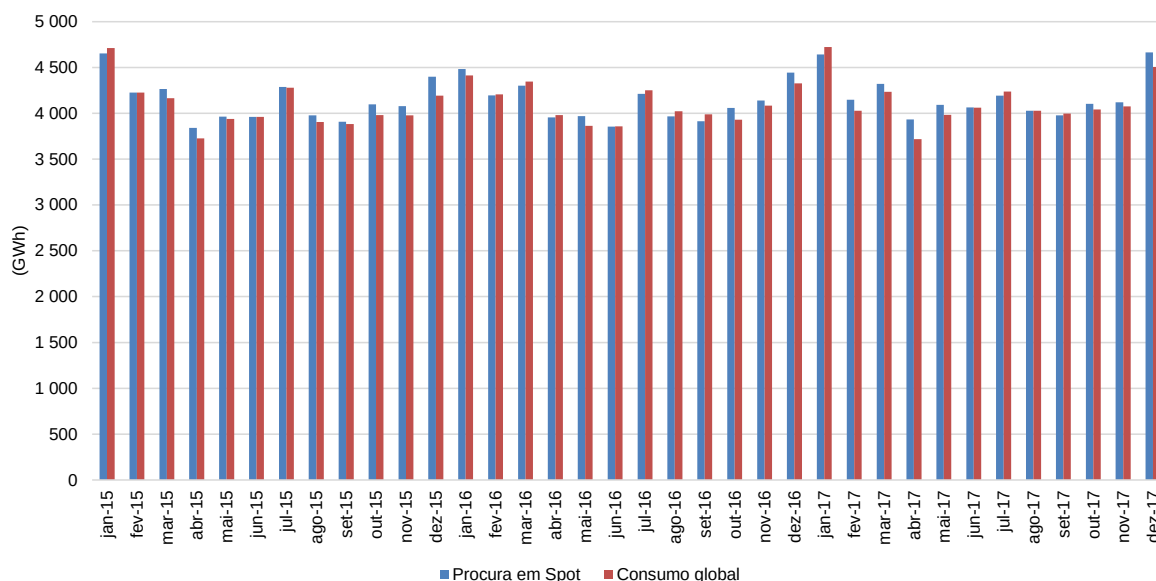


Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2017 observou-se um ligeiro aumento do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2016, verificando-se também um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 2% equivalente a 0,4 TWh).

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 5-11, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

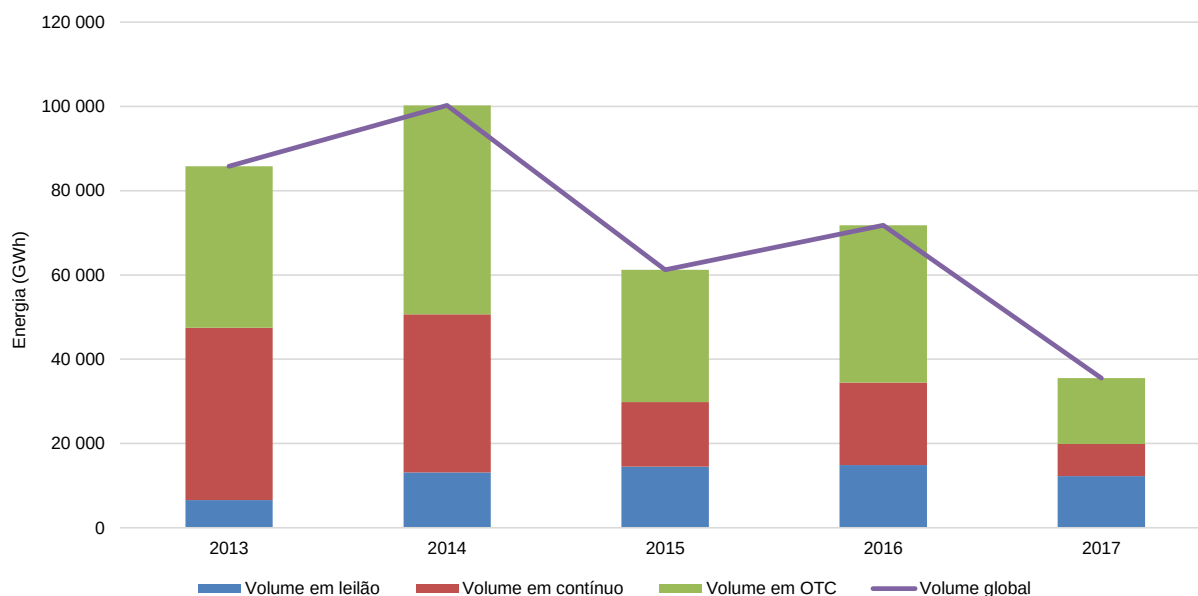
Figura 5-11 – Procura em mercado spot e consumo global mensal, 2015 a 2017



Fonte: dados OMIE

A Figura 5-12 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo previsto no MIBEL, OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), entre 2013 e 2017, sendo observável uma tendência para um aumento significativo da negociação global até 2014, verificando-se em 2015 uma quebra no volume de negociação global de 39%. Em 2016 observa-se um acréscimo na liquidez global de 17%, por via essencialmente do incremento da negociação no mercado em contínuo e no OTC registado. Em 2017 verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 51%.

Figura 5-12 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



Fonte: dados OMIP

Sublinha-se ainda a ocorrência, a partir de 2014, de leilões para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha, em ambos os sentidos, que permite aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha em acréscimo aos leilões da PRE que se tem vindo a efetuar desde 2012.

Em 2016, o volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi cerca de 36 TWh. Quando comparado com o ano de 2016 verificou-se uma diminuição de 51% no volume global de negociação (equivalente a 36 TWh).

5.3 INTEGRAÇÃO DA PRE EM MERCADO

No contexto da aplicação das Diretivas europeias sobre esta matéria³⁷, o conceito de fontes de energia renováveis relaciona-se, em Portugal, com o de produção em regime especial (PRE). Considera-se PRE a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a produção distribuída e a produção sem injeção de potência na rede. Desde 2012, é também considerada produção em regime especial a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a

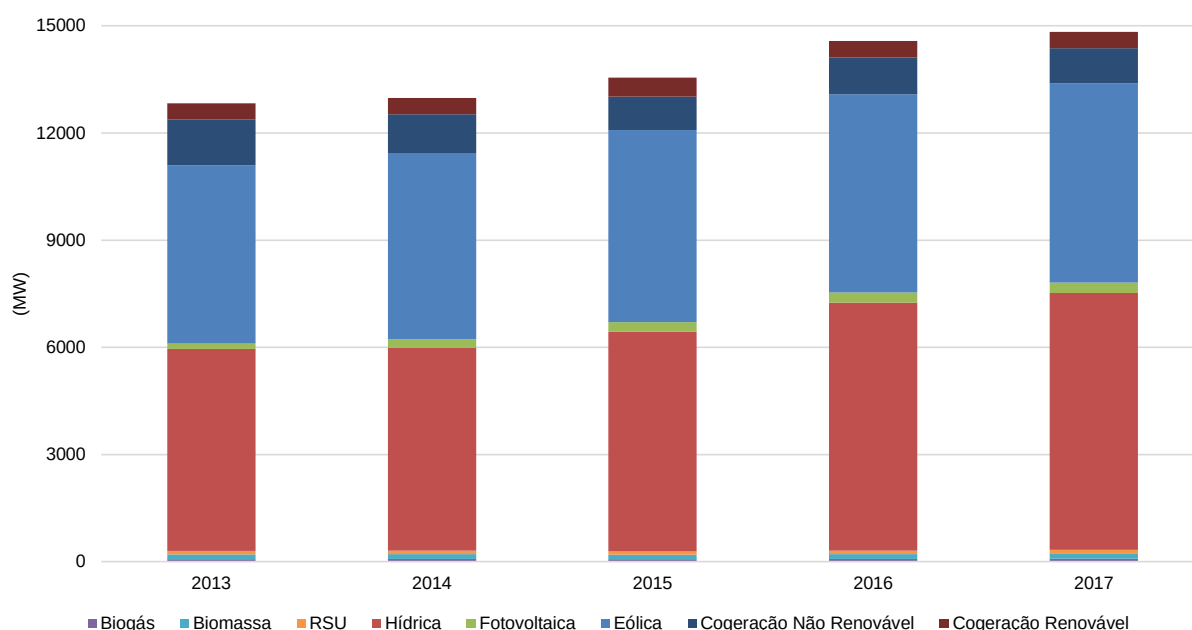
³⁷ Diretiva n.º 2009/72/CE, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade; Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

regime jurídico especial³⁸. Assim, o conceito de PRE passou a acomodar todas as fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade, incluindo toda a produção hídrica.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG³⁹, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, nomeadamente, quando se verifiquem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor do sistema com o intuito de controlar as instalações da PRE, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em 2017, a potência instalada da PRE representou 75% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2013 a 2017, este peso variou entre 72 e 75%. A Figura 5-13 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2013 a 2017, desagregada por tecnologia.

Figura 5-13 – Potência instalada da PRE, 2013 a 2017



Fonte: REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

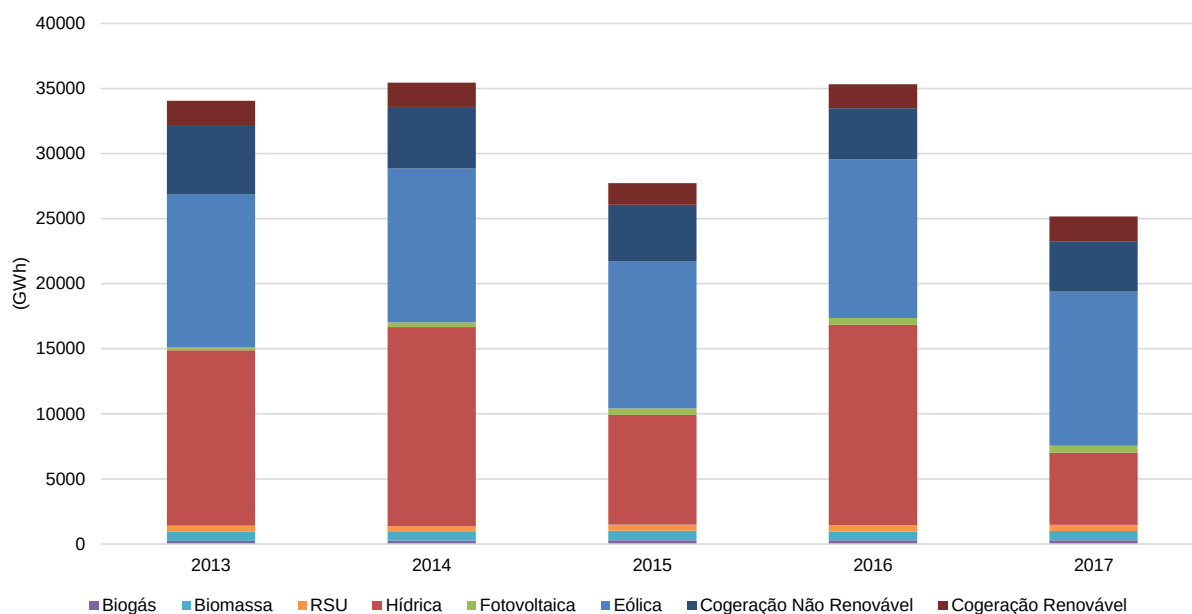
No tocante à energia elétrica produzida em 2017, cerca de 25,2 TWh tiveram origem na PRE, representando 46% do total de energia produzida, valor que, entre 2013 e 2017, se situou entre 46% e

³⁸ Artigo 18.º, n.º 1, do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, e 112/2012, de 23 de maio, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE.

³⁹ Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.

72%. A Figura 5-14 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2013 a 2017, desagregada por tecnologia.

Figura 5-14 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2013 a 2017



Fonte: REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância da PRE e, em particular, das fontes de energia renováveis, no sistema elétrico português.

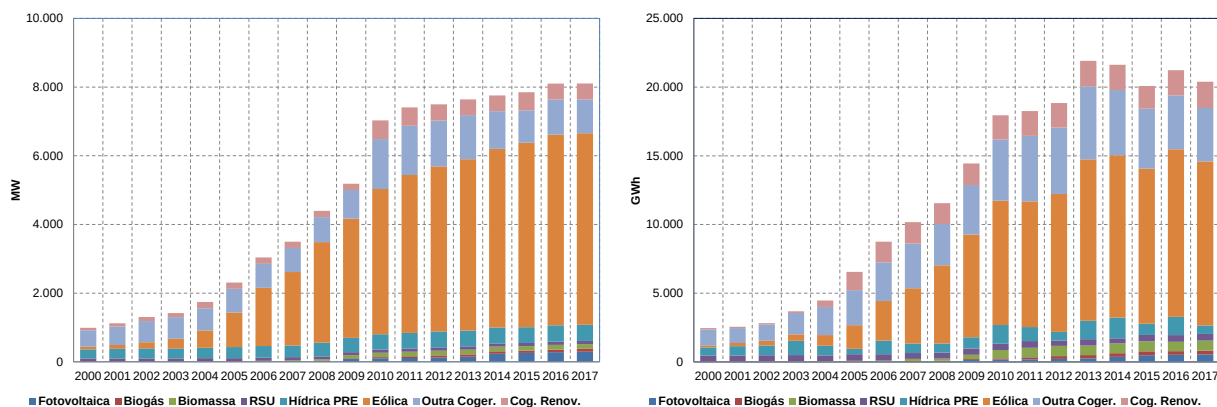
Para efeitos de análise, opta-se por designar por PRE toda a produção renovável e em co-geração que beneficie de algum tipo de regime jurídico especial de remuneração, que inclui:

- A produção de energia eléctrica com base em recursos hídricos, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada;
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- A produção de energia eléctrica por micro e mini-produção⁴⁰;
- A produção de energia eléctrica através de um processo de cogeração, na qual se inclui a cogeração renovável.

⁴⁰ Micro-produção é a produção de energia eléctrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais fracções. Mini-produção corresponde a produção de energia eléctrica com potência instalada até 250 kW.

A produção em regime especial tem tido uma evolução muito significativa nos últimos anos. Nas figuras seguintes apresenta-se esta evolução em termos de energia e potência instalada.

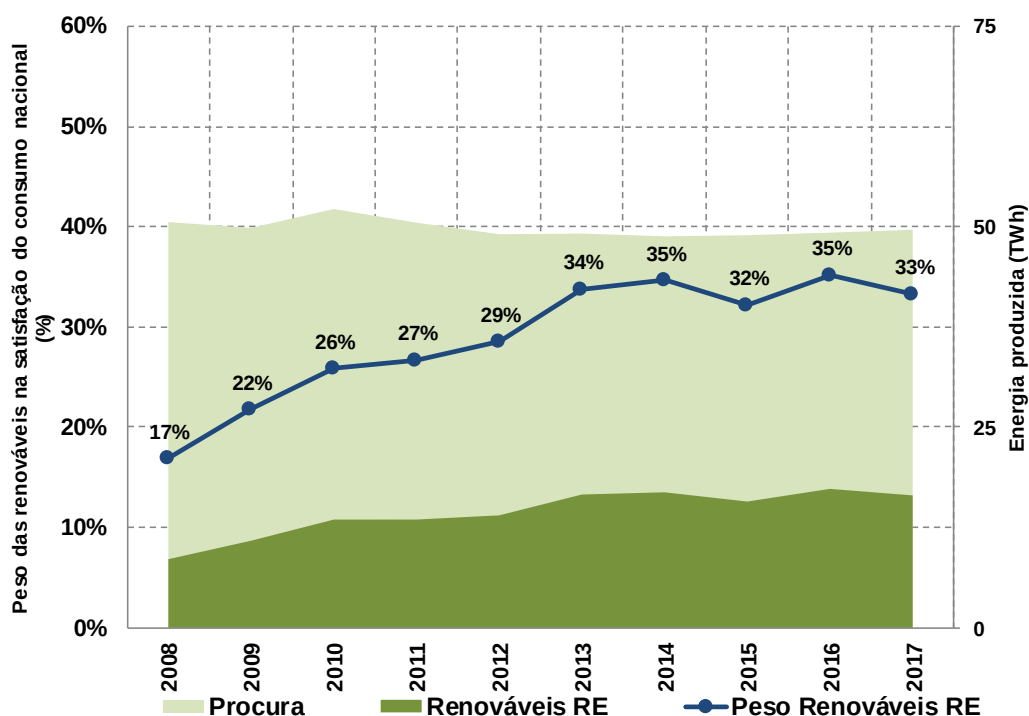
Figura 5-15 – Regime especial— potência instalada e energia produzida



Fonte: EDP SU

O contínuo aumento da potência instalada de PRE tem conduzido a que a sua contribuição para a satisfação do consumo tenha aumentado significativamente nos últimos anos, atingindo um máximo de 35% em 2016, conforme se observa na figura seguinte. O ano de 2016 foi também aquele que registou um maior peso das renováveis, cerca de 66% do consumo nacional, valor que inclui a hídrica em regime ordinário e não inclui a cogeração não renovável. A evolução temporal da produção renovável é mais volátil que a da PRE, fundamentalmente motivado pela hidraulicidade que afeta a produção hídrica em regime ordinário de forma plurianual.

Figura 5-16 - Evolução da produção em regime especial com tarifa garantida e satisfação do consumo



Fonte: REN

Em Portugal, a energia produzida pela PRE, sujeita a regime jurídico especial, com remuneração garantida, é obrigatoriamente adquirida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*)⁴¹. Nos termos do atual quadro legal, a diferenciação da retribuição desta PRE está dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao CUR pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica, biomassa e de pequena produção. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

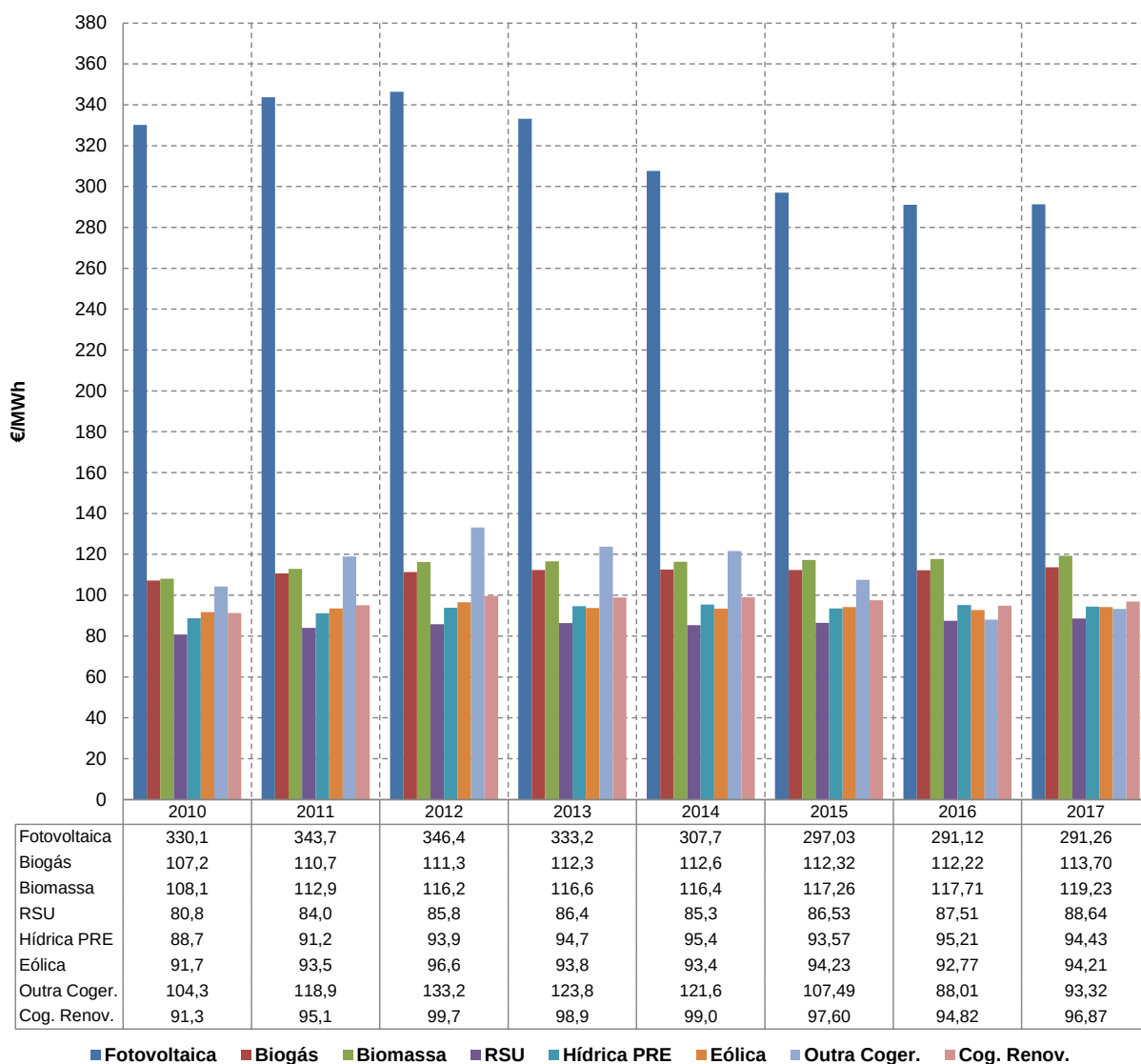
Os preços publicados pelo Governo têm por base uma lógica quer de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de dióxido de carbono evitadas), quer de diferenciação de acordo

⁴¹ Desde o final de 2011, o CUR explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, funcionando como agente agregador da PRE em Portugal.

com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. A remuneração do produtor depende do período de entrega da energia elétrica à rede e da fonte de energia primária utilizada.

Em síntese, não sendo possível indicar um preço por cada unidade de energia produzida pelo produtor em regime especial e vendida ao comercializador de último recurso, dada a multiplicidade de factores de que depende, apresenta-se na figura seguinte a evolução dos preços médios verificados para cada uma das tecnologias.

Figura 5-17 – Evolução dos preços médios por tecnologia



Fonte: EDP SU

O comercializador de último recurso adquire toda a produção da PRE de acordo com o tarifário definido e coloca no MIBEL as ofertas de venda, com preço instrumental de 0 €/MWh, correspondentes à produção

prevista. A oferta a preço instrumental de venda garante a colocação total do volume ofertado de PRE em mercado diário.

As ofertas de compra que o comercializador de último recurso envia para o MIBEL para abastecer a sua carteira de clientes são realizadas em separado e de forma independente da produção PRE.

O sobrecusto da PRE é calculado como a diferença entre o valor pago aos produtores e o valor médio das vendas da PRE realizadas pelo comercializador de último recurso no MIBEL. Assim, é possível conhecer o sobrecusto por tecnologia e o respectivo sobrecusto unitário, conforme se apresenta na tabela seguinte.

Tabela 5-1 – Sobrecusto por tecnologia

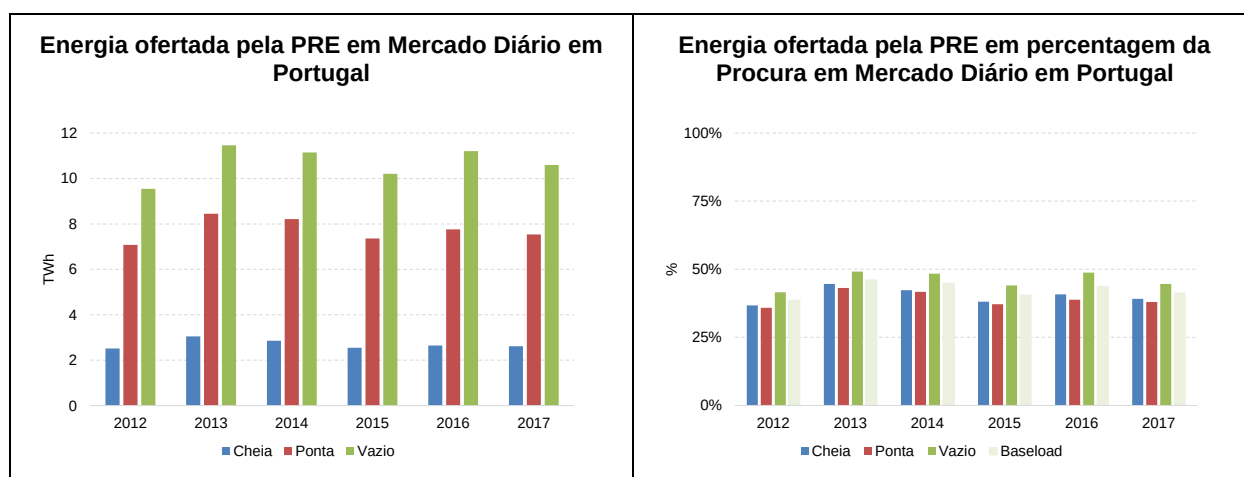
Sobrecusto médio por tecnologia								
[€/MWh]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fotovoltaica	291,36	292,88	302,28	292,20	268,62	246,60	251,68	238,78
Biogás	68,46	59,88	67,18	71,30	73,52	61,89	72,79	61,22
Biomassa	69,36	62,08	72,08	75,60	77,32	66,83	78,27	66,75
RSU	42,06	33,18	41,68	45,40	46,22	36,10	48,07	36,16
Hídrica PRE	49,96	40,38	49,78	53,70	56,32	43,14	55,77	41,95
Eólica	52,96	42,68	52,48	52,80	54,32	43,80	53,34	41,73
Outra Cog. ger.	65,56	68,08	89,08	82,80	82,52	57,06	48,58	40,84
Cog. Renov.	52,56	44,28	55,58	57,90	59,92	47,17	55,38	44,39

Fonte: EDP SU

Em média, o volume de PRE ofertado em mercado diário no período de vazio é praticamente similar à soma do volume de PRE ofertado nos períodos de cheia e ponta, traduzindo-se numa oferta média horária no vazio de cerca de 4% abaixo da oferta média em carga base (i.e. para as 24 horas do dia) para o período em análise.

Em 2012, o volume de PRE ofertado em mercado diário representava cerca de 39% da procura em mercado diário. Já em 2013 e 2014, cerca de 45% da procura em mercado diário era satisfeita pela energia ofertada de PRE, fruto das condições de eolicidade e hidraulicidade mais favoráveis. Em 2017, à semelhança de 2015, devido à existência de um nível de eolicidade e de hidraulicidade menos favorável, somente 41% da procura em mercado diário era coberta pelo volume de PRE.

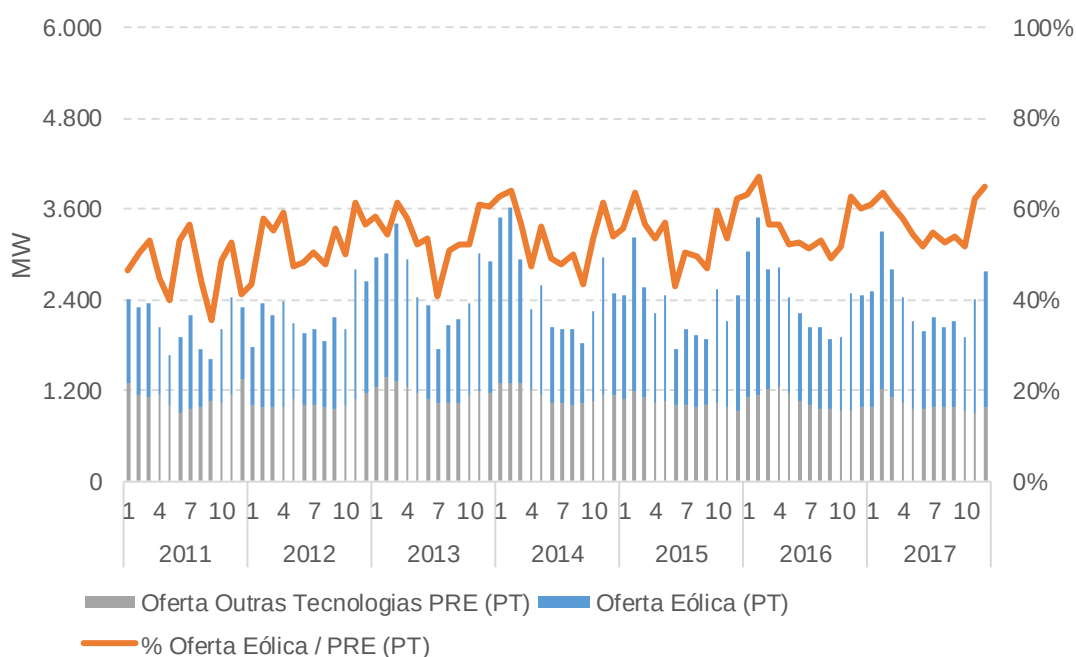
Figura 5-18 – Oferta da PRE em Mercado Diário em Portugal



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

A Figura 5-19 apresenta a evolução da oferta de Eólica e de outras tecnologias PRE em Portugal.

Figura 5-19 – Evolução da Oferta de Eólica e Outras Tecnologias PRE em Portugal

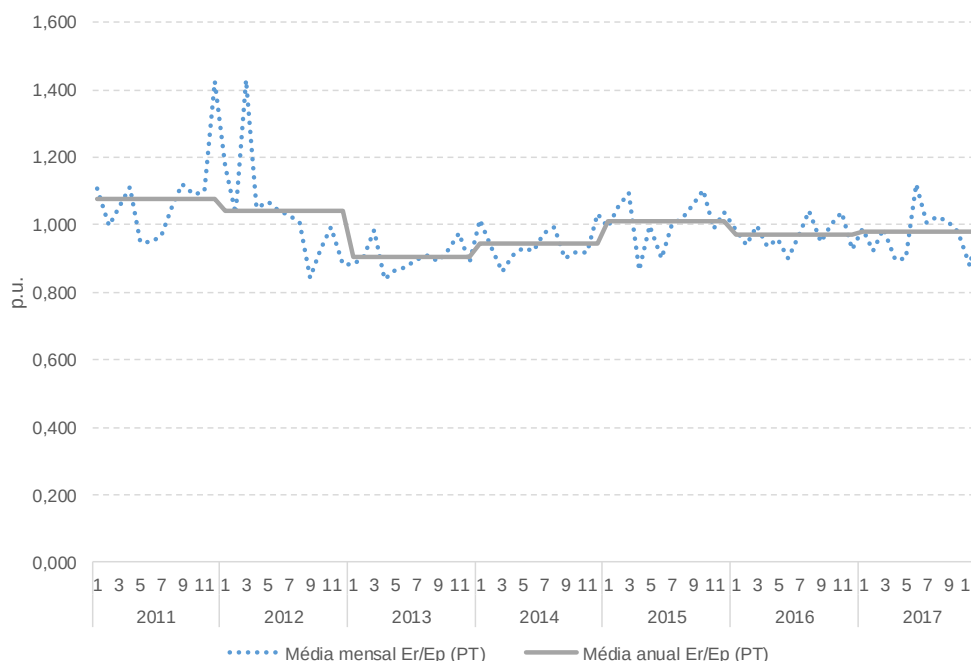


Fonte: ERSE, EDP SU, REN

Constata-se que a tecnologia de carácter mais intermitente da produção em regime especial é a eólica, representando, em 2017, cerca de 58% do volume total de PRE casado em mercado diário, resultante das ofertas de venda da EDP SU.

A Figura 5-20 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela tecnologia eólica e a energia prevista da eólica em Portugal pela EDP SU (Continental).

Figura 5-20 – Evolução da Energia real produzida e Energia prevista da Eólica em Portugal



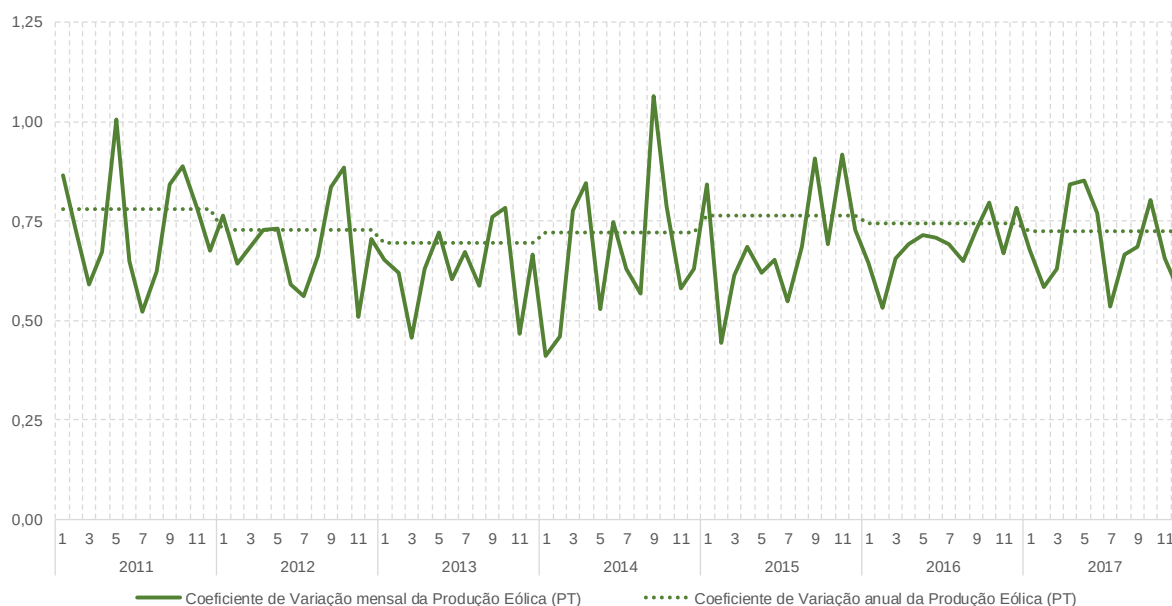
Fonte: ERSE, EDP SU, REN

Em termos médios, em 2011 e 2012, as previsões de energia eólica ficaram abaixo da energia real produzida. Nos períodos entre 2013 e 2014 e, 2016 e 2017, as previsões de energia eólica ficaram acima da energia real produzida. Em 2015, as previsões de energia eólica foram praticamente similares ao total de energia real produzida por esta tecnologia. Denota-se alguma correlação entre este indicador e as condições hidrológicas ocorridas em Portugal Continental⁴².

A Figura 5-21 mostra a evolução do coeficiente de variação da energia real produzida pela eólica dada pela seguinte equação $Coeficiente\ de\ Variação_i = \frac{\sigma_{Energia\ Real_i}}{\mu_{Energia\ Real_i}}$, que resulta da divisão do desvio padrão da energia real produzida pela eólica pela média da energia real produzida pela eólica.

⁴² 2013, 2014 e 2016 foram anos hidrológicamente mais favoráveis para a produção de energia hídrica.

Figura 5-21 – Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela Eólica em Portugal

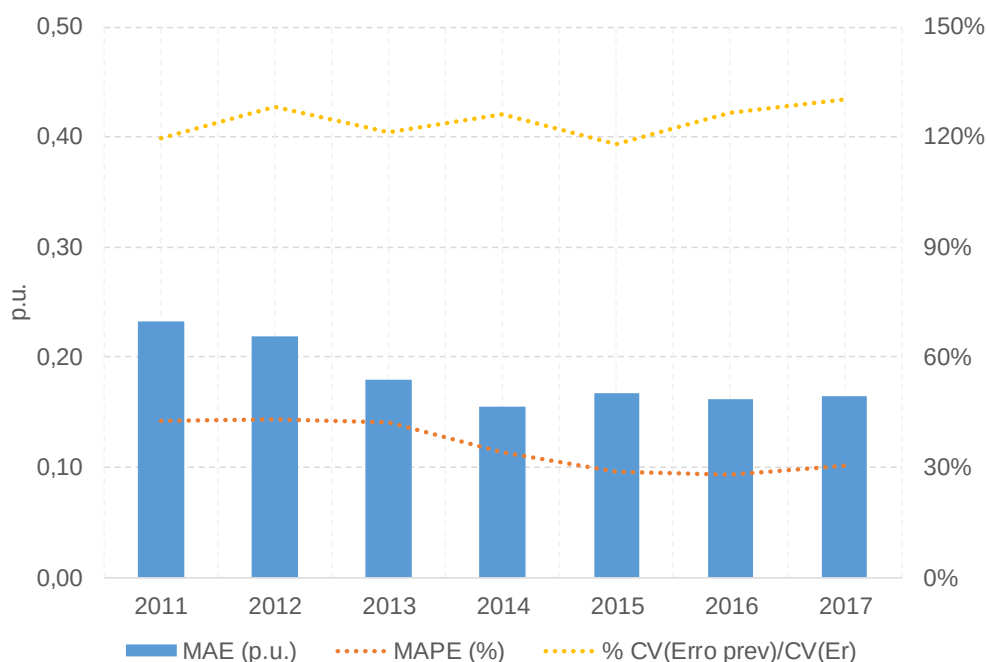


Fonte: ERSE, REN

Denota-se uma certa variabilidade da eólica em Portugal continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida a rondar os 0.74.

A Figura 5-22 apresenta a evolução de indicadores de previsão da eólica em Portugal. Os valores de MAE⁴³ observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de produção eólica em Portugal Continental. Apresenta-se também a evolução do indicador dado pela divisão entre o coeficiente de variação do erro de previsão ($CV_{Erro\ prev} = \frac{\sigma_{Erro\ prev}}{\mu_{Erro\ prev}}$) e do coeficiente de variação da Energia real produzida pela eólica ($CV_{Er} = \frac{\sigma_{Er}}{\mu_{Er}}$), que dá uma magnitude do peso do nível de variação do erro de previsão face ao nível da variação da energia real produzida.

⁴³ O erro médio absoluto (MAE – *Mean Absolute Error*) é usado para medir a magnitude média dos erros, sendo definido de acordo com a seguinte equação: $MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |e_{t+k|t}|$.

Figura 5-22 – Evolução de indicadores de erros de previsão da Eólica

Fonte: Elaboração ERSE

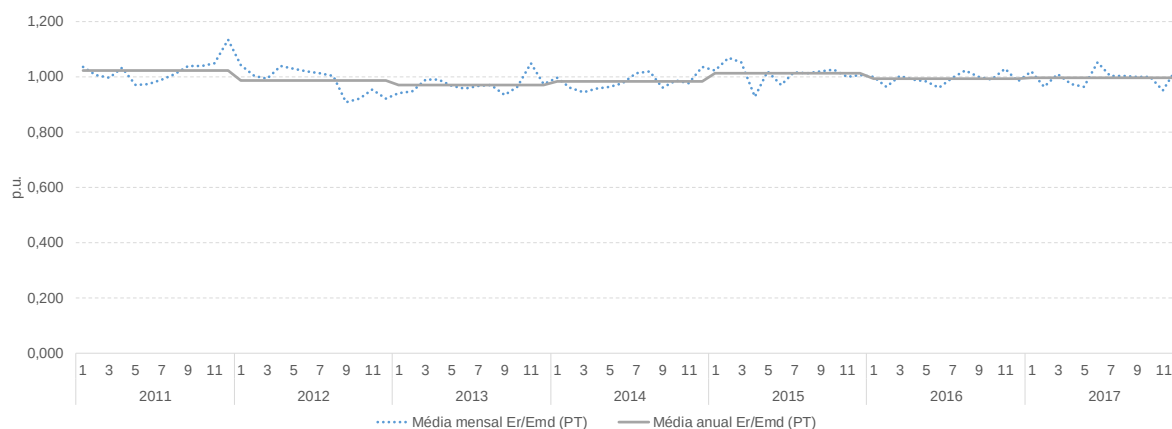
Ao longo do período observa-se uma redução de todos os indicadores de erros de previsão até se verificar um ligeiro aumento em 2017. O MAPE⁴⁴ tem sido melhorado para níveis em redor dos 30%, apesar de não se ter observado uma redução da magnitude do nível da variação do erro (acima dos 100%).

Interessa analisar o efeito da agregação da PRE intermitente e não intermitente, comparando a agregação das suas ofertas casadas em mercado diário com à produção agregada real, medindo o impacto na necessidade de serviços de sistema através do seu desvio, em cada um dos sistemas elétricos.

A Figura 5-23 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela PRE e a energia despachada em mercado diário em Portugal.

⁴⁴ A percentagem do erro médio absoluto (MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*) obtém-se dividindo o erro de previsão pelo valor real medido no instante $t + k$ e multiplicando o somatório por 100: $MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_{t+k|t}}{p_{t+k}} \right| \cdot 100$

Figura 5-23 - Evolução da Energia real produzida e energia despachada em mercado diário de PRE



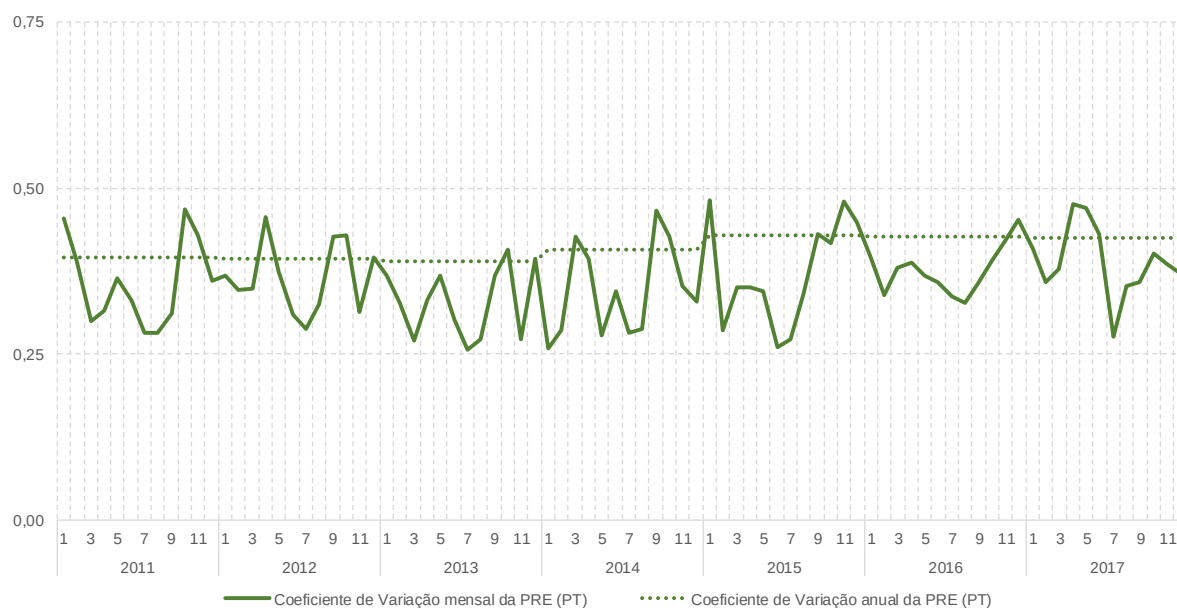
Fonte: ERSE, REN

No período de 2012 a 2014, as ofertas casadas em mercado diário da PRE ficaram, em média, ligeiramente acima da energia real produzida. Inversamente, em 2011 e 2015, as ofertas casadas em mercado diário ficaram abaixo da energia real produzida. Em 2016 e 2017 estes valores foram praticamente semelhantes.

A Figura 5-24 demonstra a evolução do coeficiente de variação da energia real produzida pela PRE.

Denota-se uma certa variabilidade da PRE em Portugal continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida a rondar os 0.41, amortecida pelo facto da unidade agregadora de PRE conter tecnologias menos intermitentes, nomeadamente, a cogeração, que amortece o efeito das outras tecnologias de origem renovável de carácter mais intermitente, designadamente a eólica.

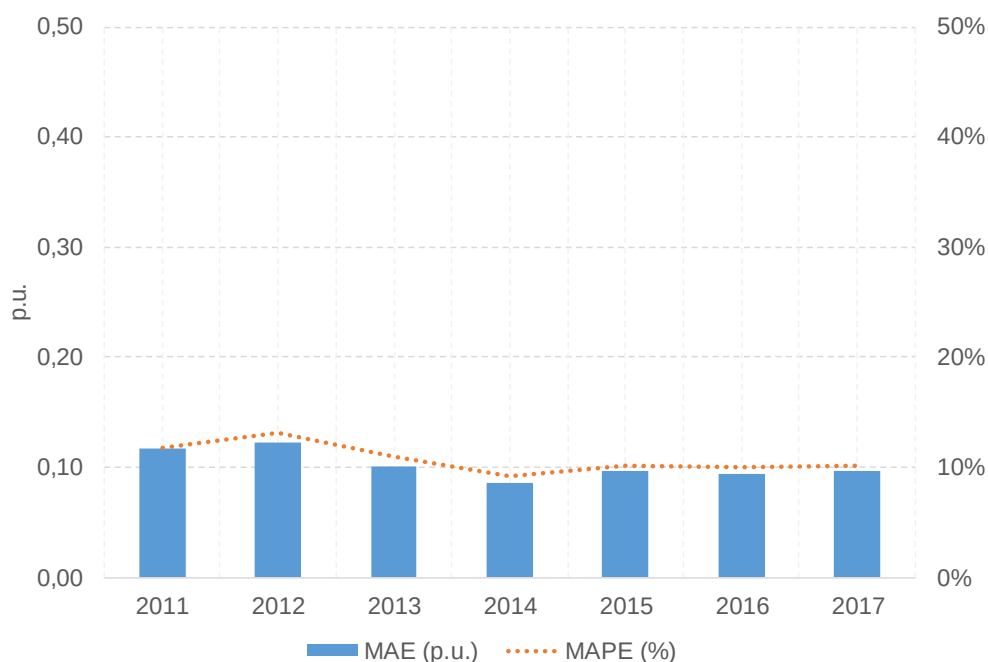
Figura 5-24 - Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela PRE em Portugal



Fonte: ERSE, REN

A Figura 5-25 apresenta a evolução de indicadores de desvio de PRE em Portugal, utilizando a mesma abordagem metodológica seguida na avaliação dos erros de previsão da Eólica. Os valores de MAE observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de PRE em Portugal Continental.

Figura 5-25 - Evolução de indicadores de desvio da PRE em Portugal



Fonte: Elaboração ERSE

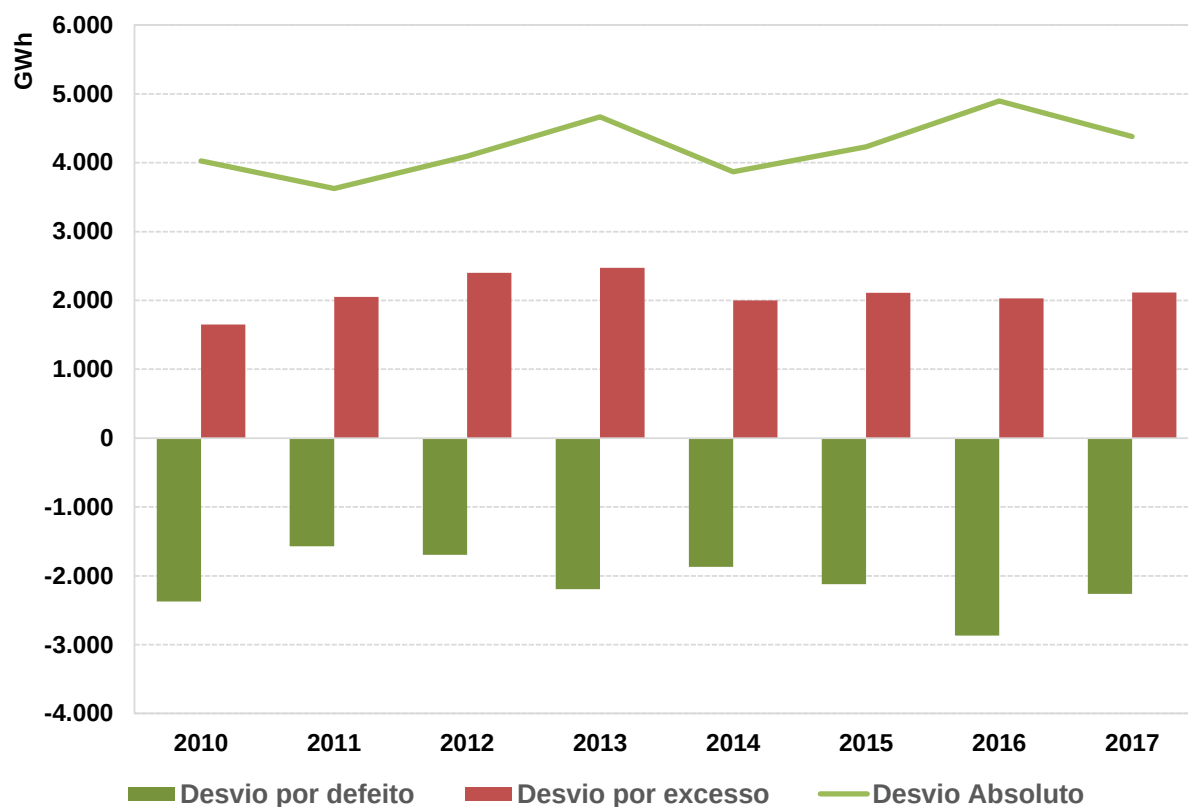
Ao longo do período observa-se uma tendência de redução de todos os indicadores de desvio da PRE. O MAPE tem sido melhorado para níveis em redor dos 10%. Contrastando este valor de MAPE associado ao desvio da PRE com o valor estimado de MAPE associado ao erro de previsão da eólica, verifica-se o efeito amortecedor resultante da agregação dos desvios entre as diferentes tecnologias de PRE, que reduz o desvio global dos produtores com remuneração garantida face à sua produção real.

5.4 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRETAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE

Os desvios globais do sistema correspondem à energia subjacente à mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação. Com efeito, são estas duas rubricas que contribuem para anular os desvios dos agentes em tempo real.

A Figura 5-26 apresenta a evolução de 2010 a 2017 dos desvios globais no sistema elétrico, compreendendo os desvios por excesso e por defeito dos agentes do lado da produção e os desvios por defeito e por excesso dos agentes do lado do consumo.

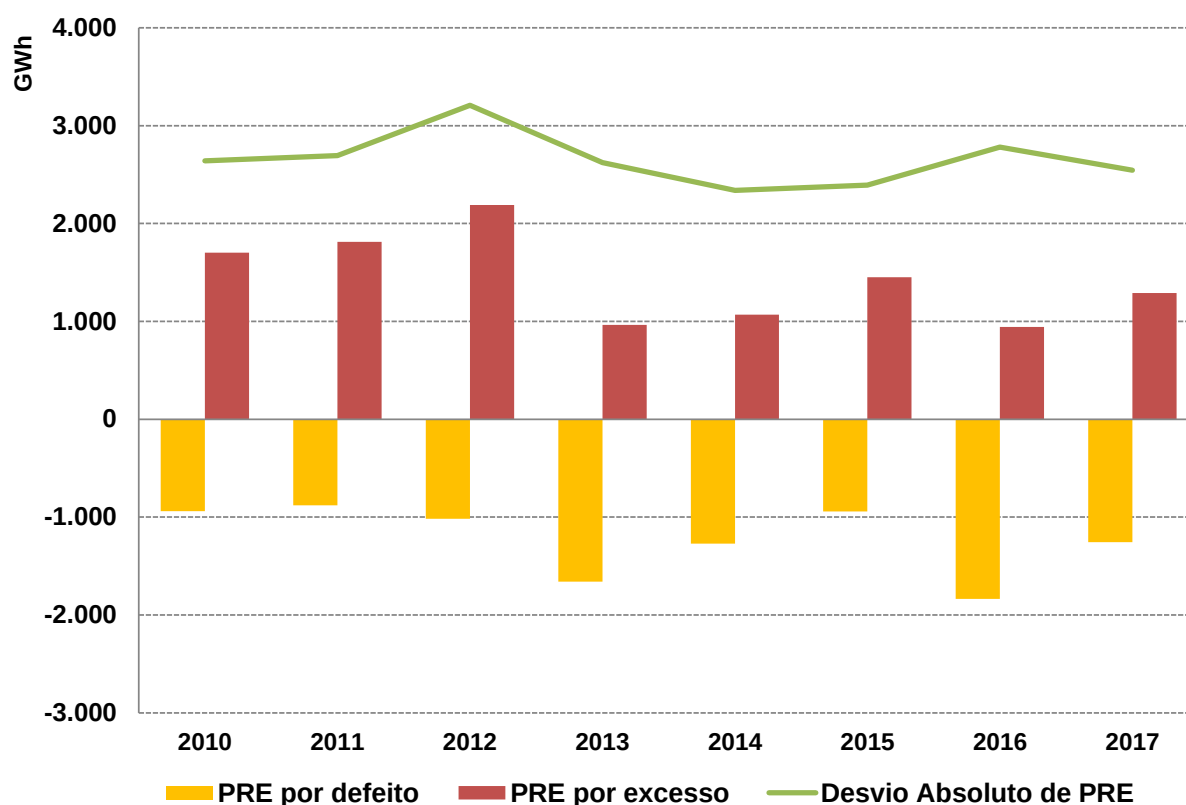
Figura 5-26 – Desvios globais no sistema elétrico



Fonte: REN

A Figura 5-27 apresenta os valores dos desvios entre a previsão inicial de produção em regime especial que serviu como base de oferta em mercado diário e o programa de produção real que se veio a concretizar. É de registar uma tendência de redução do volume absoluto de desvios entre 2013 e 2015, essencialmente motivado pela redução dos desvios por defeito. Em 2012 verificou-se o valor máximo do desvio absoluto da PRE, correspondente a 3.208 GWh (média horária de 365 MWh), no qual o desvio por excesso contribuiu cerca de 68% do desvio absoluto. Em 2017, o valor do desvio absoluto de PRE correspondeu a 2.543 GWh (média horária de 290 MWh), no qual o desvio por excesso contribuiu cerca de 51% do desvio absoluto.

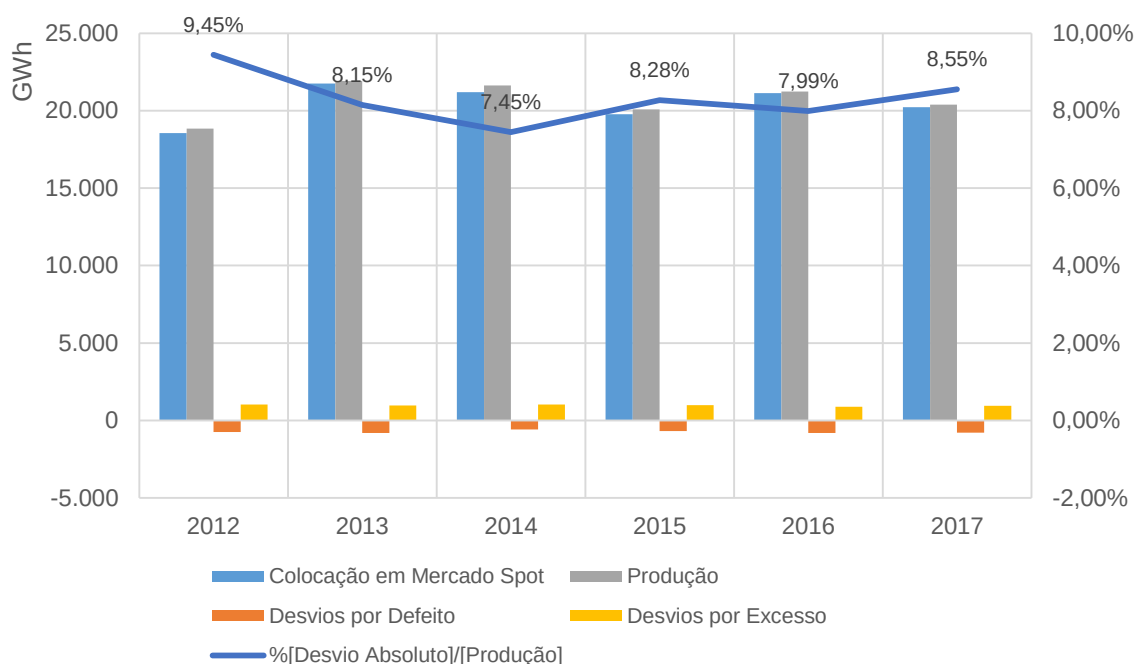
Figura 5-27 – Desvios de previsão da PRE face ao programa real de produção



Fonte: REN, Elaboração ERSE

A Figura 5-28 apresenta os valores dos desvios de programação da PRE após o mercado intradiário e o programa de produção real que se veio a concretizar. À semelhança do gráfico anterior regista-se igualmente uma tendência de redução da percentagem do desvio absoluto entre 2013 e 2014. Em 2012 verificou-se o valor máximo da percentagem de desvio absoluto da PRE, correspondente a 9,45% (1.780 GWh), no qual o desvio por excesso contribuiu cerca de 58% do desvio absoluto. Em 2017, o valor da percentagem de desvio absoluto da PRE correspondeu 8,55% (1.744 GWh), no qual o desvio por excesso contribui cerca de 55% do desvio absoluto. Denota-se ao longo de todo período entre 2012 e 2017 que o desvio por excesso é superior ao desvio por defeito observado.

Figura 5-28 – Desvios de programação da PRE após o mercado intradiário face ao programa real de produção



Fonte: EDP SU

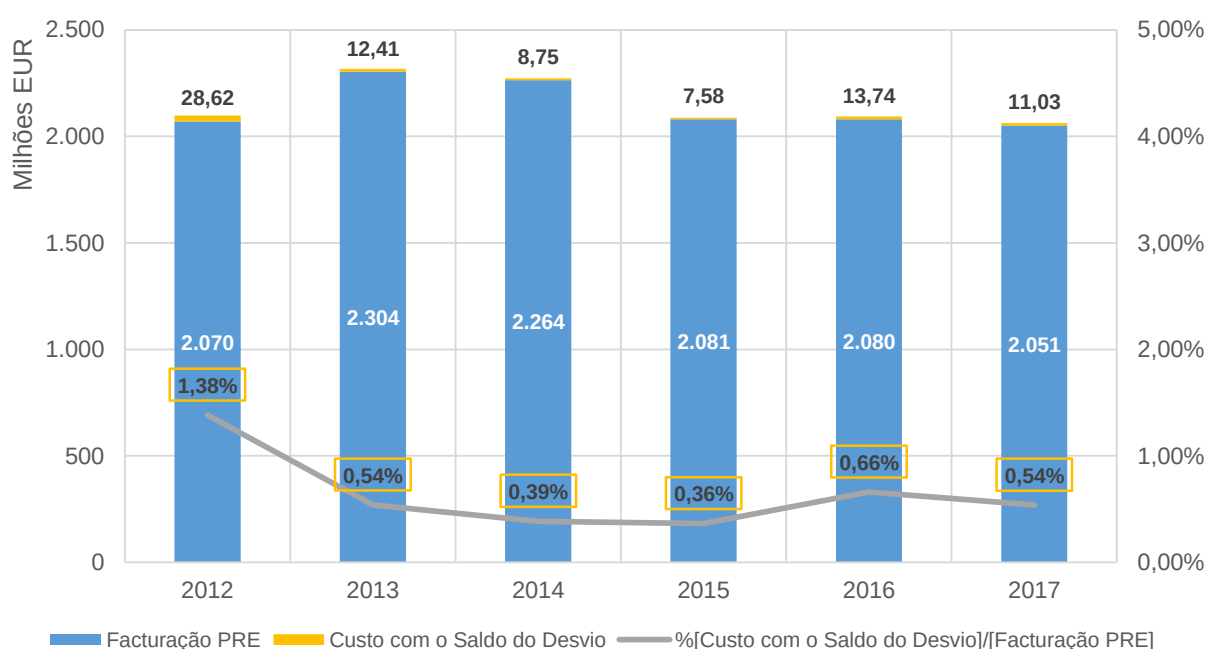
Os acertos de programação da PRE realizados em mercado intradiário após a previsão inicial vertida em oferta em mercado diário possibilitaram a redução do desvio verificado, resultantes da existência de melhores previsões já incorporadas na programação e tendo em conta a proximidade do tempo real.

A implementação do mercado intradiário contínuo vem alterar substancialmente o modo de funcionamento do mercado intradiário no MIBEL, baseado em sessões de leilão, permitindo que o horizonte de negociação se alargue substancialmente até 60 minutos antes do tempo real. Esta alteração tem por consequência o alargamento do leque de possibilidades que os agentes de mercado dispõem para corrigirem os seus programas comerciais tendo em vista a minimização dos seus desvios. Assim, é de esperar que esta alteração no modelo de negociação se reflita numa melhoria dos indicadores de desvios de programação da PRE após o mercado intradiário.

A Figura 5-29 demonstra a evolução dos valores faturados à PRE com remuneração garantida e os custos associados aos respetivos desvios entre 2012 e 2017. Os montantes pagos a estes produtores ultrapassam a meta dos 2.000 milhões de euros.

Em 2012, o peso do custo associado ao saldo do desvio⁴⁵ representava cerca de 1,38%. Em 2017, o peso do custo associado ao saldo do desvio representa cerca de 0,54%. Em termos absolutos, o custo associado ao saldo de desvio da PRE em 2012, representava cerca de 28,62 milhões de euros (dos quais 50,98 milhões são imputáveis a custos motivados pelos desvios por defeito e 22,36 milhões de receita imputáveis a desvios por excesso) e em 2017 de 11,03 milhões de euros (dos quais 50,42 milhões são imputáveis a custos motivados pelos desvios por defeito e 39,39 milhões de receita imputáveis a desvios por excesso).

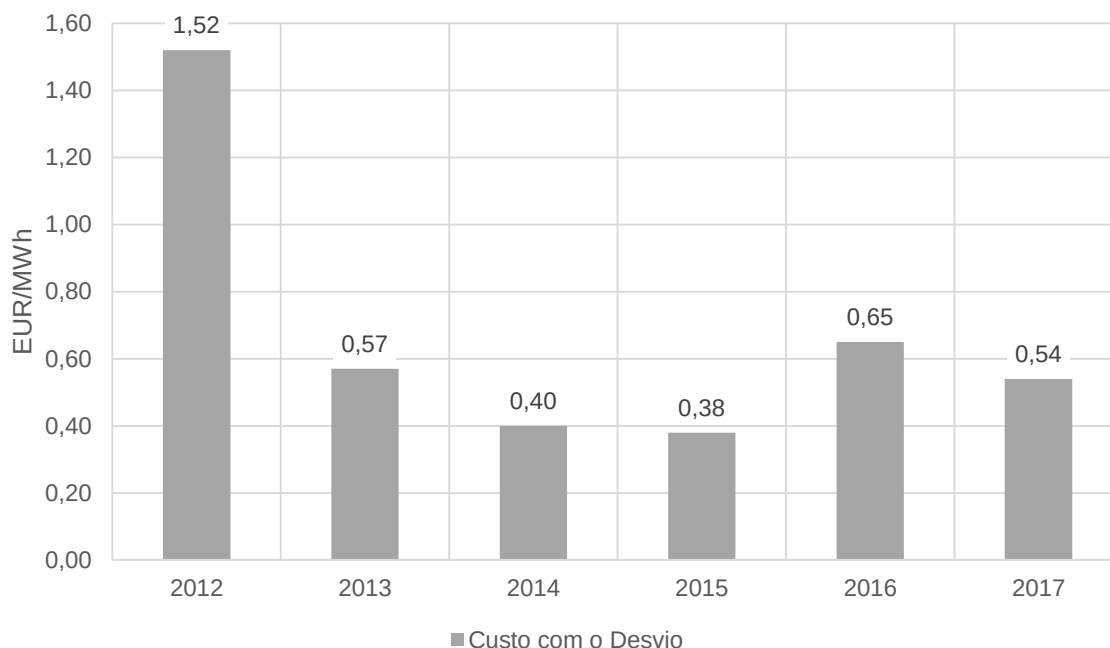
Figura 5-29 – Faturação de PRE e custos com os desvios absolutos



Fonte: EDP SU

Diluindo o custo do saldo do desvio pela energia produzida de PRE, na Figura 5-30 observa-se a ocorrência de um valor unitário máximo de 1,52 €/MWh em 2012 e do valor mínimo em 2015 de 0,38 €/MWh. Em 2017, o valor unitário do desvio absoluto é de 0,54 €/MWh.

⁴⁵ Considera-se salvo de desvio a diferença entre o custo do desvio por defeito e a receita do desvio por excesso devida aos acertos de programação da PRE em mercado face ao programa real de produção.

Figura 5-30 – Custo unitário do desvio absoluto imputável à produção de PRE

Fonte: EDP SU

A existência de desvios de programação associados à PRE também impacta diretamente a formação dos preços marginais nos mercados diários e intradiários. A existência de um desvio por excesso significa que o volume de energia submarginal ofertada a preço instrumental e casada em mercado foi inferior ao que efetivamente se produziu. Caso o desvio por excesso fosse minimizado, haveria pressão para a ocorrência de baixa de preços em mercado.

Já no caso dos desvios por defeito a situação é inversa, onde o volume de energia submarginal ofertada a preço instrumental e casada em mercado foi superior ao que efetivamente se produziu. Caso o desvio por defeito fosse minimizado, haverá pressão para a ocorrência de um aumento de preços em mercado.

A ocorrência destes desvios de programação impacta diretamente no sobrecusto da PRE, já que os custos com os desvios são assegurados pelo sistema, por via de recuperação tarifária.

Com a observação da tendência generalizada da ocorrência de desvios de programação da PRE por excesso, poder-se-ia afirmar que, caso esta não ocorra que certamente os preços formados em mercado seriam tendencialmente mais baixos face aos preços verificados.

Deste modo convém assegurar um enquadramento regulatório que garanta a repercussão dos desvios e do seu impacto no sobrecusto pelos produtores através de um modelo transparente e eficiente.

5.5 OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

O mercado de produção organizado engloba um conjunto de mecanismos que visa conciliar a livre concorrência na produção de energia elétrica com a necessidade de dispor de um abastecimento que cumpra com os critérios de segurança e qualidade definidos. Este conjunto de mecanismos centra-se em dois aspetos fundamentais: a resolução de restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema.

O processo de resolução de restrições técnicas decorre em três fases distintas: mercado diário, mercado intradiário e tempo real. Este processo visa, fundamentalmente, garantir quer a exequibilidade física dos programas resultantes dos mercados diário e intradiário quer a operação do sistema em tempo real, baseando-se em ofertas apresentadas pelos agentes de mercado.

Já no âmbito dos serviços de sistema, consideram-se dois conjuntos: (i) os serviços de sistema obrigatórios; e (ii) os serviços de sistema complementares.

Por serviços de sistema obrigatórios entendem-se aqueles que qualquer unidade de produção em regime ordinário deve garantir, como a regulação de tensão ou a regulação primária de frequência. Estes serviços de sistema não são, no atual modelo, passíveis de remuneração.

Os restantes serviços de sistema – complementares – são passíveis de remuneração e devem ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios que visem a promoção da eficiência económica. O modelo adotado estabelece uma separação implícita entre os serviços de sistema complementares aos quais o sistema recorre de um modo regular e aqueles que apenas são necessários pontualmente. Os primeiros, que abrangem a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação, são contratados com base em mercados de ofertas, enquanto os segundos, como a compensação síncrona ou o arranque autónomo, se baseiam em contratação bilateral.

ANÁLISE DO MERCADO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA EM PORTUGAL

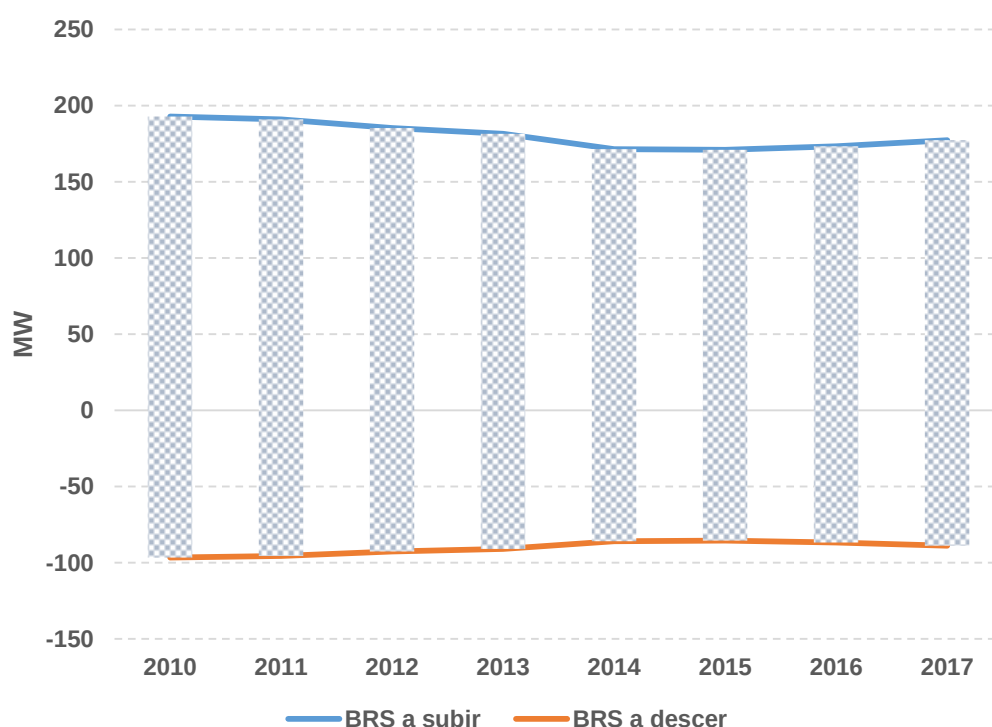
Em termos médios, durante o período 2010-2015, constata-se uma tendência de redução da amplitude média da banda de regulação secundária⁴⁶ assignada pelo operador do sistema elétrico português. Em 2010 o valor da amplitude média horária era 289 MW (193 MW de banda de regulação secundária a subir e 96 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). Em 2015 o valor da amplitude média horária era 257 MW (171 MW de banda de regulação secundária a subir e 86 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). A redução da amplitude da banda de regulação secundária deveu-se sobretudo à redução média das necessidades de banda de regulação secundária a

⁴⁶ Calculado através da soma da Banda de Regulação Secundária a Subir e a Banda de Regulação Secundária a Descer.

subir, tendo-se observado um decréscimo de 11% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015.

Após 2015, essa tendência de redução da amplitude média reverteu-se, verificando-se em 2017 um aumento de 4% da amplitude média da banda regulação secundária assignada pelo operador do sistema elétrico português face a 2015, no valor de 266 MW (177 MW de banda de regulação secundária a subir e 89 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária).

Figura 5-31 – Banda de Regulação Secundária assignada em Portugal (média horária)



Fonte: REN

ANÁLISE DO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO EM PORTUGAL

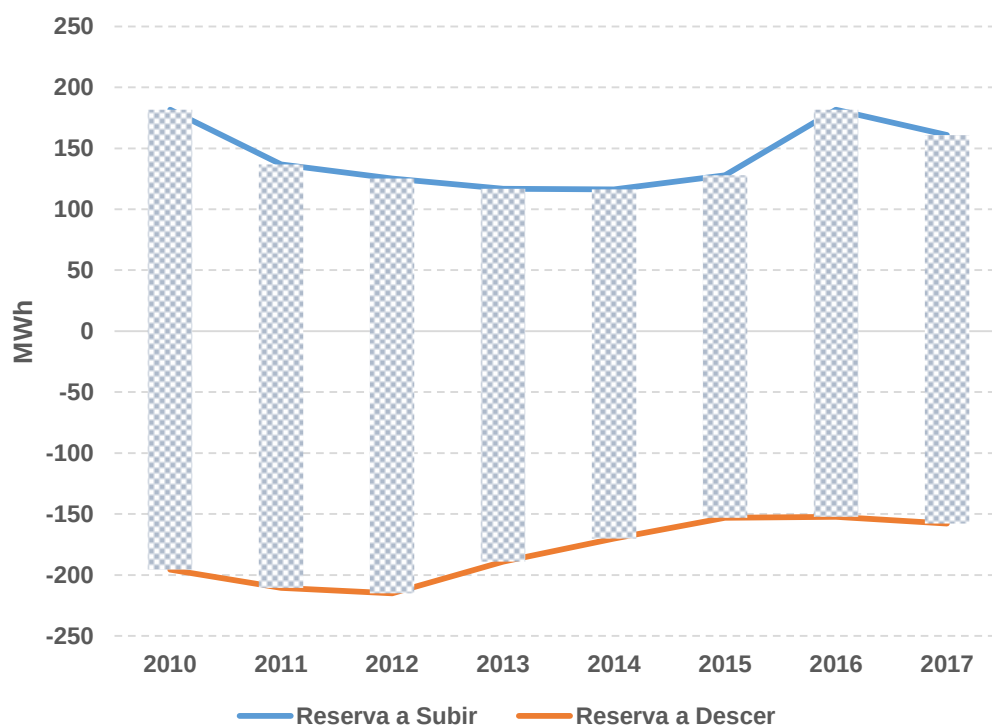
Em termos médios, durante o período 2010-2015, constata-se uma tendência de redução da energia de reserva de regulação⁴⁷ mobilizada pelo operador do sistema elétrico português. Em 2010 o valor da energia de reserva de regulação média horária era 377 MWh (182 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 196 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). Em 2015 o valor da energia de reserva de regulação horária era 281 MWh (128 MWh de energia de reserva de regulação a

⁴⁷ Calculado através da soma da Energia de Reserva de Regulação a Subir e a Energia de Reserva de Regulação a Descer.

subir e 153 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). A redução da energia de reserva de regulação deveu-se à redução média das energias de reserva de regulação a subir e a descer, tendo-se observado um decréscimo de 25% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015.

Após 2015, essa tendência de redução da energia média de reserva de regulação reverteu-se, verificando-se em 2017 um aumento de 13% energia média de reserva de regulação face a 2015, no valor de 319 MWh (161 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 158 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária).

Figura 5-32 - Energia de reserva de regulação em Portugal (média horária)



Fonte: REN

6 CUSTOS NIVELADOS E RENTABILIDADE DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

Neste capítulo apresentam-se por segmento de produção de energia elétrica dois indicadores económicos dos projetos de investimento: i) os custos de nivelados de produção e ii) a taxa interna de rentabilidade do investimento.

Os custos nivelados de produção correspondem aos custos totais de produção, por unidade produzida ao longo do período de vida útil da tecnologia. O custo nivelado tanto incorpora os custos de investimento, como os custos variáveis de produção. Caso os custos nivelados de produção sejam superiores às receitas unitárias decorrentes da venda de energia elétrica, a rentabilidade do projeto é negativa. No caso contrário, a rentabilidade do projeto é positiva. Este indicador é grande utilidade quando comparado com preços de energia definidos legalmente para uma determinada tecnologia, como se verifica na Produção em Regime Especial com *Feed in Tariff* (PRE com FIT). A taxa interna de rentabilidade do investimento (TIR) mede diretamente a viabilidade económica do projeto. Não basta a TIR ser positiva para garantir a viabilidade económica do projeto, a TIR deve igualmente estar em linha com o custo de capital do projeto⁴⁸. Estes vários pontos são desenvolvidos ao longo do estudo.

6.1 METODOLOGIA DE APURAMENTO DE CUSTOS NIVELADOS E DA RENTABILIDADE DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

Para o apuramento de uma estimativa da rentabilidade e dos custos nivelados (LCOE) dos produtores de eletricidade em Portugal optou-se, neste estudo, por repartir o parque electroprodutor em segmentos, que sejam representativos das tecnologias de produção e dos regimes remuneratórios existentes.

O *LCOE (Levelized Cost of Electricity)* corresponde ao custo nivelado de produção de eletricidade. Este indicador é obtido pelo rácio entre o valor atual dos custos totais e o valor atual da produção de energia elétrica ao longo do ciclo de vida do projeto. No cálculo do LCOE são considerados os custos de investimento e os custos de exploração do centro electroprodutor ao longo de um tempo de vida útil dos equipamentos, permitindo a comparação de projetos de diferentes tecnologias, com diferentes tempos de vida útil, com diferentes dimensões e com diferentes custos de capital (que refletem os diferentes riscos dos projetos). De modo simplificado, o LCOE corresponde à receita média unitária ao longo da vida útil do projeto, em €/MWh, que torna o seu valor atual líquido nulo, assumindo os custos com capital (CAPEX) e os custos de exploração (OPEX) previstos para o projeto.

Adicionalmente, no caso da produção a partir de fontes renováveis foram ainda considerados diferentes períodos temporais de início de exploração, tendo em consideração o horizonte temporal alargado que

⁴⁸ Conceito que agrega os custos de financiamento e a rentabilidade exigida pelos acionistas face ao risco do projeto

decorreu até se atingir a potência instalada existente atualmente e de modo a considerar o efeito da evolução tecnológica nos custos de investimento deste tipo de centros eletroprodutores.

Assim, como ponto de partida para este processo de segmentação, foi realizada uma caracterização das centrais existentes em Portugal no ano de 2017, que identifica os regimes remuneratórios e as tecnologias das centrais, apresentada de forma resumida no quadro seguinte.

Quadro 6-1 – Caracterização dos centros electroprodutores em Portugal no ano de 2017

Central	Regime remuneratório	Tecnologia	
1 Produção em Mercado			
1.A Hídricas			
Alto Lindoso	CMEC	H	Albufeira
Touvedo	CMEC	H	Albufeira
Alto Rabagão	CMEC	H	Albufeira
Venda Nova	CMEC	H	Albufeira
Frades	CMEC	H	Albufeira
Paradela	CMEC	H	Albufeira
Salamonde	CMEC	H	Albufeira
Salamonde II	GP Investimento	H	Albufeira
Vilarinho das Furnas	CMEC	H	Albufeira
Cançada	CMEC	H	Albufeira
Miranda	CMEC	H	Fio-de-água
Miranda II	CMEC	H	Fio-de-água
Picote	CMEC	H	Fio-de-água
Picote II		H	Fio-de-água
Bemposta	CMEC	H	Fio-de-água
Bemposta II		H	Fio-de-água
Pocinho	CMEC	H	Fio-de-água
Valeira	CMEC	H	Fio-de-água
Vilar-Tabuaço	CMEC	H	Albufeira
Régua	CMEC	H	Fio-de-água
Carrapatelo	CMEC	H	Fio-de-água
Torrão	CMEC	H	Albufeira
Crestuma-Lever	CMEC	H	Fio-de-água
Caldeirão	CMEC	H	Albufeira
Cabril	CMEC	H	Albufeira
Bouça	CMEC	H	Albufeira
Castelo de Bode	CMEC	H	Albufeira
Pracana	CMEC	H	Albufeira
Fratel	CMEC	H	Fio-de-água
Lindoso		H	Fio-de-água
Varosa		H	Albufeira
Sabugueiro I		H	Albufeira
Desterro		H	Fio-de-água
Ponte de Jugais		H	Fio-de-água
Vila Cova		H	Fio-de-água
Santa Luzia		H	Albufeira
Belver		H	Fio-de-água
Alqueva I		H	Albufeira
Alqueva II	GP Investimento	H	Albufeira
Baixo Sabor (jusante)	GP Investimento	H	Albufeira
Baixo Sabor (montante)	GP Investimento	H	Albufeira
Ribeiradio/Ermida	GP Investimento	H	Albufeira
Buceira		H	
Frades II	GP Investimento	H	Albufeira
Povoa		H	
Velada		H	
Palhal		H	
Foz Tua		H	Albufeira
Aguiçeira	CMEC	H	Albufeira
Raiva	CMEC	H	Albufeira
1.B Térmicas			
Sines	CMEC	T	Carvão
Ribatejo		T	Ciclo combinado
Lares		T	Ciclo combinado
PEGO (CCGN) - I		T	Ciclo combinado
PEGO (CCGN) - II		T	Ciclo combinado
PEGO (Carvão)	CAE	T	Carvão
Tapada do Outeiro	CAE	T	Ciclo combinado
1.C Renováveis			
Fotovoltaica		RES	Fotovoltaica
2 PRE com FIT			
Eólica	FIT	RES	Eólica
Mini-hídrica	FIT	RES	Hídrica
Biogás	FIT	RES T	Biogás
Biomassa	FIT	RES T	Biomassa
Fotovoltaica	FIT	RES	Fotovoltaica

Legenda: H=Hídrica; T=Térmica; RES="Renewable Energy Source"; RES T="Renewable Energy Source" Térmica; GP=Garantia de Potência; CMEC=Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual; CAE=Contratos de Aquisição de Energia; FIT="Feed-in-Tariff"

Num primeiro passo da segmentação, os produtores foram separados em dois grupos principais: (i) produtores convencionais (grandes hídricas e grandes térmicas a carvão e a gás natural) e produtores a partir de fontes renováveis sem remuneração garantida, que participam diretamente no mercado de energia elétrica; (ii) produtores em regime especial (PRE) a partir de fontes renováveis com *feed-in tariff* (FIT), cuja eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso (CUR), contra o pagamento da remuneração garantida⁴⁹. Num segundo passo da segmentação, os produtores foram repartidos dentro destes dois grupos de acordo com: i) tecnologia, ii) fonte de energia primária e, adicionalmente, iii) foi ainda feita uma divisão de acordo com o regime remuneratório a que os mesmos têm direito. Os quadros seguintes apresentam o resultado desta segmentação dos produtores.

Quadro 6-2 – Segmentos representativos de produtores sem remuneração garantida

Segmentos de produtores	Descrição	Potência instalada no final de 2017 [MW]	Produção após 2018 para simulação [GWh/ano]	Fator de Utilização da potência instalada [%]
Hídricas com CMEC	Centrais hidroelétricas que beneficiam ou beneficiaram dos CMEC nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004 e legislação subsequente	2663	6 147	26%
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	Centrais hidroelétricas que operam no mercado e que recebem garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento	1532	3 356	25%
Térmica de Sines com CMEC	Central termoelétrica a carvão de Sines que beneficiou dos CMEC até 2017, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004 e legislação subsequente	1192	8 267	79%
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	Centrais termoelétricas que operam em mercado, que atualmente são Ciclos Combinados a Gás Natural (CCGT)	2876	6 704	27%
Térmica a carvão do Pego com CAE	Central termoelétrica a carvão do Pego que manteve o Contrato de Aquisição Energia (CAE)	660	3 265	56%
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	Central termoelétrica a gás natural da Tapada do Outeiro que manteve o Contrato de Aquisição Energia (CAE)	990	2 856	33%
Fotovoltaicas em Mercado	Centrais fotovoltaicas que operam ou irão operar em mercado	-	-	23%

⁴⁹ Nos termos da alínea b) do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 215-B, de 8 de outubro.

Quadro 6-3 – Segmentos representativos de produtores em regime especial com FIT analisados no presente estudo (não inclui cogeração)

Segmentos de produtores	Descrição	Potência instalada no final de 2017 [MW]	Produção após 2018 para simulação [GWh/ano]	Fator de Utilização da potência instalada [%]
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	Centrais Eólicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 e com início de exploração até 2003	332	724	25%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	Centrais Eólicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 e com início de exploração entre 2004 e 2009	3 364	6 969	24%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	Centrais Eólicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 e com início de exploração em 2010 ou seguinte	68	172	29%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	Centrais Eólicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 e com início de exploração até 2011	1 175	2 449	24%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	Centrais Eólicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 e com início de exploração em 2012 ou seguinte	660	1 418	25%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	Centrais Mini-hídricas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 e com início de exploração entre 1990 e 1999	226	559	28%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	Centrais Mini-hídricas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 e com início de exploração entre 2000 e 2009	130	321	28%
Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	Centrais Mini-hídricas enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 e com início de exploração em 2010 ou seguinte	42	103	28%
Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	Centrais a Biomassa enquadradas no Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e com início de exploração até 2006	31	152	55%
Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	Centrais a Biomassa enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 e com início de exploração em 2007 ou seguinte	95	444	53%
Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	Centrais a Biogás enquadradas no Decreto-Lei n.º 33-A/2005 e com início de exploração até 2006	27	91	38%
Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	Centrais a Biogás enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 e com início de exploração em 2007 ou seguinte	54	171	36%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT>300EUR/MWh)	Centrais Fotovoltaicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 339-C/2001 com FIT>200EUR/MWh e início de exploração até 2009	88	177	23%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT>200EUR/MWh)	Centrais Fotovoltaicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 com FIT>200EUR/MWh e início de exploração após 2007, incluindo fotovoltaica de concentração	175	350	23%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh)	Centrais Fotovoltaicas enquadradas no Decreto-Lei n.º 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh e início de exploração após 2007	27	54	23%

Algumas tecnologias de PRE com FIT não foram totalmente analisadas neste estudo devido a alguns aspetos particulares do quadro legal ou operacional:

- Cogeração – entende-se que este tipo de instalações deve ser analisado num contexto que permita a verificação das poupanças de energia primária. Adicionalmente, os cogeradores que ainda beneficiam de remunerações garantidas têm uma grande diversidade de tecnologias e regimes remuneratórios, o que impede uma análise agregada semelhante à que foi efetuada para as restantes tecnologias com remuneração garantida. As particularidades da cogeração são analisadas em mais detalhe no ponto 6.2.3;
- Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) – em Portugal este tipo de instalações tem como funcionalidade primária o tratamento de resíduos, associada a aspetos ambientais e de salubridade das zonas urbanas. Adicionalmente, o seu modelo de gestão envolve entidades públicas, designadamente os municípios, que muitas vezes definem requisitos para os serviços prestados e os tarifários associados, o que pode afetar substancialmente a rentabilidade deste tipo de instalações. Assim,

entende-se que uma análise de rentabilidade apenas na vertente de produção de energia elétrica poderá ficar enviesada e terá pouca utilidade.

- Ondas – De momento têm caráter experimental, pelo que se entende ter pouca utilidade a análise da sua rentabilidade, devendo a mesma ser realizada quando a tecnologia passa para a fase comercial.

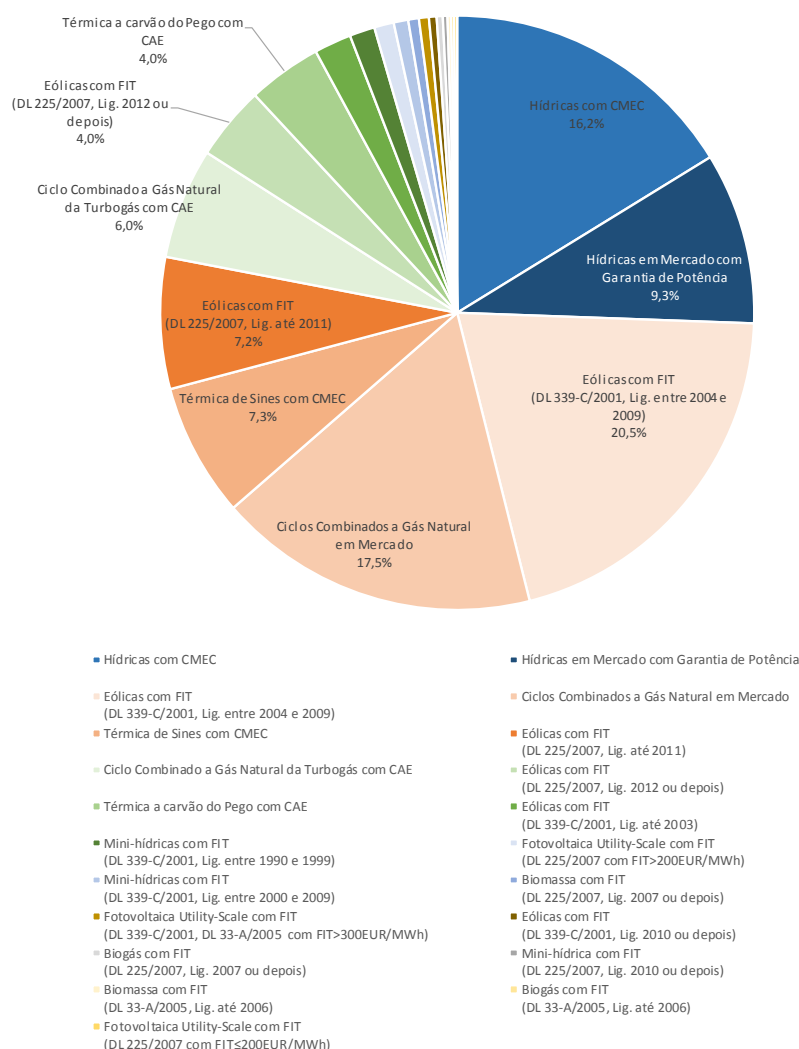
Para os segmentos de produtores, representativos das tecnologias e regimes remuneratórios existentes em Portugal, a ERSE pretendeu com o presente estudo identificar e quantificar as principais rúbricas de custos e de receitas, de modo a obter estimativas da rentabilidade e dos respetivos custos nivelados de produção de eletricidade. Para este efeito, foram seguidos os seguintes passos, necessários para a obtenção destes dois indicadores:

1. Definição dos pressupostos gerais de simulação, que são aplicados a todos os segmentos de produtores;
2. Recolha dos custos de investimento e dos custos de exploração para cada segmento de produtores, baseados em valores reais dos produtores Portugueses ou considerando valores de referência tipificados por tecnologia, publicados em estudos de referência, sempre que possível relativos a Portugal;
3. Recolha das receitas para cada segmento, baseados em valores reais dos produtores Portugueses;
4. Definição de taxas de atualização para os cálculos financeiros, diferenciadas por segmentos de produtores e regimes remuneratórios, que reflitam o custo de capital de cada tipologia de produtor.

A figura seguinte apresenta o peso, por potência instalada, dos segmentos analisados em mais detalhe no presente estudo. O peso diminuto das centrais em mercado, cerca de 26,5% do total, face às restantes centrais. Neste caso, as PRE com FIT (sem a cogeração com FIT, micro-geração e energia das ondas⁵⁰), representa cerca de 40% do total e as centrais com CAE e CMEC cerca de 33,5% do total.

⁵⁰ Estas tecnologias representam cerca de 6% da potência instalada total do SEN.

Figura 6-1- Peso, em MW instalado, das diferentes tecnologias analisadas no presente estudo



No que respeita à estimativa da rentabilidade optou-se por determinar a taxa interna de rentabilidade (TIR), que permitirá inferir sobre a rentabilidade intrínseca de cada um dos segmentos de produtores, embora não permita tirar conclusões sobre a sua rentabilidade absoluta, que apenas poderá ser analisada através de outros indicadores de análise de investimentos, nem dos riscos de diferentes naturezas a que a atividade de cada segmento de produtores está sujeita. A TIR obtida nas simulações para estes segmentos de produtores foi comparada com as rentabilidades de produtores em condições similares⁵¹, assumindo-

51 Os WACC foram calculados com base nos trabalhos já realizados pela ERSE para a definição das taxas de remuneração das atividades reguladas, bem como em *benchmarking* efetuados através da Reuters para empresas de produção de energia em

se que a viabilidade da atividade deverá estar assegurada se a TIR for superior ao custo de capital dos titulares dos ativos de produção.

Para além da estimativa da rentabilidade, neste estudo foi ainda determinada uma estimativa do LCOE para cada segmento de produtores⁵². No cálculo dos custos nivelados, foi usada a seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t + CV_t - Incentivos_t}{(1+r_t)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Energia_t}{(1+r_t)^t}} \quad (1)$$

Em que:

CF_t	Custos fixos do ano t do projeto, incluindo os custos de investimento e os custos fixos de exploração ⁵³
CV_t	Custos variáveis de exploração do ano t do projeto ⁵⁴
$Incentivos_t$	Incentivos obtidos pelo produtor, que afetam rubricas de custos (quando aplicável)
$Produção_t$	Energia elétrica que é vendida pelo produtor em cada ano, ao preço definido pelo regime remuneratório em que o produtor se encontra nesse ano
r_t	Taxa nominal de atualização, utilizada no cálculo do LCOE, que é dependente do regime remuneratório em que o produtor se encontra em cada ano
n	Número de anos de vida do projeto, desde o primeiro ano de investimento até ao encerramento da atividade

Para cada ano de vida útil da tecnologia, é feita a soma de todos os *cash-flows* negativos (custos fixos e custos variáveis), retiram-se os incentivos, quando aplicável, e descontam-se para o ano de investimento ou de início da simulação consoante os casos⁵⁵. Para se obter o LCOE da tecnologia, divide-se esta soma descontada de *cash-flows* à soma da energia produzida durante a vida útil da tecnologia, descontada à mesma taxa dos *cash-flows* presentes no numerador.

mercado (EDP, Endesa, Iberdrola, Enel e RWE) e ainda na compilação de fontes de informação diversas, das quais se destacam "Subsidies and costs of EU energy", Annex 4-5, November 2014 (Project number: DESNL14583) ou ainda "Electricity Generation Costs", Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS).

⁵² No caso particular dos CMEC, o LCOE obtido respeita ao período desde o início dos CMEC até ao fim de vida útil dos ativos e não para toda a vida das centrais.

⁵³ No âmbito deste estudo, consideraram-se como custos fixos de exploração os custos que não variam ao longo dos anos (exceto devido à evolução do índice de preços), definidos em EUR/ano, e os custos que dependem da potência instalada, definidos em EUR/MW. Estão excluídos desta análise os custos de desmantelamento.

⁵⁴ No âmbito deste estudo, consideraram-se como custos variáveis de exploração os custos que dependem do nível de produção do ano, definidos em EUR/MWh.

⁵⁵ No caso das centrais com CMEC, considera-se como ano inicial da análise o ano de início dos CMEC ou seja 2007.

Nos segmentos de produtores com remuneração garantida, os LCOE obtidos foram comparados com o valor médio das FIT desse segmento de produtores no primeiro ano de produção.

6.1.1 PRESSUPOSTOS GERAIS PARA AS SIMULAÇÕES

Neste estudo, todas as cenarizações foram feitas assumindo que cada segmento de produtores corresponde a um único projeto de investimento, para a totalidade da potência instalada desse segmento, sendo a duração do projeto igual à duração do regime remuneratório ou à vida útil da tecnologia, consoante os casos. Todos os valores são apresentados a preços correntes, pelo que devem ser devidamente contextualizados temporalmente.

Deste modo, os valores apresentados são estimativas para valores médios por segmento. Este valor-médio junta realidades individuais muito distintas, designadamente em segmentos onde a evolução dos custos de investimento ou de exploração evoluíram de forma acentuada, refletindo a própria evolução tecnológica.

Alguns pressupostos usados para obter as estimativas da rentabilidade e do LCOE diferem entre os segmentos de produtores, principalmente em função da informação a que a ERSE teve acesso na preparação deste estudo. Assim, enquanto para alguns segmentos de produtores, como os produtores com Contrato de Aquisição de Energia (CAE) e os produtores abrangidos pelos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), foi possível obter valores reais, ou muito próximos dos reais, dos custos de investimento e de exploração, noutros segmentos foram usados dados tipificados (particularmente para as tecnologias renováveis) para essas rubricas. No caso das receitas obtidas em cada segmento de produtores, de um modo geral, foram utilizados como referência os valores ocorridos até ao ano de 2016 ou de 2017, sendo as previsões baseadas em projeções das produções, obtidas pela aplicação do fator de utilização à potência instalada do segmento, e dos preços de mercado ou das FIT consoante os casos.

A análise e as simulações efetuadas para a obtenção dos indicadores foram realizadas a preços correntes, na perspetiva do produtor. Desta forma, para as principais variáveis foram considerados os seguintes pressupostos no presente estudo:

- Variáveis monetárias:
 - Taxas de atualização nominais, antes de impostos, com referência a 2017. Foram definidas diferentes taxas, por segmento tecnológico e por regime de remuneração, tendo em conta o risco da atividade em cada ano. Em cada ano a taxa de atualização nominal foi recalculada tendo em conta a taxa de remuneração nominal de referência em 2017, corrigida de inflação (medida pelo deflator do PIB) do ano base com a inflação do ano a que a taxa diz respeito;
 - Deflator do PIB: dados reais até 2017, seguido de previsões de BdP e FMI e de uma convergência para um valor constante de 2% a partir de 2024;

- Índice de preços no consumidor sem habitação para atualização das FIT: valores reais até 2017 e evolução de acordo com a evolução do deflator do PIB, tem em conta o diferencial histórico verificado entre as duas séries;
- Taxa de câmbio EUR/USD: valores reais até primeiro semestre de 2018.
- Fatores de utilização da potência instalada diferenciados por segmento de produtores, tendo por base valores médios dos fatores de utilização ocorridos em cada segmento. No caso dos segmentos de produtores com FIT, foram usados os fatores de utilização após a estabilização da respetiva potência instalada, para que sejam capturados os efeitos da variação do recurso e não efeitos de variação da potência instalada ao longo do tempo;
- Neste estudo foram considerados tempos de vida útil ou horizontes temporais de análise diferenciados por tecnologias de produção ou segmentos de produtores, que são indicados nos pressupostos específicos de cada segmento de produtores;
- Custos de investimento, quando não são conhecidos os valores ocorridos, foram considerados valores tipificados de investimento por MW, tendo em conta diversas fontes explicitadas ao longo do estudo;
- Evolução de preços eletricidade: para o ano de 2018 foram considerados os dados reais até primeiro semestre de 2018 e os futuros para segundo semestre de 2018, resultando num preço de 56€/MWh. Para os anos seguintes foram considerados dois cenários de evolução:
 - Cenário Superior: valor de 2018 seguido de evolução com deflator do PIB;
 - Cenário Inferior: valor de 2019 e seguintes iguais à média móvel dos dez anos anteriores, corrigida de inflação (medida pelo deflator do PIB).
- Custos combustíveis e CO₂
 - Preço do carvão: valores reais até primeiro semestre de 2018, seguido de evolução de acordo com o mercado de futuros até 2020. Entre 2021 e 2025 evolução tendo em conta o crescimento médio dos dez anos anteriores a este período, seguido de evolução de acordo com a inflação (deflator do PIB).
 - Preços do gás natural: valores reais até primeiro semestre de 2018, seguido de evolução de acordo com a inflação (deflator do PIB).
 - Preço do CO₂: valores reais até primeiro semestre de 2018, seguido de evolução de acordo com o mercado de futuros até 2020. A partir de 2021 evolução de acordo com a inflação (deflator do PIB).

- Outros custos:

- Custos com a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável aos produtores, após o término dos regimes remuneratórios garantidos e transição para mercado, com um valor médio de 0,50EUR/MWh.
 - Custos com o financiamento da Tarifa Social estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua redação atual, a suportar pelos produtores com CMEC, produtores com CAE, produtores térmicos em mercado e restantes produtores hídricos com potência superior a 10MVA. Para esta rubrica consideraram-se os valores reais ou as melhores previsões dos exercícios tarifários até 2018. Para 2019 e anos seguintes assumiu-se o pagamento de um valor unitário para a potência instalada, determinado com os montantes a financiar para a tarifa social e com o total da potência instalada dos produtores que suportam este custo (cerca de 6650 EUR/MW).
 - Custos com o mecanismo de equilíbrio da concorrência no mercado grossista, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, assumindo-se o valor do custo unitário, em EUR/MWh, para os produtores que se encontram atualmente em mercado. Entre 2015 e 2018, foram usados os valores reais do custo unitário ou melhores previsões do exercício tarifário. Após o ano de 2019 e até 2028, que se considera ser a melhor estimativa para extinção da dívida tarifária em Espanha, considerou-se o valor do custo unitário estabelecido para as tarifas de 2018, de 4,75EUR/MWh.
 - Custos com a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), aprovada pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, com as alterações da Lei n.º 82-B/2014, de 31 de dezembro, da Lei n.º 33/2015, de 27 de abril e da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro. Com base em informação facultada pela Autoridade Tributária, a CESE incide sobre a generalidade dos segmentos de produtores com CMEC, com exceção dos produtores com FIT.
- Os custos de desmantelamento das centrais não foram considerados nestas análises.

Importa sublinhar que as simulações foram efetuadas no pressuposto de que todos os custos impostos legalmente aos produtores, mas que têm sido por vezes alvo de contestação por alguns produtores, levando em certas situações ao seu não pagamento, são de facto suportados pelos produtores. Encontram-se neste grupo de custos a CESE, a aplicação do Decreto-lei n.º 74/2013, a Tarifa Social ou ainda a Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, que se aplica em exclusivo aos produtores com FIT.

Existem outros pressupostos, específicos a cada segmento, que serão apresentados nos respetivos capítulos.

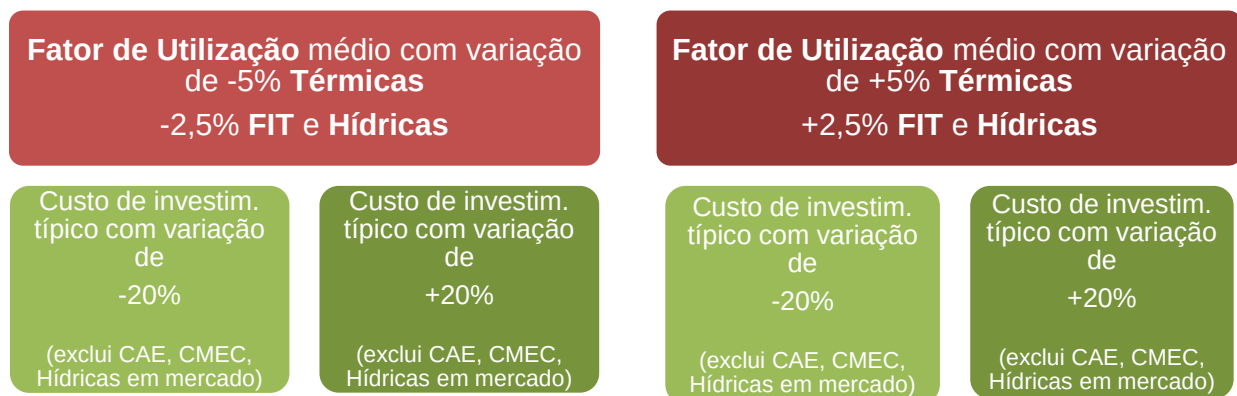
Em face da diversidade de pressupostos considerados neste estudo, a ERSE optou por apresentar os resultados obtidos para as rentabilidades e para os LCOE para cada segmento, em gamas de valores que resultaram da realização de análises de sensibilidade, que foram realizadas apenas para algumas variáveis que foram identificadas como sendo bastante sensíveis. Essas variáveis são os preços de

energia elétrica em mercado, o fator de utilização da potência instalada e os custos de investimento tipificados. No caso do LCOE

Figura 6-2 – Cenários considerados nas análises de sensibilidade da TIR



Figura 6-3 – Cenários considerados nas análises de sensibilidade do LCOE



6.1.2 PRESSUPOSTOS ASSOCIADOS AO CÁLCULO DO CUSTO COM CAPITAL

O custo de capital de uma atividade corresponde à rentabilidade mínima exigida por potenciais investidores para alocarem recursos financeiros nessa atividade. Esta rentabilidade mínima varia com o risco da atividade, isto é, com a previsibilidade dos *cash-flows* que gera.

O valor do custo de capital é utilizado como taxa de atualização no cálculo do custo nivelado de produção de eletricidade (LCOE). O custo de capital serve, igualmente, de referência na avaliação da taxa interna de rentabilidade de um investimento numa determinada tipologia de produção de energia elétrica.

O custo de capital de uma atividade decompõe-se em duas parcelas que refletem a natureza dos recursos financeiros alocados à atividade, capitais próprios ou alheios, pelo que o custo de capital consiste numa média do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, ponderada pelo peso desses recursos no financiamento da atividade.

Neste quadro metodológico, o custo do capital corresponde ao custo de capital nominal, antes de impostos, calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$CMPC = G \times R_d + (1 - G) \frac{R_{cp}}{(1 - T)} \quad (1)$$

Em que $CCMP$ (ou $WACC$ ⁵⁶) é o Custo de Capital Médio Ponderado, R_d é a remuneração do custo de capital alheio, G o peso do capital alheio no capital total, R_{cp} é a remuneração do custo de capital próprio e T a taxa de imposto sobre as empresas.

No cálculo dos custos nivelados, cuja determinação recorre ao custos de capital de cada ano, o custo de capital foi ajustado em cada ano para refletir a taxa de inflação do ano.

Numa desagregação da fórmula do $CCMP$ podemos detalhar as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação do parâmetro $CCMP$:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1 - G) \times 1/(1 - T) \quad (2)$$

Onde:

- R_f é a taxa de juro sem risco,
- PR_d é Prémio de risco da dívida
- β_A é o beta do ativo,
- β_{cp} e é o beta do capital próprio
- PR_m é o prémio de risco de mercado

O custo de capital próprio, R_{cp} , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). De uma forma simplificadora, este modelo assume que o

⁵⁶ *Weighted Average Cost of Capital*

custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do investimento e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do investimento é medido pelo β_i ⁵⁷ do investimento. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m, \text{ np} \quad (3)$$

Onde:

- R_i é a rendibilidade esperada do ativo i ;
- R_f é a taxa de juro sem risco;
- β_i é o beta do capital próprio do ativo i ;
- PR_m é o prémio de risco de mercado.

Com exceção do *gearing* e do beta do capital próprio (que corresponde ao beta do ativo se for anulado o efeito do nível de endividamento), as componentes do custo de capital refletem o atual contexto económico-financeiro, designadamente para as seguintes variáveis⁵⁸:

- Taxa de juro nominal sem risco de:
 - 1% para o cenário mínimo;
 - 1,13% para o cenário máximo;
- Prémio de risco do país de 3,4%.

No caso do *gearing*, aplicou-se um intervalo de valores entre 50% e 65%, que permite contemplar situações em que o investimento é parte integrante dos ativos da empresa ou de *project finance*⁵⁹, neste caso com maior recurso a capital alheio, que são características de investimentos em produção de energia elétrica.

O custo de capital determinado para cada segmento de produção de energia elétrica diferenciou-se pelo valor atribuído ao beta do ativo do segmento em causa, porque esta componente do custo de capital reflete o risco da atividade propriamente dita, isto é, o risco sistemático. No caso particular da atividade de produção de energia elétrica em Portugal, o risco está associado a: i) o enquadramento legal da atividade, e ii) as condicionantes técnicas e económicas da atividade. Apesar da atividade de produção de energia elétrica reger-se, à partida, pelas leis do mercado, na prática e como o documento evidencia, o

⁵⁷ Que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos.

⁵⁸ Os restantes pressupostos são os considerados no documento "Parâmetros de regulação para o período 2018 A 2020", publicado pela ERSE em dezembro de 2017, no âmbito da publicação das tarifas e preços regulados do setor elétrico.

⁵⁹ Ver por exemplo: "Ross, et al, Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs, Energy Economic, 2009".

enquadramento legal dos diferentes segmentos de produção é um fator essencial na avaliação do seu risco, porque permite garantir ou não consoante os segmentos, a remuneração do investimento, a fixação das receitas unitárias ou ainda a obtenção de subsídios aos investimentos. Por outro lado, as características técnicas da atividade condicionam a capacidade dos produtores colocarem a energia elétrica produzida ao preço definido num determinado momento no mercado.

Assim, o custo de capital dos diferentes segmentos pode ser agrupado nos seguintes grupos de segmentos de produção consoante o risco que lhe são atribuídos:

1. Produtores com CAE e com CMEC (fase 1, até 2017), com garantias de remuneração do investimento;
2. Produtores com FIT, com receita unitária garantida;
3. Produtores em regime de mercado e produtores com CMEC na fase 2. Neste grupo agruparam-se os centros electroprodutores em regime de mercado que, a prazo, conseguem colocar a energia produzida em mercado, abaixo do preço médio de mercado;
4. Produtores em regime de mercado com risco acrescido, tendo em conta o mix produtivo ibérico (centrais ciclo combinado a gás natural), que se reflete no fator de utilização dessas centrais e na volatilidade do mesmo.

O beta do ativo definido para o primeiro segmento foi determinado com base no valor apurado para as centrais com CMEC aquando do apuramento do custo de capital das atividades reguladas do grupo EDP para o atual período regulatório que se iniciou em 2018. No caso do segundo grupo de segmento, o apuramento baseou-se em valores apurados para as atividades do grupo EDP e na recolha de literatura sobre o tema. Finalmente, no caso do terceiro e do quarto grupo, o valor foi apurado com base em recolha de literatura científica e de trabalhos desenvolvidos sobre o tema.

A tabela infra apresenta por segmentos de produtores os valores dos WACC e dos seus respetivos betas do ativo.

Tabela 2 – WACC e betas do ativo por segmento de produção

Segmento	WACC típico nominal, antes de impostos, em 2017 (%)	Beta do ativo médio	Segmento	Referências para o Beta do ativo médio
CMEC Bonif. 1	4,09%	0,12	Hídricas com CMEC Térmica de Sines com CMEC	Parâmetros definidos em 2017 para T2018
CMEC Bonif. 2	8,19%	[0,4;0,8]	Hídricas com CMEC Térmica de Sines com CMEC	Literatura
CMEC Mercado	8,19%	[0,4;0,8]	Hídricas com CMEC	Literatura
CAE Bonif.	4,09%	0,12	Térmica a carvão do Pego com CAE Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	Parâmetros definidos em 2017 para T2018
Térmica Mercado	9,69%	[0,65; 0,8]	Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	Literatura
Hídrica Mercado	8,19%	[0,4;0,8]	Hídricas em Mercado com Garantia de Potência Hídricas em Mercado com Garantia de Potência (sem considerar valor da Garantia de Potência)	Literatura
PRE com FIT	6,14%	[0,12;0,51]	Mini-hídricas com FIT Eólicas com FIT Biomassa com FIT Biogás com FIT Fotovoltaica Utility-Scale com FIT	Parâmetros definidos em 2017 para T2018 e literatura
PRE Mercado	8,19%	[0,4;0,8]	Mini-hídricas com FIT Eólicas com FIT Biomassa com FIT Biogás com FIT Fotovoltaica Utility-Scale com FIT	Literatura

6.2 PRODUTORES COM *FEED-IN TARIFF* (FIT) CONSIDERADOS NO ESTUDO

Tal como referido anteriormente, os custos de investimento e de exploração utilizados nas simulações para os produtores PRE com FIT considerados no presente estudo foram essencialmente valores tipificados. Para as receitas, foram utilizados os valores das FIT resultantes da análise dos dados reais entre 2013 e 2017 e assumido um fator de utilização, também baseado nos valores reais de produção e potência instalada por segmento.

6.2.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

Após a definição dos segmentos por tecnologia e por regime remuneratório, o ano de transferência para exploração é ponderado pela potência, como se toda a potência instalada ao longo do período temporal do segmento fosse transferida para um único ponto no tempo.

Os custos unitários de investimento tipificados provêm essencialmente de duas fontes, primariamente da IRENA⁶⁰ e posteriormente recorre-se a IEA/NEA⁶¹ nos casos em que a fonte principal não apresenta os valores para determinadas tecnologias ou custos. No caso da produção fotovoltaica devido à diminuição acentuada dos custos de investimento foi necessário apresentar uma terceira fonte (IEA PVPS⁶²), complementar à IRENA que apresentasse os custos anteriores a 2010, como representado na Figura 6-4. Esta última fonte permitiu igualmente validar os custos estimados para 2018 e perspectivados para o futuro próximo. Estes custos são atualizados de acordo com o deflator do PIB.

Nos quadros e figuras seguintes, estão ilustrados os custos tipificados utilizados nas análises realizadas pela ERSE, para as diferentes tecnologias. Importa notar que os valores apresentados para o investimento respeitam aos custos totais instalados, que são necessários para a colocação do produtor em serviço.

⁶⁰ International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017 (http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

⁶¹ International Energy Agency (IEA) / Nuclear Energy Agency(NEA). (2015). Projected costs of generating electricity. Edição de 2015 (<https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>)

⁶² International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). (http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5Bpointer%5D=0)

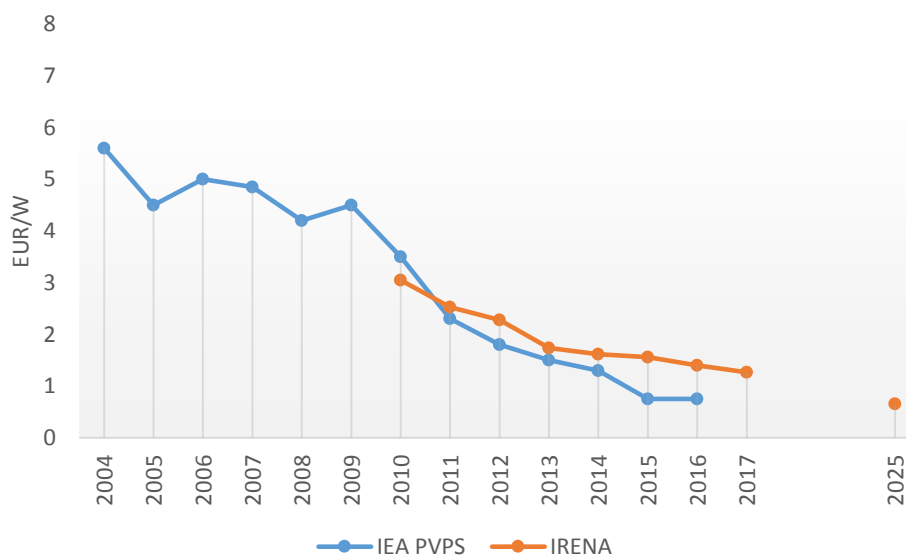
Quadro 6-4 – Custos tipificados para as tecnologias Eólica e Fotovoltaica

Tecnologia: Eólica			
Fonte: IRENA (2017)	Investimento	Exploração	Vida útil
	Custos de Investimento	fixos+variáveis	
Unidade	€/Kw	€/Kw/ano	
2002	1 508,90	19,12	25
2003	1 411,94	19,77	
2004	1 494,38	20,25	
2005	1 417,95	20,92	
2006	1 549,43	21,59	
2007	1 595,05	22,23	
2008	1 732,13	22,62	
2009	1 776,06	22,87	
2010	1 602,11	23,01	
2011	1 620,50	22,95	
2012	1 701,00	22,86	
2013	1 527,18	23,38	
2014	1 526,56	23,55	
2015	1 421,69	24,03	
2016	1 437,50	24,40	
2017	1 337,50	24,74	

Tecnologia: Fotovoltaica			
Fonte: IEA PVPS (2004-09) IRENA (2010-2017;2025)	Investimento	Exploração	Vida útil
	Custos de Investimento	fixos+variáveis (Fonte KIC INNOENERGY)	
Unidade	€/Kw	€/Kw/ano	anos
2004	5600,00	16,85	25
2005	4500,00	17,41	
2006	5000,00	17,97	
2007	4850,00	18,50	
2008	4200,00	18,82	
2009	4500,00	19,03	
2010	3 047,91	19,15	
2011	2 527,39	19,10	
2012	2 277,67	19,02	
2013	1 738,10	19,46	
2014	1 617,85	19,60	
2015	1 558,95	20,00	
2016	1 400,50	20,30	
2017	1 264,11	20,59	
2025	647,54	23,62	

Fonte: Ver notas de rodapé 60, 61, 62 e 63

Figura 6-4 - Custos unitários de investimento na tecnologia Fotovoltaica



Fonte: Ver notas de rodapé 60 e 62

Quadro 6-5 – Custos tipificados para as tecnologias Biomassa e Biogás

Tecnologia: Biomassa			
Fonte: IRENA (2017)	Investimento	Exploração	Vida útil
	Custos de Investimento	fixos+variáveis	
Unidade	€/Kw	€/Kw/ano+€/Kwh	anos
2016	4 355,58	0,04*CI+0,0045*Kwh	25

Tecnologia: Biogás			
Fonte: IEA/NEA	Investimento	Exploração	Vida útil
	Custos de Investimento	fixos+variáveis	
Unidade	€/Kw	€/MWH	anos
2013	2 685,23	43,03	25

Fonte: Ver notas de rodapé 60 e 61

Quadro 6-6 – Custos tipificados para a tecnologia Mini-Hídrica

Fonte: IEA/NEA	Tecnologia: Mini Hídrica		Vida útil
	Investimento	Exploração	
	Custos de Investimento	fixos+variáveis	
Unidade	€/Kw	€/Kw/ano	anos
2013	2 331,50	0,022*CI	50

Fonte: Ver nota de rodapé 61

Os custos de exploração são tipificados, procurando-se realçar os valores mais próximos possíveis do ano de entrada em exploração e atualizados com o deflator do PIB. Devido ao facto de estes custos apresentarem menos registos/estudos relativamente aos custos de investimento, quando necessário, assume-se que o valor dos custos de exploração de determinado ano são constantes ao longo do tempo, variando apenas com a inflação. De notar também que, para uma mesma tecnologia, estes custos são apresentados em função da potência ou da energia, dependendo da fonte utilizada. No caso específico da fotovoltaica foi necessário utilizar-se uma fonte adicional⁶³ às anteriormente referidas, que refletisse o mais próximo possível a realidade portuguesa, devido às variações significativas existentes entre os valores O&M apresentados em diversos estudos para os vários países e regiões a nível global.

Neste estudo foram considerados os seguintes tempos de vida útil para as tecnologias englobadas nos segmentos de produtores com FIT:

- Eólica – 25 anos;
- Mini-hídricas – 50 anos;
- Biomassa – 25 anos;
- Biogás – 25 anos;
- Fotovoltaica – 25 anos.

Tendo em conta as disposições legais para os diferentes regimes remuneratórios de PRE com FIT, assumiu-se que o prazo de duração da remuneração bonificada é de 15 anos para os centros eletroprodutores não hídricos, sendo naqueles que já se encontrassem em exploração à data de entrada em vigor do Decreto-lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a contagem dos 15 anos é feita a partir dessa data. Para os centros eletroprodutores hídricos com remuneração bonificada considerou-se um prazo de 25 anos para obtenção da tarifa bonificada, tendo em conta as alterações na duração da remuneração garantida das pequenas centrais hídricas introduzidas pelo Decreto-lei n.º 35/2013. Para as centrais cujo

⁶³ KIC InnoEnergy. (2015). Future renewable energy costs: solar photovoltaics (<http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2016/01/KIC-InnoEnergy-Solar-PV-anticipated-innovations-impact.pdf>)

combustível seja biomassa, de acordo com o Decreto-lei n.º 225/2007, de 31 de maio, assumiu-se também uma duração da remuneração bonificada de 25 anos.

Nos segmentos dos PRE eólicos com FIT, considerou-se o pagamento aos municípios de um valor de 2,5% das receitas obtidas com a venda de energia. Este pagamento cessa quando as centrais eólicas entram em regime de mercado. O modelo inclui ainda o efeito da adesão ao regime remunerativo previsto no Decreto-lei n.º 35/2013, para um período adicional de 7 anos e para o regime de preços entre 74€/MWh e 98€/MWh (atualizados com o IPC sem habitação).

Relativamente às receitas para a globalidade do segmento utilizou-se como base a FIT média entre 2013 e 2017, atualizados com o deflator do PIB, para calcular as receitas previstas a partir de 2017 e estimar as receitas anteriores a 2013. Verificam-se algumas exceções nos segmentos mais recentes da fotovoltaica e da mini-hídrica, onde existe produção elétrica apenas nos anos mais recentes e a tecnologia ainda não apresenta estabilidade, ou, como acontece no segmento da mini-hídricas, os valores são ajustados à média do segmento de mini-hídricas mais antigas. No caso da fotovoltaica para o fator de utilização calculou-se a média de 2017 de toda a tecnologia, o que corresponde a cerca de 18,72% de fator de utilização, ou de outro modo, 1640 horas.

Para os produtores a Biogás, importa assinalar que, à semelhança dos produtores a RSU, estão tipicamente integrados em sistemas de tratamento de resíduos, em que existem receitas provenientes dessa atividade primária, que afetam significativamente a sua rentabilidade, mas que não foram consideradas neste estudo.

Em sentido contrário, para os produtores a Biomassa não foram considerados os custos de aquisição da energia primária, ou seja, da biomassa, o qual tem variações de preço que podem ser significativas, dependendo do tipo de biomassa e da localização da central. A consideração destes custos origina, necessariamente, uma redução das rentabilidades apresentadas neste estudo para estes segmentos de produtores.

Foi igualmente considerada a aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, pelo que os subsídios ao investimento recebidos dos produtores em regime especial, a devolver ao SEN nos termos deste diploma, não foram deduzidos ao valor dos investimentos iniciais.

Nos quadros seguintes encontram-se resumidos os pressupostos específicos para os segmentos de produtores com FIT analisados neste estudo.

Quadro 6-7 – Pressupostos específicos para produtores eólicos com FIT

		Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	
Gerais	Vida útil do equipamento	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	
	Duração da remuneração bonificada	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D-L 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D-L 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D-L 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D-L 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D-L 35/2013	
	Ano investimento / início simulação	2002	2006	2010	2009	2015	
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	
Investimento		Custos de Investimento	Custos tipificados IRENA, atualizados com deflator do PIB para o ano de investimento				
		Subsídios de Investimento	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano				
		Outros custos fixos					
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida
		Custos Combustíveis					
		Custos CO2					
		Outros custos variáveis	» Pagamentos aos municípios de 2,5% receita com a venda de energia elétrica » Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores				
Receitas	Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Aos preços definidos no DL 35/2013 no período adicional de 7 anos. » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil					
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	
	Incentivos / Remun.Garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado, com extensão de 7 anos ao abrigo do DL 35/2013 (limites de preços 74EUR/MWh a 98EUR/MWh)					
	Fator de Utilização da potência instalada	» 2013-17 valores reais » Média (24,9%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (23,6%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (28,7%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (23,8%) para os restantes anos	» 2016-17 valores reais » Média (24,5%) para os restantes anos	
	Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	
	Observações						

Quadro 6-8 – Pressupostos específicos para produtores fotovoltaicos com FIT

		Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT>300EUR/MWh)	Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT>200EUR/MWh)	Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh)	
Gerais		Vida útil do equipamento	25 anos	25 anos	25 anos
		Duração da remuneração bonificada	15 anos	15 anos	15 anos
		Ano investimento / início simulação	2008	2014	2015
		Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	6,0%	6,0%	6,0%
		Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%	8,6%	8,6%
Investimento		Custos de Investimento	Custos tipificados IRENA/IEA PVPS para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano		
		Subsídios de Investimento	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M			
		Outros custos fixos			
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Custos tipificados KIC InnoEnergy por unidade de potência, atualizados com deflator do PIB para cada ano		
		Custos Combustíveis			
		Custos CO2			
		Outros custos variáveis	Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		
Receitas		Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida util		
		Vendas líquidas de Serviços de Sistema			
		Incentivos / Remun.Garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		
		Fator de Utilização da potência instalada	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017
		Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado	Não considerado
		Observações			

Quadro 6-9 – Pressupostos específicos para produtores a biomassa com FIT

		Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	
Gerais	Vida útil do equipamento	25 anos	25 anos	
	Duração da remuneração bonificada	25 anos	25 anos	
	Ano investimento / início simulação	2002	2009	
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	6,0%	6,0%	
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%	8,6%	
Investimento		Custos de Investimento	Custos tipificados IRENA [1] para o ano de investimento ponderado	
		Subsídios de Investimento	Sem subsídios	
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano	
		Outros custos fixos		
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de energia produzida, atualizados com deflator do PIB para cada ano	
		Custos Combustíveis	Incorporado no custo variável O&M	Incorporado no custo variável O&M
		Custos CO2		
		Outros custos variáveis	Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores	
Receitas	Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema			
	Incentivos / Remun.Garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		
		Fator de Utilização da potência instalada	2013-17 valores reais; média (55,2%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (53,1%) para os restantes anos
		Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado
		Observações		

Quadro 6-10 – Pressupostos específicos para biogás com FIT

		Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)
Gerais	Vida útil do equipamento	25 anos	25 anos
	Duração da remuneração bonificada	15 anos	15 anos
	Ano investimento / início simulação	2006	2011
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	6,0%	6,0%
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%	8,6%
Investimento	Custos de Investimento	Custos tipificados IEA/NEA[2] para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano	
	Subsídios de Investimento	Sem subsídios	Sem subsídios
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	
		Outros custos fixos	
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Custos tipificados IEA/NEA[2] por unidade de energia produzida, atualizados com deflator do PIB para cada ano
		Custos Combustíveis	
		Custos CO2	
		Outros custos variáveis	Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil	
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema		
	Incentivos / Remun.Garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado	
Fator de Utilização da potência instalada		2013-17 valores reais; média (38,1%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (36,1%) para os restantes anos
Custos de desmantelamento		Não considerado	Não considerado
Observações			

Quadro 6-11 – Pressupostos específicos para mini-hídricas com FIT

		Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)
Gerais	Vida útil do equipamento	50 anos	50 anos	50 anos
	Duração da remuneração bonificada	25 anos	25 anos	25 anos
	Ano investimento / início simulação	1994	2005	2012
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	6,0%	6,0%	6,0%
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%	8,6%	8,6%
Investimento		Custos tipificados IRENA[1] para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano		
		Sem subsídios		
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano	
		Outros custos fixos		
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida
		Custos Combustíveis		
		Custos CO2		
		Outros custos variáveis	Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores	
Receitas	Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema			
	Incentivos / Remun.Garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		
Fator de Utilização da potência instalada		» 2013-17 valores reais » Média (28.2%) para os restantes anos	» 2013-2017 valores reais » Média (28,2%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais do segmento mais antigo » Média (28.2%) para os restantes anos
Custos de desmantelamento		Não considerado	Não considerado	Não considerado
Observações				

No cálculo da rentabilidade dos produtores PRE com FIT considerados neste estudo foi definido, para cada segmento, um investimento inicial, de acordo com os custos unitários tipificados. De seguida, para cada ano (real ou previsional) de vida útil do equipamento, foram calculadas as receitas de mercado tendo em conta o preço de venda de energia elétrica aplicável e as quantidades produzidas. Enquanto a bonificação se aplica, o preço de venda considerado foi a *feed-in-tariff* média do segmento e após o fim do

período bonificado assumiu-se a venda da produção ao preço de mercado. Às receitas de mercado foram subtraídos os custos fixos e variáveis anuais, definidos no quadro anterior.

6.2.2 RESULTADOS

Não é por demais voltar a sublinhar que os valores apresentados nos quadros seguintes são estimativas para segmentos tipificados associados a: i) determinados períodos temporais de entrada em exploração dos centros electroprodutores, ii) a tecnologia em vigor nesses períodos e iii) o quadro legal que estabelece a remuneração desses produtores. Deste modo, estes valores não refletem investimentos particulares e poderão afastar-se de situações específicas para tecnologias onde os custos de investimentos evoluem significativamente de ano para ano, como é o caso dos centrais fotovoltaicas.

Todavia, foi tido em conta o impacte em termos médios da evolução tecnológica e, principalmente, os valores reais de receitas obtidos por estes segmentos nesses períodos. Deste modo, a análise permite avaliar de que modo a remuneração definida legalmente reflete os custos nivelados de produção de eletricidade destas tecnologias ou, em termos de rentabilidade, se a TIR média associada a estes investimentos reflete o custo de capital.

Observa-se que, de um modo geral, a rentabilidade garantida pela legislação é superior ao custo de capital associado, que consta do capítulo 6.1.2, atualmente, a estas atividades, que, para os PRE com FIT, foi equiparado ao de um ativo de produção, com um risco intercalar comparativamente com o de produtor com risco mínimo e um produtor em mercado. Este tratamento decorre dos produtores com FIT não terem, ao contrário dos produtores com CAE e, de um certo modo também, dos produtores com CMEC a remuneração do investimento garantida, mas terem apenas garantido um preço unitário de venda da sua produção, durante uma parte da vida útil da central. Neste contexto, os riscos associados às condições de produção, derivadas das condições climatéricas, no caso dos PRE eólicos, fotovoltaicos e hídricos, ou das condições dos fatores produtivos, no caso das restantes tecnologias com FIT, são integralmente assumidos pelos produtores. Registe-se que o risco tecnológico, que pode levar à necessidade de investimentos suplementares ou custos acrescidos de operação e manutenção, é igualmente assumido pelos PRE, ao contrário do que sucede, de um modo geral, com os produtores com CAE e CMEC.

Observa-se, igualmente, que a revisão em baixa de algumas tarifas em certos segmentos, não acompanhou em intensidade a diminuição verificada dos custos de investimentos decorrentes da evolução tecnológica, o que se refletiu num incremento significativo das TIR desses investimentos e na diferença entre os custos nivelados e as tarifas garantidas. Este efeito também ocorre quando existe um grande desfasamento temporal entre o momento da obtenção da licença de produção, enquadrada num determinado regime remuneratório, e o momento em que produtor entra em exploração, em resultado de prorrogações do prazo da licença de produção. Com este desfasamento, ao manter a FIT do regime remuneratório em que obteve a licença de produção, o produtor pode beneficiar de uma diminuição dos custos de investimentos, face aos que estão subjacentes ao cálculo da FIT desse regime remuneratório,

particularmente se este desfasamento coincidir com zonas da curva de aprendizagem com declive acentuado. Tal verificou-se no caso do segmento de produtores eólicos licenciados ao abrigo do Decreto-lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, entrados em exploração após 2010 e do segmento de produtores fotovoltaicos licenciados nos termos do Decreto-lei n.º 225/2007, de 31 de maio, entrados em exploração entre 2012 e 2015, com FIT acima de 200 €/MWh. Existem, contudo, exceções notórias a esta tendência de elevada rentabilidade da PRE com FIT, designadamente o Biogás e, em menor medida, as mini-hídricas ligadas posteriormente a 2010. No caso dos produtores a Biogás, conforme anteriormente referido neste estudo, a rentabilidade apresentada não considera outras receitas para além das receitas com a venda de energia elétrica, designadamente as receitas associadas às funções primárias de tratamento de resíduos.

Observa-se, igualmente, que as variações nos fatores de utilização têm um impacte limitado nos valores da TIR e dos LCOE, ao contrário das simulações efetuadas em torno dos custos de investimento. Refira-se que para os produtores com FIT foram consideradas neste estudo variações do fator de utilização entre -2,5% a +2,5%, por se assumir que no longo prazo a variação média anual dos recursos renováveis serão muito reduzidas, apesar das grandes variações que ocorrem em termos intra-anuais (curto prazo).

Finalmente, importa referir que o custo de capital evolui ao longo do tempo com a evolução do próprio contexto financeiro, pelo que a análise das TIR deve ser devidamente contextualizada face ao momento em que a tomada de decisão do investimento efetuou-se. Este tema será retomado adiante neste documento.

Quadro 6-12 – TIR dos produtores PRE com FIT considerados no Estudo

	ANO Ref. TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	Análise de sensibilidade									
			TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)					TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
			TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	5,0%	9,5%	9,7%	9,2%	12,5%	7,3%	9,5%	9,7%	9,2%	12,5%	7,3%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	3,9%	12,7%	13,1%	12,2%	16,4%	10,0%	12,6%	13,0%	12,1%	16,4%	9,9%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	2010	5,4%	17,1%	17,7%	16,5%	21,7%	13,9%	17,0%	17,6%	16,4%	21,7%	13,8%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	4,2%	8,9%	9,6%	8,2%	11,9%	6,8%	8,7%	9,4%	8,0%	11,7%	6,6%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	2,4%	8,9%	10,0%	7,6%	11,6%	6,9%	8,6%	9,8%	7,3%	11,4%	6,6%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	1994	11,6%	12,7%	12,8%	12,6%	16,3%	10,2%	12,5%	12,6%	12,5%	16,2%	9,9%
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	2005	3,4%	10,7%	11,1%	10,3%	14,0%	8,4%	10,3%	10,7%	9,9%	13,8%	7,8%
Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	2012	10,6%	9,1%	9,8%	8,3%	12,0%	7,0%	8,3%	9,1%	7,4%	11,6%	5,9%
Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2002	5,0%	11,4%	11,5%	11,3%	15,7%	8,2%	11,4%	11,5%	11,3%	15,7%	8,2%
Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2009	4,2%	9,0%	9,4%	8,7%	13,0%	6,1%	9,0%	9,4%	8,7%	13,0%	6,1%
Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2006	3,9%	8,0%	8,2%	7,8%	11,6%	5,4%	7,2%	7,3%	7,0%	11,0%	4,3%
Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2011	10,3%	6,3%	6,7%	5,7%	9,5%	3,9%	4,8%	5,3%	4,2%	8,5%	2,0%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT>300EUR/MWh)	2008	4,5%	10,3%	10,6%	10,0%	14,2%	7,5%	10,2%	10,5%	9,8%	14,1%	7,3%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT>200EUR/MWh)	2014	3,8%	23,5%	24,0%	23,1%	29,7%	19,3%	23,5%	23,9%	23,0%	29,7%	19,1%
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh)	2015	2,4%	13,7%	15,3%	11,9%	17,8%	10,8%	13,3%	14,9%	11,4%	17,5%	10,2%

Nota: Os valores da TIR apresentados são para o ano zero da análise, isto é, o ano do primeiro cash-flow de investimento.

Nota: Caso fossem considerados os subsídios ao investimento, a TIR dos primeiros dois segmentos das eólicas com FIT seriam 10,3% e 13%, respetivamente.

Quadro 6-13 – LCOE dos produtores PRE com FIT considerados no Estudo

	ANO Ref. LCOE	Análise de sensibilidade						FIT Ano Ref. (EUR/MWh)	FIT_2017pt (EUR/MWh)
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)				
		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)		
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	73	61	84	76	64	88	82	102
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	60	51	69	65	55	74	91	103
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	2010	49	42	56	54	46	61	93	100
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	60	51	68	66	56	76	72	77
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	60	51	69	71	60	82	70	70
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	1994	53	42	64	55	44	66	62	96
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	2005	65	52	78	70	57	84	85	96
Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	2012	72	58	86	82	66	98	84	84
Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2002	89	72	105	90	73	108	100	124
Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2009	101	82	120	105	85	126	110	119
Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2006	94	85	104	97	86	107	106	116
Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2011	104	93	114	108	96	120	111	113
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT>300EUR/MWh)	2008	211	172	251	230	187	274	328	355
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT>200EUR/MWh)	2014	99	82	117	112	93	131	265	283
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh)	2015	81	68	95	100	83	117	155	140

6.2.3 COGERAÇÃO

Tendo por ponto de partida a combustão de substâncias (gás natural, biomassa, fuelóleo, etc.), a cogeração consiste num processo industrial que permite através de um sistema integrado que sejam geradas, de forma combinada, energia térmica e energia elétrica. A energia térmica pode ser utilizada num processo industrial, ou para outros fins, como por exemplo associados à climatização.

Como foi referido anteriormente, as instalações de cogeração devem ser analisadas no seu contexto tecnológico particular, que varia de forma quase casuística, para permitir a obtenção de poupanças de energia primária, devendo incluir-se nessas análises não só a vertente de produção e utilização de energia elétrica, mas também a vertente de produção e utilização de energia térmica. Adicionalmente, os cogeradores que ainda beneficiam de remunerações garantidas têm uma grande diversidade de tecnologias, regimes remuneratórios e rácios energia elétrica / energia térmica, que impede uma análise agregada, semelhante à que foi efetuada para as restantes tecnologias com remuneração garantida.

Assim, foram efetuadas análises a cogeradores pertencentes a um dos segmentos mais representativos, em termos de potência instalada e do custo a suportar pelo SEN, que corresponde às instalações enquadradas pela Portaria n.º 57/2002, de 15 de janeiro, a qual abrange os cogeradores com potência de ligação superior a 10MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos com exceção do fuelóleo. No caso concreto deste estudo, foram analisados apenas cogeradores cujo combustível é gás natural.

Para além dos pressupostos gerais definidos no ponto 6.1.1, designadamente a evolução dos preços das *commodities* e os indicadores macroeconómicos, foram usados os seguintes pressupostos específicos para as análises destes cogeradores:

- Valores de investimento com base em custos tipificados⁶⁴, constatando-se que a gama de valores utilizada engloba os valores de investimento divulgados na imprensa para os casos analisados;
- Energia elétrica injetada na rede pública baseada nos valores ocorridos entre 2013 e 2017. Para os restantes anos foi utilizado o valor médio de 2013 a 2017⁶⁵;
- Consumo de gás natural baseado nos valores ocorridos entre 2013 e 2017. Para os restantes anos foi utilizado o consumo médio de 2013 a 2017;

⁶⁴ “Electricity Generation Costs and Hurdle Rates, Lot 3: Non-Renewable Technologies”, Leigh-Fisher, Jacobs, August 2016 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566803/Leigh_Fisher_Non-renewable_Generation_Cost.pdf

⁶⁵ Entre os produtores analisados, observaram-se variações no fator de utilização da potência instalada que se situam entre 42% e 70%, tendo por referência a energia elétrica injetada na rede pública.

- Rendimento global da cogeração de 72%, correspondente a um valor tipificado⁶⁶;
- Produção de energia térmica útil determinada por diferença, tendo por base o consumo de gás natural, o rendimento global tipificado da cogeração e a energia elétrica injetada na rede;
- Valorização da energia térmica tendo por base valores tipificados⁶⁷, com evolução igual à do preço do gás natural.

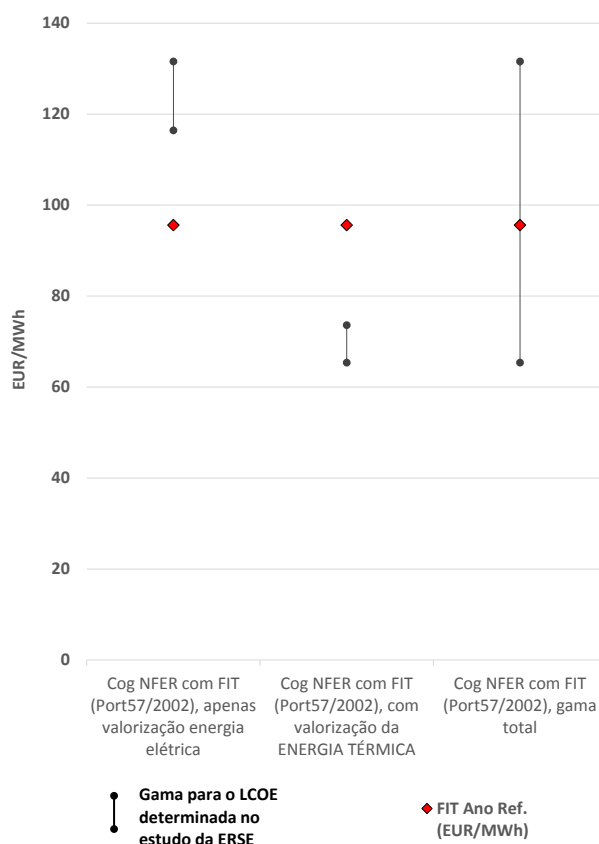
Os resultados obtidos dependem fortemente da valorização da energia térmica produzida pela instalação de cogeração. Para a situação extrema, em que apenas se consideram as receitas obtidas com a energia elétrica injetada na rede pública, constata-se que os projetos analisados teriam rentabilidades negativas, assumindo os regimes de exploração existentes atualmente. Assumindo, uma valorização da energia térmica de acordo com os valores tipificados acima referidos, a rentabilidade obtida para estes produtores pode ultrapassar 30%.

No que respeita ao LCOE para estes produtores, a figura seguinte ilustra a gama de valores obtida ao realizar os testes de sensibilidade descritos na Figura 6-3, para as situações com e sem valorização da energia térmica.

⁶⁶ International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA), "Projected costs of generating electricity". Edição de 2015 (<https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>) e referência da nota de rodapé 64. De acordo com estas referências e para os preços de gás natural existentes na Europa em 2013 e 2014, a energia térmica foi valorizada em 33€/MWh_{ter} e 38€/MWh_{ter}, respetivamente.

⁶⁷ Igual à nota de rodapé 64.

Figura 6-5 – Intervalo do LCOE calculado e FIT média para o cogerações com FIT analisados pela ERSE neste estudo

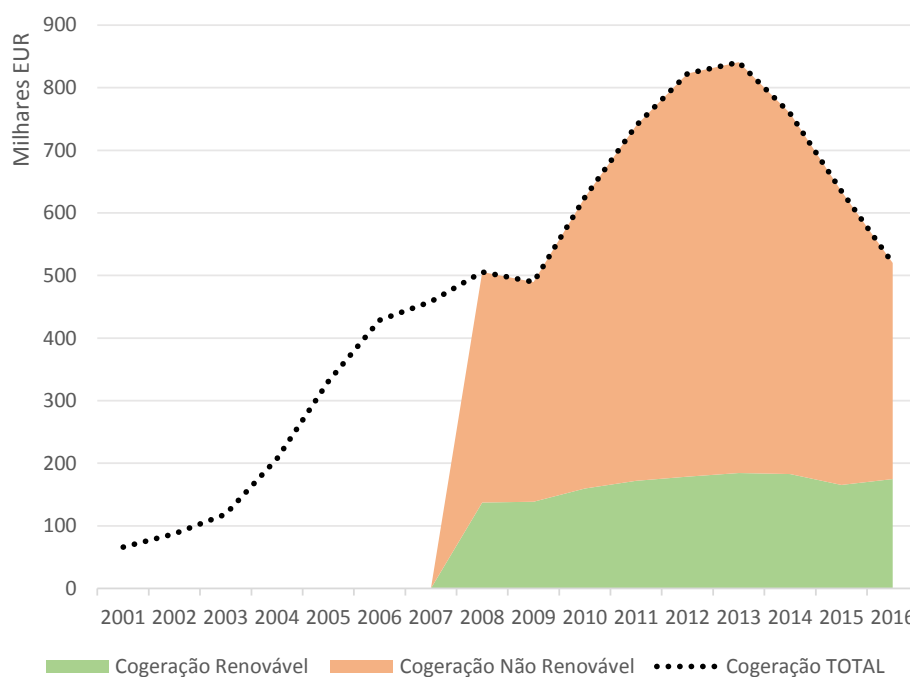


Esta grande dispersão nos resultados confirma que as análises das instalações de cogeração só poderão produzir resultados relevantes, quando efetuadas numa perspetiva da utilização global da energia produzida, quer seja elétrica ou térmica, devendo a análise focar-se nas poupanças de energia primária que são proporcionadas pela produção combinada das duas formas de energia. Importa, ainda, assinalar que algumas instalações de cogeração estão associadas a grandes instalações consumidoras de energia elétrica, as quais, em muitos casos, são abrangidas por instrumentos da procura para gestão do SEN, designadamente o regime de interruptibilidade.

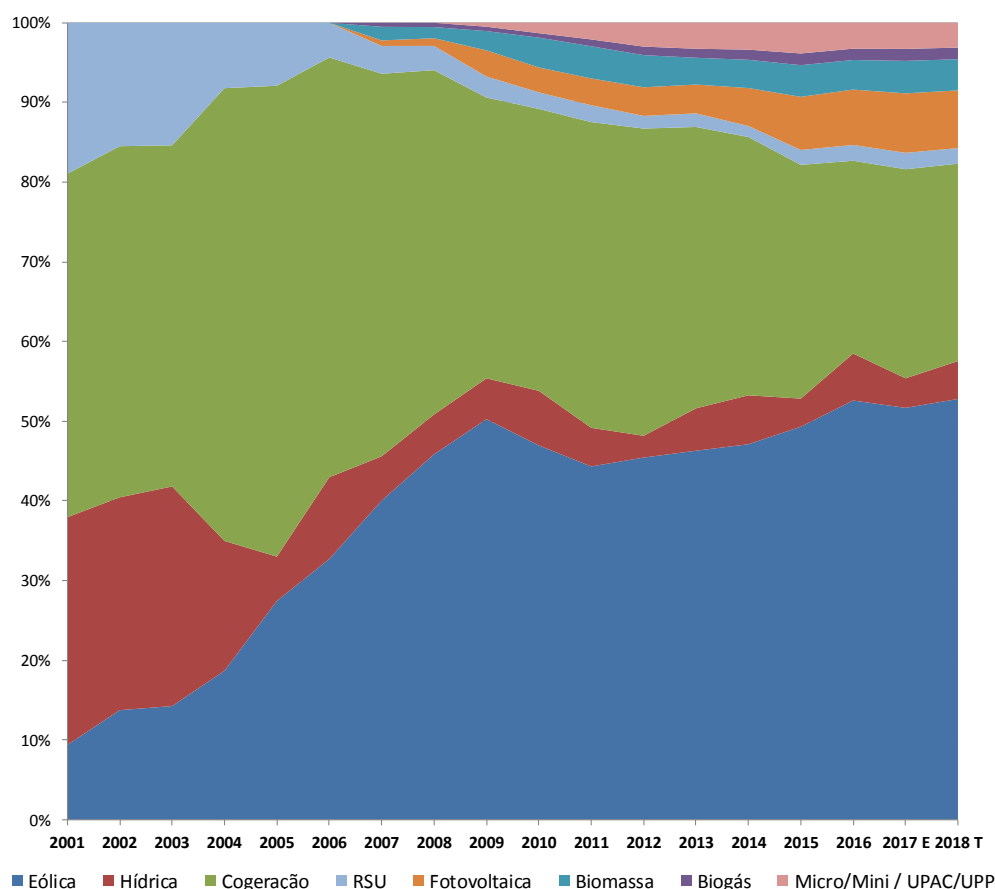
No entanto, não é por demais assinalar que alguma legislação foi produzida, designadamente entre 2010 e 2016, com vista a racionalizar os custos associados a esta fonte de energia. Estas medidas, justificam, em parte a diminuição do peso do sobrecusto com a cogeração no conjunto dos custos com a PRE, bem como o término progressivo do período de remuneração bonificada de alguns produtores.

A figura seguinte ilustra a evolução dos custos com a cogeração para o SEN, que permite observar uma diminuição destes custos desde 2014.

Figura 6-6 – Evolução dos custos para o SEN com a aquisição da produção a cogeradores



Esta evolução permite que o peso dos custos com a cogeração no total dos custos com PRE tenha vindo a diminuir como se pode verificar na figura seguinte, retirada do documento de proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico.

Figura 6-7 – Peso de cada tecnologia no custo total da PRE

6.3 PRODUTORES COM CAE

Neste capítulo são analisados e calculados os custos nivelados dos produtores com CAE, bem como a sua rentabilidade. Estes produtores recebem uma remuneração do investimento inicial, definida no momento de assinatura dos contratos. A este encargo fixo anual é retirado a margem de mercado das centrais, isto é, a diferença entre a receita de mercado da central (venda de eletricidade e serviços de sistema) e os encargos de energia (combustível, licenças de CO₂ e outros previstos no CAE). O saldo final, denominado de sobrecusto CAE, é pago pelos consumidores de energia elétrica de modo a assegurar a remuneração do ativo destas centrais.

6.3.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

O horizonte temporal da análise feita pela ERSE para estes centros eletroprodutores é o mesmo definido pelos CAE, ou seja, pressupõe-se que a central do Pego continue a produzir até 2021 (desde 1995) e a central da Turbogás até 2024 (desde 1999).

Ao contrário dos produtores com FIT, no caso dos produtores com CAE os custos de investimento são conhecidos, através dos Relatórios e Contas das empresas titulares. Foram ainda considerados os investimentos de carácter ambiental para cumprimento da legislação europeia nas centrais com CAE, entre 2008 e 2011. Deste modo, as análises de sensibilidade efetuaram-se, apenas, para níveis diferentes de fatores de utilização.

Para as rubricas de custos destes produtores, foram tidos em conta os valores reais do encargo de energia, que incluem custos com combustível e O&M e licenças de emissão de CO₂, até 2017. A partir de 2018 foi feita uma evolução tendo em conta a variação anual do carvão, para o Pego, e do Brent, para a Turbogás, bem como a variação anual das licenças de CO₂. O custo com o financiamento da tarifa social acresce ao encargo de energia, tendo sido utilizados os valores reais até 2016, e a partir de 2017 o valor unitário por MW instalado implícito nas tarifas de 2018.

Neste estudo, assumiu-se que a receita das centrais é sempre igual à rubrica de encargo de energia, dado que os diferenciais de custos e receitas são sempre assegurados pelo sistema tarifário, através da sua repercussão nas tarifas. A esta receita é adicionado o valor das receitas líquidas com serviços de sistema. O incentivo das centrais com CAE é igual ao seu encargo fixo real (até 2017), sendo a evolução feita com a inflação anual, a partir de 2018.

Quadro 6-14 – Pressupostos utilizados para as centrais com CAE

		Térmica a carvão do Pego com CAE	Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	
Gerais		Vida útil do equipamento	Igual à duração do CAE (até 2021)	Igual à duração do CAE (até 2024)
		Duração da remuneração bonificada	Igual à duração do CAE (até 2021)	Igual à duração do CAE (até 2024)
		Ano investimento / início simulação	1993 e 1994	1996 a 1999
		Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	4,1%	4,1%
		Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		
Investimento		Custos de Investimento	Definidos no R&C da central	Definidos no R&C da central
		Subsídios de Investimento		
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M		
		Outros custos fixos	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Encargo de Energia	Encargo de Energia
		Custos Combustíveis		
		Custos CO2		
		Outros custos variáveis		
Receitas		Venda Energia	Igual ao Encargo de Energia	Igual ao Encargo de Energia
		Vendas líquidas de Serviços de Sistema	Valor real líquido de custos até 2017	Valor real líquido de custos até 2017
		Incentivos / Remun.Garantida	Encargo Fixo anual	Encargo Fixo anual
		Fator de Utilização da potência instalada	56%	38%
		Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado
		Observações	FU igual à média do verificado entre 2007 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2007 e 2017

6.3.2 RESULTADOS

No quadro seguinte observa-se que, com base nos testes de sensibilidade definidos anteriormente, a TIR dos produtores com CAE é constante, uma vez que a remuneração destas centrais é independente do fator de utilização. O valor obtido é maior do que o WACC determinado, à data de hoje, para as centrais com CAE.

Quadro 6-15 – TIR das centrais com CAE

			Análise de sensibilidade									
			TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)					TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
Térmica a carvão do Pego com CAE	1993	N.D.	11,5%	11,5%	11,5%	N.A.	N.A.	11,5%	11,5%	11,5%	N.A.	N.A.
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	1996	8,7%	13,1%	13,1%	13,1%	N.A.	N.A.	13,1%	13,1%	13,1%	N.A.	N.A.

Por outro lado, os LCOE destes centros eletroprodutores variam consoante a energia produzida, como se verifica no quadro seguinte. Quanto maior for o fator de utilização previsto da central, menor será o LCOE, tal como seria de esperar.

Quadro 6-16 – LCOE das centrais com CAE

		Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
ANO Ref. LCOE		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Térmica a carvão do Pego com CAE	1993	45	N.A.	N.A.	45	N.A.	N.A.
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	1996	59	N.A.	N.A.	61	N.A.	N.A.

6.4 PRODUTORES COM CMEC

Em termos de cálculo, os CMEC correspondem à diferença para cada centro electroprodutor entre os *cash flows* associados à remuneração dos seus ativos, nos termos definidos nos CAE cessados, e a margem líquida decorrente da venda em mercado da energia elétrica produzida por esses centros electroprodutores.

Deste modo, os CMEC correspondem à soma dos montantes compensatórios a pagar aos centros electroprodutores cujos CAE foram cessados antecipadamente, de modo a garantir o equilíbrio contratual e os direitos económicos equivalentes aos existentes antes da cessação dos CAE.

O valor dos CMEC subentende o cálculo de três parcelas:

- A primeira parcela corresponde ao apuramento, numa primeira fase, da estimativa do montante total dos CMEC, calculada à data de 1 de julho de 2007. Este primeiro cálculo corresponde ao cálculo do valor inicial (CVI). O seu montante é recuperado em 20 anos e equivale à parcela fixa;

- Os ajustamentos efetuados anualmente (revisibilidade) ao valor inicial dos CMEC são calculados com base nos valores verificados das variáveis inicialmente previstas. Estes ajustamentos anuais são efetuados nos 10 primeiros anos de vigência do regime, isto é até junho de 2017;
- O ajustamento final ao valor inicial, calculado no 10.º ano com base em estimativas para os restantes 10 anos. O ajustamento final é recuperado em 10 anos.

6.4.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

No âmbito deste estudo, a análise de rentabilidade dos produtores com CMEC não diz respeito a todo o tempo de vida útil das centrais, mas apenas a partir do momento em que este mecanismo se iniciou no 2.º semestre de 2007. Assim, assumiu-se como investimento inicial o valor teórico dos CAE na data da sua cessação, que foi determinado no CVI. No entanto, em consonância com posições anteriormente assumidas pela ERSE em relação aos cálculos financeiros subjacentes aos CMEC, também neste estudo se considerou que a taxa de desconto utilizada para obter o valor teórico dos CAE em 2007 deve ser igual ao custo de capital do produtor. Foi considerado o investimento de carácter ambiental para cumprimento da legislação europeia na central de Sines, à semelhança das centrais com CAE, em 2008.

Os montantes pagos pelo produtor pela extensão da concessão do domínio público hídrico (DPH) foram considerados como acréscimo do valor de investimento inicial, assumindo-se o custo extra de 759M€ em 2007.

No que respeita ao tempo de vida útil das centrais com CMEC, assumiu-se que a central térmica de Sines se mantém em exploração até 2025 e no caso das centrais hídricas que estarão em exploração até fim da concessão do domínio público hídrico, cujos anos de término por central foram definidos no Anexo III do Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio.

Do lado das receitas, para estes produtores foram considerados os montantes respeitantes a:

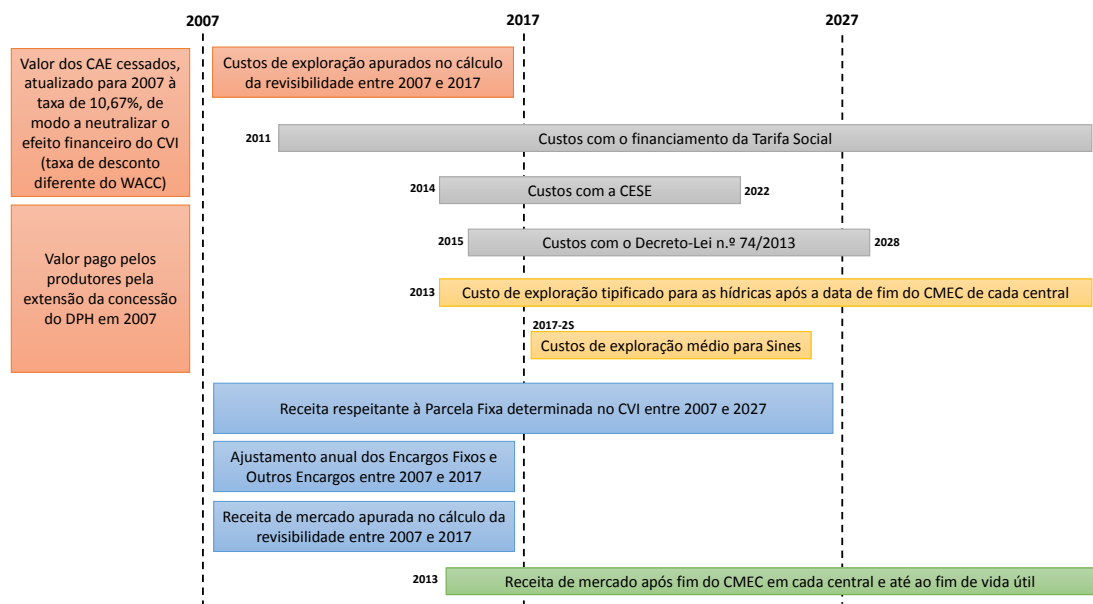
- Parcela Fixa, que foi determinada no CVI dos CMEC, entre 2007 e 2027;
- Ajustamento anual dos Encargos Fixos e Outros Encargos determinados nas revisibilidades anuais entre 2007 e 2017;
- Receita de mercado apurada no cálculo das revisibilidades anuais entre 2007 e 2017;
- Parcela de Acerto referente ao ajustamento final dos CMEC, para o período entre 2017 e 2027;
- Após fim do CMEC de cada central, a receita obtida aos preços de mercado até ao fim de vida útil das centrais (Sines – 2025, Hídricas – datas da extensão da concessão do DPH).

No que respeita aos custos de exploração, foram consideradas as seguintes rubricas:

- Custos de exploração apurados no cálculo das revisibilidades anuais entre 2007 e 2017;
- Custos com o financiamento da Tarifa Social a partir de 2011 até ao fim de vida útil;
- Custos com a CESE entre 2014 e 2022;
- Custos com o Decreto-Lei n.º 74/2013 entre 2015 e 2028;
- Custos de exploração de Sines, tendo por base um valor médio unitário, que evolui com o preço do carvão e do CO₂ de 2018 até 2025;
- Custo de exploração tipificado para as hídricas após a data de fim do CMEC de cada central;

A Figura 6-8 ilustra, através de um cronograma, os principais pressupostos subjacentes aos cálculos do LCOE e da TIR. Como se pode verificar, no caso destas centrais o processo é bastante complexo, porque envolve diferentes regimes remuneratórios ao longo do tempo: i) com revisibilidade anual, ii) com revisibilidade final, iii) em mercado.

Figura 6-8 – Perspetiva temporal dos pressupostos associados Valores de custos e receitas considerados neste estudo para o cálculo da rentabilidade dos produtores com CMEC



Na figura seguinte é apresentado um diagrama onde se compara a metodologia utilizada para o cálculo do valor inicial e a metodologia usada pela ERSE neste estudo para o cálculo da rentabilidade e dos custos nivelados das centrais com CMEC.

Figura 6-9 – Comparação entre o cálculo do valor inicial dos CMEC e a metodologia ERSE

	Valor Inicial	Receitas	Custos
Cálculo do Valor Inicial dos CMEC	Valor dos CAE cessados, atualizado para 2007 à taxa de 4,85%	Receita de mercado anual prevista, atualizada para 2007 à taxa de 4,85%	Custo de exploração anual previsto, atualizado para 2007 à taxa de 4,85%
Pressupostos ERSE no estudo da rentabilidade	Valor dos CAE cessados, atualizado para 2007 à taxa de 10,67%, de modo a neutralizar o efeito financeiro do CVI (taxa de desconto diferente do WACC)	Parcela Fixa determinada no CVI entre 2007 e 2027	Custos de exploração apurados no cálculo da revisibilidade entre 2007 e 2017
		Ajustamento anual dos Encargos Fixos e Outros Encargos entre 2007 e 2017	Custos com o financiamento da Tarifa Social a partir de 2011
	Valor pago pelos produtores pela extensão da concessão do DPH em 2007	Receita de mercado apurada no cálculo da revisibilidade entre 2007 e 2017	Custos com a CESE entre 2014 e 2022
		Parcela de Acerto referente ao ajustamento final entre 2017 e 2027	Custos com o Decreto-Lei n.º 74/2013 entre 2015 e 2028
		Receita de mercado após fim do CMEC em cada central e até ao fim de vida útil	Custos de exploração médio para Sines e custo de exploração tipificado para as hídricas após a data de fim do CMEC de cada central

Devido aos diferentes horizontes temporais em causa e às especificidades, a análise foi separada entre as centrais hídricas com CMEC e a central de Sines⁶⁸. Nos quadros seguintes encontram-se resumidos os pressupostos utilizados para ambos os segmentos.

⁶⁸ Para a central de Sines, a análise foi feita tendo em conta que a central continua a funcionar até 2025.

Quadro 6-17 – Pressupostos utilizados para as centrais hídricas com CMEC

Hídricas com CMEC				
		Período entre 2007 e 2017	Período entre 2017 e 2027	Período entre 2027 e 2053
Gerais	Vida útil do equipamento	Até ao fim da concessão do DPH	Até ao fim da concessão do DPH	Até ao fim da concessão do DPH
	Duração da remuneração bonificada	10 anos	10 anos	Sem remuneração bonificada
	Ano investimento / início simulação	2007	2017	2027
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	4,1%	8,6%	
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)			8,6%
Investimento	Custos de Investimento	Valor do contrato usado no CVI, atualizado à taxa de 10,67%, acrescido do valor pago pela extensão da concessão do DPH		
	Subsídios de Investimento			
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano, apenas para centrais que vão saindo para mercado	
		Outros custos fixos	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022	
	Variáveis	Custos Variáveis O&M		
		Custos Combustíveis		
		Custos CO2		
		Outros custos variáveis	» Para centrais que saíram dos CMEC, assume-se o custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Para centrais que saíram dos CMEC, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores	
Receitas	Venda Energia		Valor usado no cálculo da revisibilidade anual	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema			
	Incentivos / Remun. Garantida		Parcela Fixa + Ajustamento do Encargo Fixo	Parcela Fixa + Ajustamento Final
		Fator de Utilização da potência instalada	Valores reais	26%
		Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado
		Observações	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017

Nota: No cálculo das previsões para as receitas de venda de energia foi utilizado um fator de perfil para refletir a diferença entre a receita unitária e o preço de mercado.

Quadro 6-18 – Pressupostos utilizados para a central de Sines

Térmica de Sines com CMEC			
		Período entre 2007 e 2017	Período entre 2017 e 2025
Gerais	Vida útil do equipamento	Até 2025	Até 2025
	Duração da remuneração bonificada	10	Apenas Parcela Fixa
	Ano investimento / início simulação	2007	2017
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	4,1%	8,6%
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		
Investimento		Custos de Investimento	Valor do contrato usado no CVI, atualizado à taxa de 10,67%
		Subsídios de Investimento	
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	
		Outros custos fixos	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Valor usado no cálculo da revisibilidade anual
		Custos Combustíveis	Valor usado no cálculo da revisibilidade anual
		Custos CO2	Valor usado no cálculo da revisibilidade anual
		Outros custos variáveis	» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Após a saída para regime de mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia		Valor usado no cálculo da revisibilidade anual
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema		Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros
	Incentivos / Remun. Garantida		Parcela Fixa + Ajustamento do Encargo Fixo
		Fator de Utilização da potência instalada	79%
		Custos de desmantelamento	Não considerado
		Observações	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017

Nota: No cálculo das previsões para as receitas de venda de energia foi utilizado um fator de perfil para refletir a diferença entre a receita unitária e o preço de mercado.

6.4.2 RESULTADOS

No quadro seguinte estão expostos os resultados para as centrais hídricas com CMEC. Como expetável, o fator de utilização apresenta uma correlação positiva com a TIR, ou seja, quando se aumenta a produção

das centrais, a TIR sobe, uma vez que a margem de mercado é positiva. Por outro lado, com a diminuição do fator de utilização, a TIR desce. Verifica-se também que, diminuindo o preço de mercado, a TIR destes centros eletroprodutores diminui, em virtude de uma diminuição das receitas, mas mantendo-se os custos constantes.

Quadro 6-19 – TIR das centrais hídricas com CMEC

			Análise de sensibilidade									
			TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)					TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
Hídricas com CMEC	2007	4,4%	11,8%	12,2%	11,3%	N.A.	N.A.	10,7%	11,1%	10,2%	N.A.	N.A.

A central de Sines apresenta conclusões semelhantes para o cenário superior de preços de mercado. No entanto, não existe uma solução matemática única na definição da rentabilidade da central de Sines no cenário inferior de preços de mercado, isto é, não existe uma TIR única para esta central nesse cenário.

Este facto decorre das particularidades da central de Sines. Esta central, ao contrário das restantes centrais térmicas com CMEC e ao conjunto das centrais hídricas com CMEC, contribuiu para a diminuição do valor inicial dos CMEC, porque assumiu-se que, em condições de mercado, teria custos totais inferiores às receitas expetáveis, que foram deduzidos ao valor inicial dos CMEC, contribuindo deste modo para a diminuição do seu valor. Assim, o contributo da central de Sines para a anuidade da parcela fixa a pagar até 2027 não constitui um rendimento desta central, mas sim um custo. Este custo, associado a outros custos adicionais entretanto ocorridos (tarifa social, o Decreto-lei 74/2013 e a CESE), diminuem a margem operacional desta central, tornando-a para preços de mercado mais baixos não rentável a partir de 2018, o que justifica a existência de várias TIR.

Quadro 6-20 – TIR da central de Sines

		Análise de sensibilidade									
		TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)						TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)			
ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
Térmica de Sines com CMEC	2007	4,4%	5,2%	5,5%	4,9%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

Nos quadros seguintes estão dispostos os valores dos custos nivelados para estes produtores.

Quadro 6-21 – LCOE das centrais hídricas com CMEC

	ANO Ref. LCOE	Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Hídricas com CMEC	2007	56	N.A.	N.A.	59	N.A.	N.A.

Com a diminuição do fator de utilização (para as centrais térmicas a variação é de 5%), descem os custos e a quantidade produzida, para o caso de Sines no período compreendido entre 2018-2025. Conjugados os dois efeitos neste horizonte temporal, o impacto da redução do fator de utilização no LCOE desta central é quase nulo, como se observa na figura seguinte⁶⁹.

Quadro 6-22 – LCOE da central de Sines

	ANO Ref. LCOE	Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Térmica de Sines com CMEC	2007	51	N.A.	N.A.	51	N.A.	N.A.

6.5 PRODUTORES TÉRMICOS EM MERCADO

Neste ponto são analisados os produtores térmicos em mercado, que no atual contexto do sistema electroprodutor português, correspondem às centrais de ciclo combinado a gás natural⁷⁰. Estes produtores receberam garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade em 2011 e 2012, tendo esses montantes sido considerados no presente estudo. Atualmente, estes produtores são elegíveis para participar nos leilões para a remuneração da reserva de segurança do SEN (RRS), embora os respetivos montantes não sejam considerados neste estudo.

6.5.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

De modo semelhante ao efetuado para os restantes segmentos, a análise da rentabilidade e do LCOE deste segmento foi feita para o agregado da potência instalada das centrais que o compõem. Nestas simulações, para além dos pressupostos gerais, assumiram-se os seguintes pressupostos específicos:

- O ano do investimento inicial foi determinado com base nos anos de entrada em exploração de cada centro electroprodutor do segmento e da sua potência instalada, ou seja, calculou-se um ano

⁶⁹ O impacto é de facto de 0,15 €/MWh a mais no valor do LCOE da central de Sines.

⁷⁰ Excluindo a central de ciclo combinado da Turbogás, que está enquadrada por CAE.

médio de entrada em exploração ponderado pela potência instalada. O ano médio assim apurado foi 2007;

- O valor de investimento é obtido através de custos unitários tipificados⁷¹ para centrais de ciclo combinado e assumindo a totalidade da potência do segmento;
- Os custos variáveis de exploração incluem os custos com combustível, determinados através da evolução do preço do gás natural e do rendimento médio de todas as centrais (47,6% de 2018 a 2032, que equivale ao rendimento médio das centrais verificado nos anos em que o fator de utilização foi semelhante ao utilizado nas simulações), e os custos com licenças de CO₂, determinados através da evolução do preço das licenças de CO₂ e de um fator de emissão médio de 0,354 tonCO₂/MWh⁷²;
- O tempo de vida útil para centrais de ciclo combinado é de 25 anos;
- A garantia de Potência foi considerada na modalidade de incentivo à disponibilidade em 2011 e 2012 (até maio, devido à revogação da Portaria n.º 75/2010, de 20 de agosto, pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio);

⁷¹ "Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants", [EIA], Nov 2016
https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf

⁷² Correspondente à média entre 2010 e 2017 dos fatores de emissão de CO₂, em base anual, publicados pela ERSE para efeitos de rotulagem de energia elétrica
<http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/informacaodesuporte/Paginas/default.aspx>

Quadro 6-23 – Pressupostos utilizados para as centrais térmicas em mercado

Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado			
Gerais	Vida útil do equipamento		25
	Duração da remuneração bonificada		
	Ano investimento / início simulação		2007
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		9,7%
Investimento		Custos de Investimento	Custos tipificados EIA [4]
		Subsídios de Investimento	
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	
		Outros custos fixos	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	
		Custos Combustíveis	Através da produção e rendimento obteve-se o consumo de GN da central, que foi valorizado ao preço de mercado
		Custos CO2	Através da produção e do fator de emissão obteve-se o n.º de licenças de CO2, que foram valorizadas ao preço de mercado
		Outros custos variáveis	» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia		Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema		
	Incentivos / Remun.Garantida		
		Fator de Utilização da potência instalada	27%
		Custos de desmantelamento	Não considerado
		Observações	FU igual à média do verificado entre 2015 e 2017

Nota: No cálculo das previsões para as receitas de venda de energia foi utilizado um fator de perfil para refletir a diferença entre a receita unitária e o preço de mercado.

[4] "Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants", [EIA], Nov 2016

https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf

6.5.2 RESULTADOS

De acordo com os resultados expostos no quadro seguinte, as centrais térmicas em mercado apresentam uma rentabilidade negativa, já que a sua TIR é inferior ao WACC definido para o segmento, que consta do Anexo I. A rentabilidade destas centrais é bastante sensível à variação dos custos de investimento e ao preço de mercado. No cenário inferior de evolução do preço de eletricidade, a TIR diminui com o aumento da produção, indiciando uma margem de mercado negativa.

Quadro 6-24 – TIR das centrais térmicas em mercado

			Análise de sensibilidade									
			TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)					TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
			TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR										
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	2007	4,4%	4,0%	4,3%	3,5%	6,0%	2,6%	-1,0%	-1,7%	-1,0%	1,1%	-2,6%

O quadro seguinte reitera o facto de a rentabilidade destas centrais ser mais sensível ao custo de investimento do que ao fator de utilização.

Quadro 6-25 – LCOE das centrais térmicas em mercado

		Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
ANO Ref. LCOE		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	2007	78	72	85	81	74	88

6.6 PRODUTORES HÍDRICOS EM MERCADO

6.6.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo são estudados os produtores com aproveitamentos hidroelétricos em mercado, ou seja, produtores sem qualquer tipo de incentivo na parcela da receita (PRE com FIT) e a quem lhes foi atribuído um valor de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento. Para a análise foram considerados os centros electroprodutores deste segmento com dados disponíveis como um todo, simulando um centro electroprodutor único com os seguintes pressupostos:

- A data de início de construção é 2009 e corresponde a um valor médio, calculado tendo em conta o ano de início de construção de cada centro electroprodutor ponderado pelo valor da potência instalada;

- A data de entrada em exploração é 2015, que também corresponde a um valor médio, calculado tendo em conta o ano de entrada em exploração de cada centro electroprodutor ponderado pelo valor da potência instalada;
- O valor de investimento é o valor real reportado pelo promotor, para os centros electroprodutores considerados, alocado entre 2009 e 2015, com uma percentagem do investimento de 5% em 2009, 15% em 2010 e 20% nos restantes anos;
- A potência instalada é igual à soma da potência instalada dos centros electroprodutores considerados;
- Os custos exploração fixos em termos de potência correspondem a 2,2% dos custos de investimento, de acordo com o valor da IRENA, atualizado para os respetivos anos, tendo em conta o deflator do PIB;
- A vida útil é de 60 anos⁷³;
- A garantia de Potência é o valor médio unitário do incentivo ao investimento (€/MW) afetado do Índice Cumprimento Prazo, ponderado pelo valor da potência instalada de cada centro electroprodutor, por um período de 10 anos.

No quadro seguinte são apresentados os pressupostos que foram usados nas simulações efetuadas para os produtores hídricos em mercado.

⁷³ No documento "Renewable energy technologies: Cost Analysis Series", June 2012, Hydropower, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, IRENA é referido que a vida útil das centrais hídricas é bastante longa, dependendo da particularidade de alguns componentes, entre 30 a 80 anos, com algumas centrais a manterem-se operacionais por mais de 100 anos. Segundo a International Energy Agency, no seu documento "Renewable Energy Essentials: Hydropower", muitas centrais hídricas construídas há 50 e há 100 anos atrás continuam hoje a operar. No documento "Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050", de A. Schröder et al, publicado pelo Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013, são referidos diferentes períodos de vida útil, tendo em conta diferentes estudos, de 50 a 60 anos, 80 anos, 60 anos e 50 anos. Desta forma foi considerado um valor intermédio indicativo de 60 anos.

Quadro 6-26 – Pressupostos utilizados para as centrais hídricas em mercado

Hídricas em Mercado com Garantia de Potência			
Gerais		Vida útil do equipamento	60 anos
		Duração da remuneração bonificada	10 anos de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento
		Ano investimento / início simulação	2009
		Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	
		Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	8,6%
Investimento		Custos de Investimento	Valores reais reportados pelo promotor
		Subsídios de Investimento	
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA, em percentagem dos custos de investimento, anuais, por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano, para a todas as centrais
		Outros custos fixos	» Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	
		Custos Combustíveis	
		Custos CO2	
		Outros custos variáveis	» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema		
	Incentivos / Remun.Garantida	GP: Valor médio unitário do incentivo ao investimento (€/MW) afetado do ICP, ponderado pela potência instalada de cada central	
Fator de Utilização da potência instalada		25%	
Custos de desmantelamento		Não considerado	
Observações		FU definido tendo em conta a média verificado entre 2010 e 2017 das centrais hídricas com CMEC	

Fontes: [1] "Renewable power generation costs in 2017", International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018

6.6.2 RESULTADOS

No quadro seguinte estão apresentados os resultados para segmento de centrais hídricas em mercado com Garantia de Potência. Como se pode observar e é exetável, o fator de utilização apresenta uma correlação positiva com a TIR. A análise de sensibilidade não inclui o efeito de variação dos custos de investimento (quer para a TIR quer para o LCOE), por se terem considerado os custos reais de investimento das centrais que fazem parte deste segmento em análise. Por outro lado, é incluída na análise o efeito de atribuição do valor de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento (de igual modo para a TIR quer para o LCOE) a estas centrais. Pode-se observar que o efeito da garantia de potência tem um impacto de cerca de 0,5pp na TIR.

Quadro 6-27 – TIR das centrais hídricas em mercado com Garantia de Potência

		Análise de sensibilidade										
		TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)						TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	2009	4,2%	9,8%	10,6%	8,9%	N.A.	N.A.	7,2%	8,2%	6,3%	N.A.	N.A.
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência (sem considerar valor da Garantia de Potência)	2009	4,2%	9,4%	10,2%	8,5%	N.A.	N.A.	6,7%	7,6%	5,8%	N.A.	N.A.

No quadro abaixo são apresentados os valores obtidos do LCOE, tendo em conta diferentes fatores de utilização: um fator de utilização 2,5pp acima do valor base central definido (resultando num fator de utilização de 27,5% - fator de utilização superior) e um valor do fator de utilização 2,5pp abaixo do valor base central definido (resultando num fator de utilização de 22,5% - fator de utilização inferior). Pode-se observar que os valores dos LCOE destes centros eletroprodutores variam significativamente consoante a energia produzida: com a redução do fator de utilização de 27,5% para 22,5%, o LCOE varia de 57€/MWh para 68€/MWh. À semelhança da anterior análise para a TIR, pode-se observar no quadro abaixo o efeito que o incentivo da garantia de potência tem no LCOE. A não consideração do valor de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento atribuído a estas centrais aumenta o LCOE de 57€/MWh para 60€/MWh no cenário base inferior e de 68€/MWh para 72€/MWh no cenário base superior.

Quadro 6-28 – LCOE das centrais hídricas em mercado com Garantia de Potência

		Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
	ANO Ref. LCOE	LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	2009	61	N.A.	N.A.	74	N.A.	N.A.
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência (sem considerar valor da Garantia de Potência)	2009	65	N.A.	N.A.	78	N.A.	N.A.

6.7 PRODUTORES FOTOVOLTAICOS EM MERCADO

6.7.1 PRESSUPOSTOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo são apresentados os resultados do LCOE e da TIR dos produtores fotovoltaicos em regime de mercado, ou seja, produtores sem qualquer tipo de garantia de receita. Para a análise foram considerados os centros electroprodutores deste segmento com dados disponíveis como um todo, simulando um centro electroprodutor único com os seguintes pressupostos:

- Data de início de construção é 2018, o ano em que se ligam os primeiros produtores fotovoltaicos, iniciando-se a partir daí a ligação de mais produtores até 2020;
- O valor de investimento corresponde a custos tipificados de acordo com a IRENA⁷⁴ e com os relatórios de IEA PVPS⁷⁵, em conformidade com o realizado na fotovoltaica com FIT. Devido à inexistência de dados sobre os custos de investimento para 2018 ou para os próximos anos, recorreu-se ao último valor disponibilizados nos relatórios da IEA PVPS em 2016 e pressupondo-se uma estabilidade deste valor nos próximos anos. Este montante é corroborado pela tendência decrescente dos valores disponibilizados pela IRENA, apontando nomeadamente um valor de cerca de 650€/kW para 2025, ou seja, em linha com o pressuposto que o valor da IEA PVPS já atingiu a maturidade. Desta forma, os valores de custo de investimento para 2018 são de aproximadamente de 750€/kW;
- Relativamente aos custos de exploração utilizou-se os mesmos custos tipificados utilizados na fotovoltaica com FIT, ou seja, os dados com fonte na KIC Innoenergy⁷⁶ para o caso europeu no ano de 2015 e com atualização através do deflator do PIB para os restantes anos. Este custo de exploração varia com a potência e é aproximadamente 20€/kW;
- Considerou-se uma vida útil de 25 anos, tal como utilizado nas fotovoltaicas com FIT, de acordo com a IRENA⁷⁴;
- Para fator de utilização deste segmento de produtores, considerou-se como valor central para as simulações 18,7% (1640 horas), que corresponde ao valor médio dos produtores fotovoltaicos a nível nacional em 2017⁷⁷;

⁷⁴ International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017 (http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

⁷⁵ International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) (http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5Bpointer%5D=0)

⁷⁶ KIC InnoEnergy. (2015). Future renewable energy costs: solar photovoltaics (<http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2016/01/KIC-InnoEnergy-Solar-PV-anticipated-innovations-impact.pdf>)

⁷⁷ Caso tivessem sido excluídos os produtores fotovoltaicos com fator de utilização abaixo de 10%, este valor subiria para 20,5% (1790 horas), o qual se encontra dentro da gama considerada para as análises de sensibilidade ao fator de utilização, ou seja, entre (18,7% - 2,5%) e (18,7% + 2,5%), para este segmento de produtores.

Quadro 6-29 – Pressupostos utilizados para os produtores fotovoltaicos em mercado

Fotovoltaicas em Mercado			
Gerais	Vida útil do equipamento		25 anos
	Duração da remuneração bonificada		
	Ano investimento / início simulação		2018
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		8,2%
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)		
Investimento		Custos de Investimento	Custos tipificados IRENA/IEA PVPS para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano
		Subsídios de Investimento	
Exploração	Fixos	Custos Fixos O&M	
		Outros custos fixos	Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico até 2022
	Variáveis	Custos Variáveis O&M	Custos tipificados KIC InnoEnergy por unidade de potência, atualizados com deflator do PIB para cada ano
		Custos Combustíveis	
		Custos CO2	
		Outros custos variáveis	» Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia		Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema		
	Incentivos / Remun.Garantida		
		Fator de Utilização da potência instalada	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017
		Custos de desmantelamento	Não considerado
		Observações	

Fontes:

[1] International energy agency(IEA)/Nuclear energy agency(NEA). (2015). Projected costs of generating electricity. Edição de 2015 (<https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>)

[2] Compilação dos relatórios IEA PVPS (http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5Bpointer%5D=0)

6.7.2 RESULTADOS

No quadro seguinte estão apresentados os resultados para o segmento de centrais fotovoltaicas em regime de mercado. Realça-se o valor dos testes de sensibilidade para os custos de investimento (+ ou – 20%), uma vez que são tipificados, originando um intervalo entre 5% e 14,7%, dependendo do cenário de evolução do preço da eletricidade. O fator de utilização destaca-se por ser a variável com menor variação, no entanto realça-se que a análise de sensibilidade a que foi sujeito este fator foi de 2,5 pontos percentuais. Conclusões semelhantes às retiradas para a TIR podem ser transpostas para os preços nivelados.

Quadro 6-30 – TIR dos produtores fotovoltaicos em mercado

			Análise de sensibilidade									
			TIR Cenário superior evolução preço eletricidade (%)					TIR Cenário inferior evolução preço eletricidade (%)				
			TIR Base superior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior	TIR Base inferior (%)	TIR c/ fator utilização superior	TIR c/ fator utilização inferior	TIR c/ custo investimento inferior	TIR c/ custo investimento superior
	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR										
Fotovoltaicas em Mercado	2018	1,8%	11,5%	13,6%	9,2%	14,5%	9,3%	6,8%	8,8%	4,7%	9,5%	4,9%

Nota Os valores da TIR apresentados são para o ano zero da análise, 2018, o ano de referência de início de construção, o ano do primeiro cash-flow de investimento.

Quadro 6-31 – LCOE dos produtores fotovoltaicos em mercado

		Análise de sensibilidade					
		LCOE Fator Utilização superior (EUR/MWh)			LCOE Fator Utilização inferior (EUR/MWh)		
ANO Ref. LCOE		LCOE Base inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)	LCOE Base superior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento inferior (EUR/MWh)	LCOE c/ custo investimento superior (EUR/MWh)
Fotovoltaicas em Mercado	2018	55	47	64	72	61	83

6.8 ANÁLISES DOS RESULTADOS OBTIDOS PARA A RENTABILIDADE E CUSTOS NIVELADOS

Os valores de LCOE e de TIR apresentados ao longo deste trabalho, evidenciam a existência de grandes discrepâncias no que diz respeito à rentabilidade e, consequentemente, à viabilidade económica dos diferentes segmentos de produção analisados.

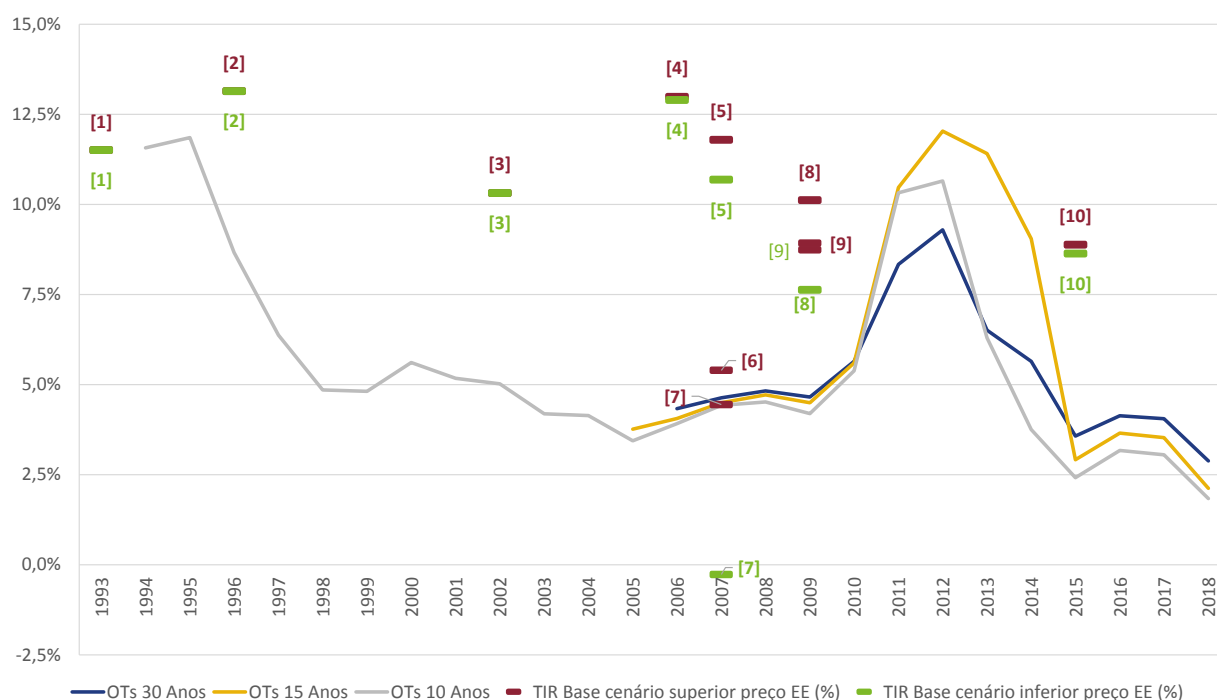
Estas diferenças refletem um conjunto vasto de fatores: i) económicos, ii) tecnológicos e iii) de política energética, que importa ter em conta.

Em primeiro lugar, os contextos económicos e financeiros em que a tomada de decisão de investimento e a sua concretização se realizam devem ser ponderados.

A rentabilidade perspectivada por um promotor para um investimento num determinado momento, depende fortemente do contexto financeiro em que se encontra. Uma TIR que hoje é considerada elevada ou baixa, poderá ser percecionada de forma oposta em contextos financeiros diferentes.

Na figura *infra* são apresentados valores obtidos da TIR nas simulações com o cenário superior e no cenário inferior de evolução dos preços de energia elétrica, para o ano zero (primeiro ano de investimento) das análises efetuadas, comparadas com as *yields* das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa, em cada ano, para os 10 maiores segmentos de produtores analisados neste estudo em termos de potência instalada. Desta forma, pode-se observar a TIR de cada projeto contextualizada com as condições financeiras existentes à data de investimento. De modo a garantir a sua representatividade, a análise efetuou-se para os 10 segmentos mais importantes, em termos de potência instalada do estudo, que no seu todo representam cerca de 94% da potência instalada dos segmentos de produção considerados no estudo.

Figura 6-10 – Evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro em Portugal e valores das TIR resultantes das simulações do estudo para os 10 principais segmentos de produção analisados



Código Segmento	Segmento	Código Segmento	Segmento
[1]	Térmica a carvão do Pego com CAE	[6]	Térmica de Sines com CMEC
[2]	Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	[7]	Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado
[3]	Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	[8]	Hídricas em Mercado com Garantia de Potência
[4]	Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	[9]	Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)
[5]	Hídricas com CMEC	[10]	Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)

Fontes: ERSE, Reuters, EDP, IRENA, IEA

Observa-se uma certa proximidade entre os níveis de rentabilidade implícita nas TIR dos projetos lançados até meados dos anos noventa do século passado e as *yields* das OT a 10 anos⁷⁸ nos períodos em causa. Em sentido oposto, observa-se para alguns segmentos de PRE FIT e para as hídricas com CMEC que a TIR é significativamente maior do que a *yield* a 10 anos verificada no ano de referência para o investimento.

Em sentido oposto, observa-se que a TIR das centrais de ciclo combinado a gás natural em mercado é substancialmente inferior às *yields* que se verificavam na data, média, de entrada em exploração.

Por outro lado, às diferentes tecnologias de produção estão associadas condicionantes diferentes de produção presentes e futuras, pelo que existem igualmente diferentes perspetivas no que diz respeito à

⁷⁸ Não existe séries de *yields* de OT de maior duração, para um período tão alargado.

segurança com que as receitas poderão ser obtidas. Estas diferenças resultam em diferentes riscos associados a cada segmento, que poderão, ou não, ser mitigados consoante as decisões de política energética e estratégica. A cada risco está associado uma taxa de remuneração teórica que reflete o risco, que corresponde ao custo de capital, medido neste estudo através do WACC. Os custos de capital por segmento são apresentados no ponto 6.1.2.

Quadro 6-32 – TIR calculada para os 10 principais segmentos de produtores analisados pela ERSE neste estudo

	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR mínima (%)	TIR máxima (%)
Hídricas com CMEC	2007	4,4%	10,2%	12,2%
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	2009	4,2%	6,3%	10,6%
Térmica de Sines com CMEC	2007	4,4%	4,9%	5,5%
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	2007	4,4%	-2,6%	6,0%
Térmica a carvão do Pego com CAE	1993	N.D.	11,5%	11,5%
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	1996	8,7%	13,1%	13,1%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	5,0%	7,3%	12,5%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	3,9%	9,9%	16,4%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	4,2%	6,6%	11,9%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	2,4%	6,6%	11,6%

Como foi referido, estas simulações foram efetuadas nos pressupostos que os centros eletroprodutores suportavam todos os custos definidos por lei. Existem, todavia, alguns custos impostos legalmente, cujo pagamento tem sido alvo de contestação por parte dos produtores, levando, em certas situações, ao não pagamento dos custos nos termos definidos nos respetivos diplomas. Encontram-se nesta situação os custos com CESE, Tarifas Social, decorrentes da aplicação do Decreto-lei n.º 74/2013 e a Portaria n.º 268-B/2016, que é aplicada exclusivamente aos produtores com FIT.

No quadro seguinte apresenta-se o impacte na TIR decorrente do não pagamento por parte desses produtores dos custos em questão.

Quadro 6-33 – Impacte da TIR do não pagamento de alguns custos impostos legalmente

	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR com pagamento CESE, Tarifa Social e DL 74/2013	TIR sem pagamento CESE, Tarifa Social e DL 74/2013
Hídricas com CMEC	2007	4,4%	11,8%	12,2%
Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	2009	4,2%	9,8%	10,9%
Térmica de Sines com CMEC	2007	4,4%	5,2%	7,7%
Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	2007	4,4%	4,0%	4,8%
Térmica a carvão do Pego com CAE	1993	N.D.	11,5%	11,5%
Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	1996	8,7%	13,1%	13,2%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	5,0%	9,5%	10,8%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	3,9%	12,7%	13,6%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	4,2%	8,9%	9,5%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	2,4%	8,9%	9,5%

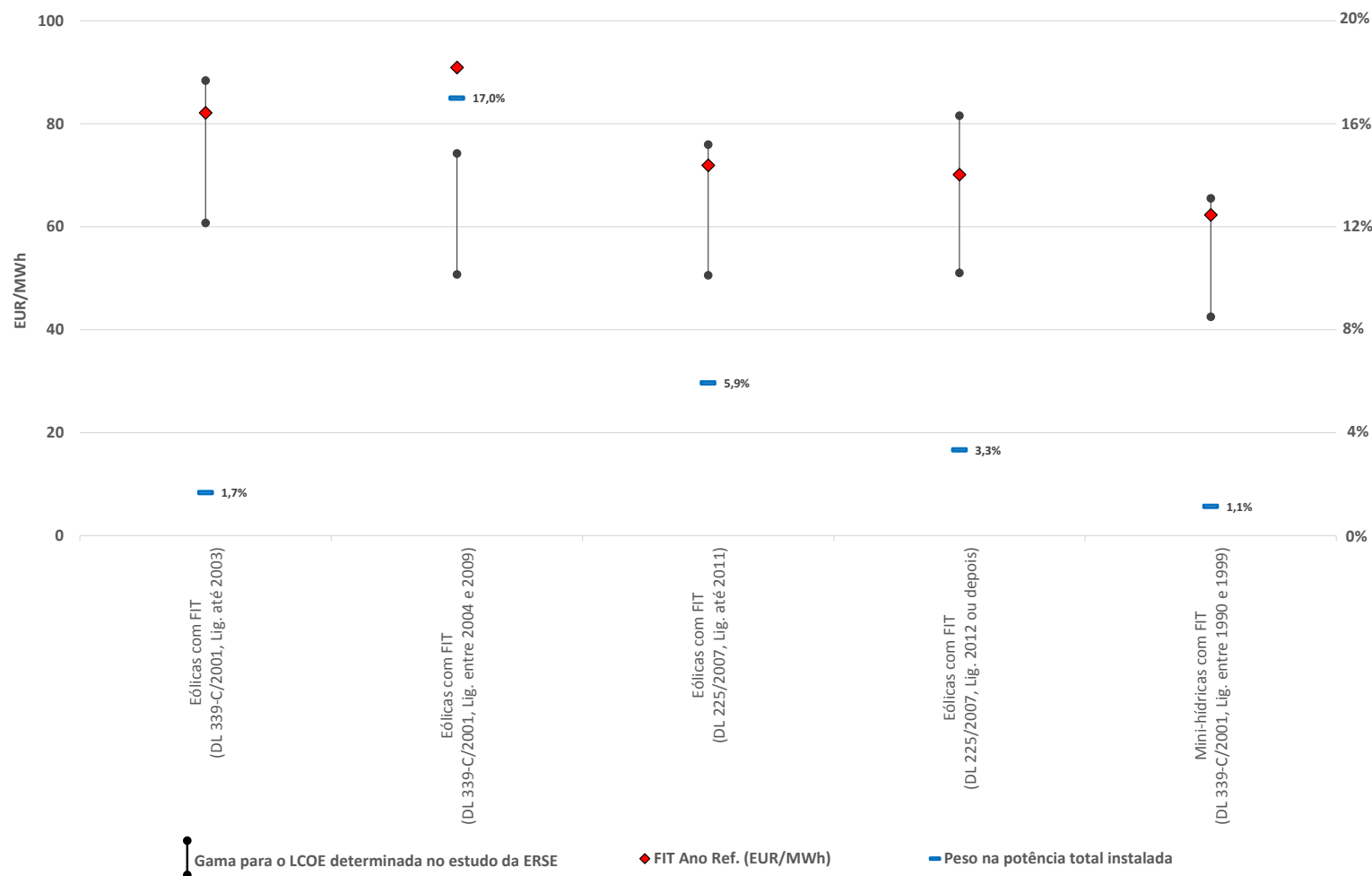
No quadro seguinte, apresenta-se um resumo dos LCOE calculados, para todos os segmentos de produtores com FIT considerados neste estudo, bem como o FIT média para o ano a que respeita o LCOE.

Quadro 6-34 – LCOE calculado e FIT média para os segmentos de produtores com FIT analisados pela ERSE neste estudo

	ANO Ref. LCOE	LCOE mínimo (EUR/MWh)	LCOE máximo (EUR/MWh)	FIT Ano Ref. (EUR/MWh)
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	61	88	82
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	51	74	91
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	2010	42	61	93
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	51	76	72
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	51	82	70
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	1994	42	66	62
Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	2005	52	84	85
Mini-hídrica com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	2012	58	98	84
Biomassa com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2002	72	108	100
Biomassa com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2009	82	126	110
Biogás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. até 2006)	2006	85	107	106
Biogás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	2011	93	120	111
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT>300EUR/MWh)	2008	172	274	328
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT>200EUR/MWh)	2014	82	131	265
Fotovoltaica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT≤200EUR/MWh)	2015	68	117	155

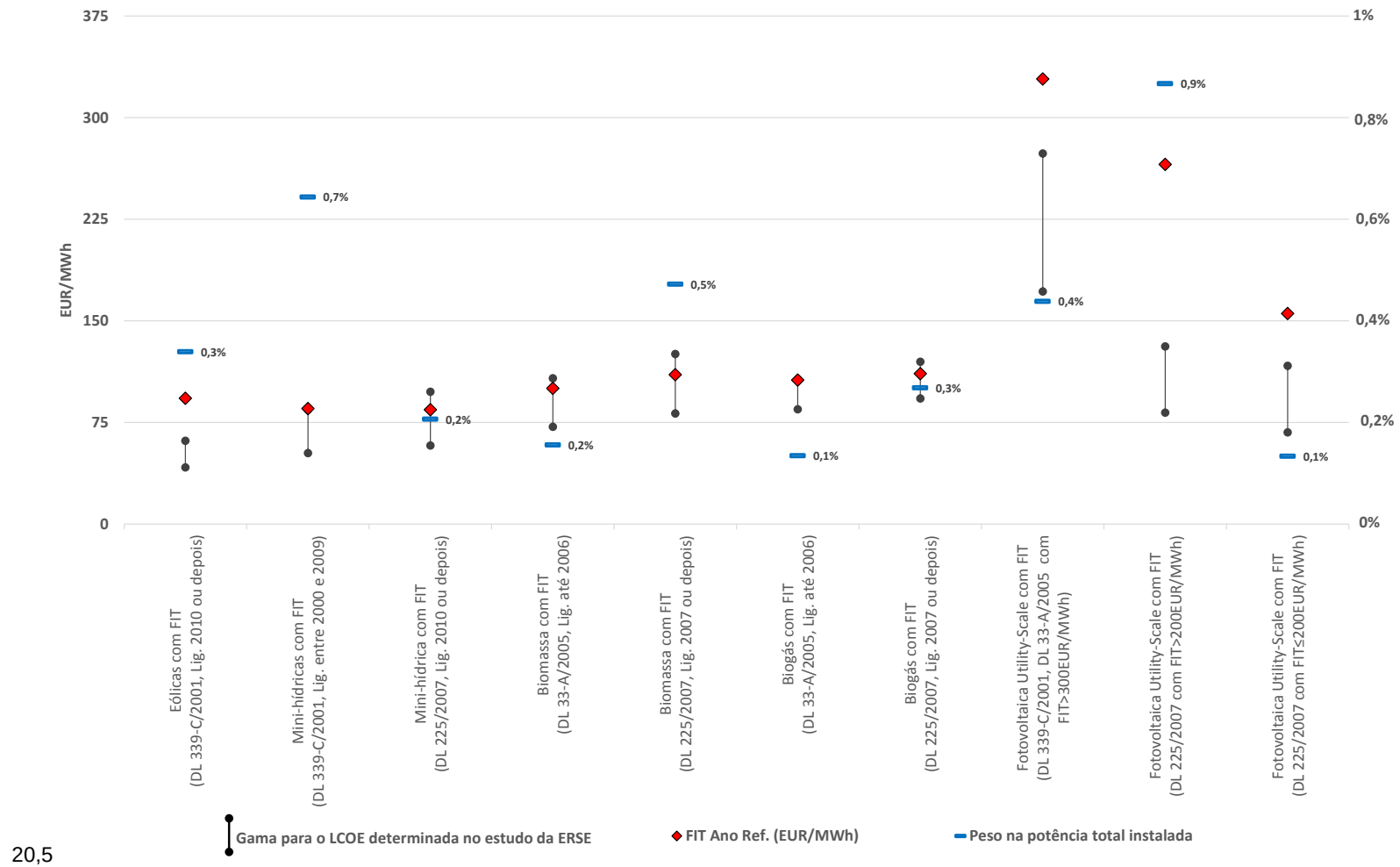
A Figura 6-12 compara os custos nivelados de cada segmento com FIT, com a respetiva tarifa garantida, para os principais segmentos com FIT, medido pela potência instalada. Esta figura inclui igualmente o peso de cada segmento na potência instalada total no SEN. Quanto maior a diferença entre a FIT e os respetivos LCOE maior a rentabilidade do projeto caso a diferença do projeto, ou menor, caso a diferença for negativa.

Figura 6-11 – Intervalo do LCOE calculado, FIT média e o peso na potência instalada em Portugal para os principais segmentos de produtores com FIT analisados pela ERSE neste estudo



A Figura 6-12 compara os custos nivelados de cada segmento com FIT, com a respetiva tarifa garantida, para os principais segmentos com FIT, medido pela potência instalada. Esta figura inclui igualmente o peso de cada segmento na potência instalada total no SEN.

Figura 6-12 – Intervalo do LCOE calculado, FIT média e o peso na potência instalada em Portugal para os restantes segmentos de produtores com FIT analisados pela ERSE neste estudo



O quadro e figura anterior mostram que os custos nivelados de produção de eletricidade obtidos neste estudo são em geral inferiores à FIT média atribuída ao segmento de produtores em causa. Excetuam-se a esta regra os segmentos de produtores eólicos, mini-hídricos, a biomassa e a biogás que se instalaram mais recentemente. No caso dos segmentos de produtores fotovoltaicos verifica-se as maiores discrepâncias entre a FIT e o LCOE calculado.

6.8.1 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Uma percentagem significativa dos produtores de energia elétrica existentes em Portugal beneficia de um quadro legislativo que procura garantir a remuneração (CAE ou CMEC) ou as receitas (PRE com FIT) destes produtores. Deste modo, a sua maior ou menor rentabilidade depende de opções de política energética ou regulatória. A figura seguinte apresenta, de forma resumida, a relação entre os segmentos de produtores e os instrumentos do mercado de energia e os instrumentos complementares em que participam, bem como as respetivas rentabilidades obtidas pela ERSE, com os pressupostos definidos no presente estudo.

Figura 6-13 – Relação entre os segmentos de produtores e os instrumentos do mercado de energia e instrumentos complementares em que participam

			Instrumentos								
			Mercado			Complementares					
			Mercado a Prazo	Mercado à Vista	Serviços de Sistema	Interruptibilidade	Garantia de Potência (investimento)	Garantia de Potência (disponibilidade)	Preço Garantido	Remuneração Garantida	TIR determinada pela ERSE
OFERTA	Centrais CMEC	Hídricas	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓	De 10,2% a 12,2%
		Sines	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓	De 4,9% a 5,5%
	Centrais CAE	Turbogás	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓	De 13,1% a 13,1%
		Pego	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓	De 11,5% a 11,5%
	FIT	Eólica	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾				✓	✓		De 6,6% a 21,7%
		Mini-Hídrica	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾				✓	✓		De 5,9% a 16,3%
		Biomassa	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾				✓	✓		De 6,1% a 15,7%
		Biogás	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾				✓	✓		De 2% a 11,6%
		Fotovoltaica	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾				✓	✓		De 7,3% a 29,7%
		Cogeração	✓ ⁽¹⁾	✓ ⁽¹⁾		✓ ⁽²⁾		✓	✓		Só tem significância com valorização da energia térmica
	Mercado	Hídricas com GP	✓	✓	✓		✓	✓			De 6,3% a 10,6%
		CCGT	✓	✓	✓			✓			De -2,6% a 6%
		Fotovoltaica	✓		✓			✓			De 4,7% a 14,5%
PROCURA			✓	✓	✓	✓					

Notas:

⁽¹⁾ Remuneração implícita no regime.

⁽²⁾ Algumas instalações de cogeração estão associadas a grandes instalações consumidoras de energia elétrica, que beneficiam do regime de interruptibilidade.

Nos produtores renováveis com FIT, em que a margem de operação por energia produzida não depende da atividade, a rentabilidade é significativamente influenciada pela adequação da receita garantida aos custos de investimento em que o produtor incorre. Na análise efetuada concluiu-se que quando estes valores de remuneração garantida não têm uma tendência de evolução que acompanhe a evolução dos custos de investimentos decorrentes da evolução tecnológica, as TIR sobem substancialmente acima dos WACC típicos para esse tipo de produtores. Este efeito normalmente é mais notório quando ocorre em zonas da curva de aprendizagem com declive acentuado, tal como as centrais fotovoltaicas e as centrais eólicas, destacando-se, todavia, estas últimas pelo seu maior peso no *mix* de produção nacional.

No caso dos produtores com CAE e CMEC que se encontram atualmente em operação, existem grandes diferenças na rentabilidade das centrais. No entanto, com exceção da central de Sines, nas restantes situações (centrais hídricas com CMEC e centrais com CAE do Pego e da Turbogás) as TIR são significativamente superiores aos WACC estimado para estas tecnologias.

O último grande grupo de centros electroprodutores corresponde aos centros electroprodutores em regime de mercado. Neste grupo incluíram-se as centrais hídricas com garantia de potência visto o impacte deste apoio ser diminuto na rentabilidade dessas centrais, como foi observado no presente estudo. Da análise efetuada, conclui-se que os segmentos de produtores com custos marginais de produção próximos de 0, caso das hídricas e das centrais fotovoltaicas, apresentam níveis de rentabilidade em linha com o risco percebido da operação, medido pelo seu WACC. No entanto, os centros electroprodutores em regime de mercado com custos marginais de produção dependentes da evolução dos custos dos combustíveis, caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, apresentam taxas de rentabilidade claramente inferiores aos seus WACC. Existe, assim, um desfasamento entre a rentabilidade que estes produtores assumiram que os projetos poderiam ter aquando da tomada de decisão de investimento e a rentabilidade que de facto tiveram, significativamente mais baixa e que se poderá dever a vários fatores, não previstos pelos promotores⁷⁹.

A finalizar, importa reforçar, por um lado que o presente estudo não é exaustivo não incorporando algumas tecnologias, tais como a cogeração, pelos motivos já expostos e que, por outro lado, a análise dos resultados obtidos para os custos nivelados e para a rentabilidade dos vários segmentos de produtores não pode deixar de ser feita à luz dos pressupostos utilizados neste estudo.

⁷⁹ O impacte no preço de mercado grossista de uma maior penetração das tecnologias com custo marginal próximo de 0 será, com certeza, o factor principal.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E APLICAÇÕES DO ESTUDO

Com base nos diferentes elementos atrás mencionado, a construção de um modelo global de remuneração dos mecanismos e incentivos do lado da procura e do lado da oferta é aqui perspetivada. Necessariamente, a preocupação fundamental com o desenho de tais pressupostos remuneratórios deverá ser o da minimização dos custos suportados pelos consumidores, para um nível adequado de manutenção da segurança do abastecimento nas suas diferentes vertentes.

Adicionalmente, a perspetiva sobre qualquer modelo remuneratório não pode deixar de conter e respeitar os elementos que decorrem direta e indiretamente do enquadramento comunitário, seja no plano normativo, seja no plano da integração dos mercados de energia elétrica dos Estados Membros.

7.1 DESENHO DE MERCADO E CONSIDERAÇÕES SOBRE A REMUNERAÇÃO DOS AGENTES

A teoria económica estabelece que, no modelo de mercado que remunera exclusivamente a energia elétrica (*energy-only market*), e na ausência de falhas de mercado, os custos operacionais e de capital⁸⁰ das unidades de produção são totalmente recuperáveis por via dos preços de mercado eficientemente formados⁸¹. Essa recuperação de custos, a atração de investimento em novas unidades de produção e o incentivo para que a capacidade existente não saia do sistema, depende da não fixação de limites de preço, sendo esta, precisamente, a principal dificuldade colocada por este tipo de mercados.

Com efeito, essa circunstância pode traduzir-se na exposição dos consumidores de energia elétrica a preços demasiado elevados, o que acarreta potenciais estrangulamentos na oferta aos consumidores e levanta questões, nomeadamente pela persistência de tais preços, de eventual saída de mercado de operadores na atividade de comercialização⁸². Por outro lado, a possibilidade de ocorrência de preços

⁸⁰ OPEX e CAPEX, respetivamente.

⁸¹ A ideia subjacente à designada teoria de "*Peak Load Pricing*" é a de que os preços do mercado transmitem os sinais necessários para efeitos de investimento desde que possam variar sem restrições. Assim, em períodos de escassez, sendo o mercado orientado para ordenar de forma crescente em custo marginal a oferta de energia, o preço de mercado tende a aumentar, gerando margens de lucro (as designadas rendas de escassez) que permitem quer a recuperação dos custos fixos das unidades de produção na esfera submarginal quer a atração de novos investimentos. Da mesma forma, em cenários de excesso de capacidade, os preços de mercado tendem a descer, impedindo a recuperação de custos por parte das unidades de produção na esfera supramarginal de preço, induzindo, por essa via, a sua saída do sistema. As centrais na zona marginal de formação do preço estarão em situação de indiferença económica de curto prazo, conseguindo obter em mercado a recuperação do seu custo marginal, mas não a estrutura de custos fixos. De notar que este modelo depende objetivamente da verificação da condição de oferta de venda em mercado aderente à estrutura de custos marginais, o que é, ou pode ser, prejudicado nas situações em que uma parte não negligenciável da oferta de venda de energia dependa de preços fixados administrativamente.

⁸² Note-se que a volatilidade dos preços em cenários de escassez de capacidade de produção é potenciada por algumas especificidades do setor elétrico, como sejam a limitada possibilidade de armazenamento de energia elétrica e a reduzida elasticidade da procura ao preço.

muito elevados pode ser estrategicamente usada pelos agentes para o exercício de poder de mercado (nomeadamente através de retenção de capacidade)⁸³. Pelas razões apontadas, os preços nos mercados grossistas têm normalmente que observar um valor máximo fixado administrativamente (*cap*)⁸⁴, que tende a não refletir necessariamente o custo de oportunidade da energia elétrica em períodos de escassez (*“missing money problem”*⁸⁵).

Adicionalmente importa ter presente que, no longo prazo, as decisões dos agentes económicos sobre a instalação de nova capacidade de produção são condicionadas pela existência de custos fixos significativos e de economias de escala. Num mercado competitivo, essas decisões são baseadas na perspetiva de que o equilíbrio de mercado de longo prazo seja obtido com um custo marginal igual ao custo médio de produção que determina o preço de mercado.

Ora, no atual contexto do mercado ibérico existe uma parte não negligenciável da oferta de energia que tem preços de venda fixados administrativamente, desacoplando a decisão de instalação de capacidade da circunstância do preço formado em mercado superar ou não os custos médios de produção de longo prazo. Tal significa que não existe necessariamente uma aderência do mercado à estrutura de custos de longo prazo, situação que é agravada pelo facto de a capacidade de interligação do mercado ibérico com os restantes mercados europeus, que poderia funcionar como fator de mitigação do problema, se manter abaixo da desejável⁸⁶. Na presença destas condições, um mercado *“energy-only”* dificulta uma tomada de decisão por parte dos agentes conducente a um verdadeiro equilíbrio de longo prazo do mercado. Esta

⁸³ A identificação do exercício de poder de mercado coloca dificuldades várias. Com efeito, no documento intitulado *“Generation adequacy and investment incentives in Britain: from the Pool to NETA”*, disponível em <https://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0459.html>, refere-se que *“The most convincing argument against energy only markets lies in the difficulties for regulatory authorities to distinguish between the exercise of market power and legitimate scarcity rent.”*.

⁸⁴ No caso do MIBEL o preço máximo permitido é de 180,03 €/MWh. Este valor pode considerar-se reduzido se colocado em perspetiva com os de outros mercados europeus (por exemplo, na Irlanda o preço máximo é de 1000 €/MWh e na Bélgica, na Dinamarca, em França, na Alemanha, em Itália e na Suécia esse valor é de 3000 €/MWh).

⁸⁵ Note-se que este problema não se coloca numa situação de equilíbrio de mercado, verificando-se apenas transitoriamente. Com efeito, a reação dos investidores à existência de tetos de preço nos mercados grossistas que possam não traduzir o custo de oportunidade em cenários de escassez é a redução do investimento para um nível tal que permita, por via dos preços resultantes, a recuperação do investimento realizado.

⁸⁶ Em concreto, a Resolução do Parlamento Europeu, de 15 de dezembro de 2015, sobre alcançar o objetivo de 10% de interligação elétrica – preparar a rede elétrica europeia para 2020 (2015/2108(INI)), “salienta a importância de aumentar de forma significativa a interligação entre Espanha e França, de modo a apoiar as energias renováveis na região e a permitir a plena participação da Península Ibérica no mercado interno da eletricidade; considera que a declaração de Madrid, assinada em 4 de março de 2015, e a criação de um Grupo de Alto Nível para o Sudoeste da Europa sobre as interligações constituem passos importantes para aumentar a interligação da região; reconhece que a atual capacidade de interligação entre a Península Ibérica e a Europa continental é demasiado reduzida e que os projetos incluídos na primeira lista de PIC não foram suficientes para alcançar a meta de interligação em 2020; exorta os países da região a apoiar o desenvolvimento do seu considerável potencial de energia renovável e a facilitar o acesso do setor ao mercado europeu integrado”.

circunstância é agravada pelos ainda reduzidos níveis de profundidade e liquidez apresentados pelo mercado a prazo ibérico⁸⁷.

Por outro lado, na atual conjuntura europeia, não parece existir consenso, designadamente de cariz técnico-científico, em relação à capacidade deste tipo de mercados para garantir de forma constante um *mix* de produção adequado que permita responder às solicitações da procura⁸⁸ e da garantia do abastecimento.

Pelas razões apontadas⁸⁹, e para obviar aos riscos percebidos de défices de capacidade no longo prazo (por falta de investimento) e de energia no curto e médio prazos (designadamente em períodos de escassez do recurso primário nos sistemas com forte presença de fontes de energia renováveis), amplificados no caso de sistemas com capacidades de interligação reduzidas⁹⁰, os Estados-Membros da União Europeia têm vindo a introduzir, com carácter complementar, mecanismos específicos, em linha aliás com o previsto na Diretiva 2005/89/CE, de 18 de janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas⁹¹.

Podendo, em certas circunstâncias e observados determinados princípios, justificar-se a adoção de mecanismos ou instrumentos regulados por parte dos Estados-Membros da União Europeia, enquanto instrumentos complementares dos mercados de energia elétrica, para, por exemplo, o incentivo ao investimento em unidades de produção, essa adoção é, no entanto, passível de crítica, com base nos seguintes principais argumentos⁹²:

- Distorções: quando introduzidos prematuramente, sem uma identificação adequada do problema ou de uma forma não coordenada (designadamente, não considerando o papel das interligações), os

⁸⁷ ACER Market monitoring report 2015, disponível em <http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/Pages/default.aspx>.

⁸⁸ A Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER), no documento intitulado “*Opinion of the ACER n.º 5/2013 on capacity markets*”, de 15 de fevereiro de 2013 (disponível em <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-issues-an-Opinion-on-Capacity-Markets-upon-request-of-the-European-Parliament.aspx>), reconhece que “(...) *there is no guarantee, even once the EU electricity market integration process is completed, that an energy-only market will be able by itself to deliver the required level of resource adequacy and system flexibility. Consequently, the energy market may need to be complemented by additional arrangements, aimed specifically at promoting adequacy and flexibility* (...)”.

⁸⁹ É importante ter presente que as motivações subjacentes à introdução de mecanismos de remuneração de capacidade são múltiplas, não se esgotando na dimensão da garantia da segurança do abastecimento, podendo incluir, entre outras, a redução do risco e da volatilidade dos preços ou incentivos à participação da procura.

⁹⁰ Como é o caso da Península Ibérica, cujo nível de interligação com França é de apenas 4% (http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5187_en.htm).

⁹¹ Em concreto, a Diretiva prevê que “As medidas a que será possível recorrer para assegurar a manutenção de níveis adequados de capacidade de produção de reservas deverão respeitar os princípios do mercado e não ser discriminatórias, podendo consistir em garantias ou convenções contratuais, opções de capacidade ou obrigações de capacidade. Essas medidas poderão também ser completadas por outros instrumentos não discriminatórios, como os pagamentos de capacidade.”

⁹² Note-se que, em qualquer caso, a maioria dos mecanismos de remuneração de capacidade existentes vigora há relativamente pouco tempo, pelo que a inexistência de séries temporais suficientemente longas poderá limitar as conclusões no âmbito dos efeitos a médio e longo prazos decorrentes da sua adoção.

mecanismos de remuneração de capacidade são suscetíveis de distorcer o comércio transfronteiriço e a concorrência.

- Custo acrescido: por exemplo, os mecanismos de remuneração de capacidade constituem-se como uma remuneração adicional àquela que os agentes de mercado têm no modelo “*energy-only*”, induzindo assim um custo acrescido (a suportar pelos consumidores).
- Desconsideração da integração de mercados: quando o desenho dos mecanismos desconsidera o contributo da integração de mercados para a garantia da segurança do abastecimento, estes podem ser promotores de sobrecontratação (do próprio instrumento, seja capacidade ou outra).
- Impacto nas interligações: vários sistemas elétricos europeus apresentam um elevado nível de interligação com os sistemas vizinhos, daí resultando interação física e económica. Por esta razão, os mecanismos ou instrumentos, se implementados de forma descoordenada, a nível nacional, podem introduzir distorções transfronteiriças e, por essa via, constituir-se como uma barreira ao comércio, influenciando decisões de investimento.
- Redistribuição: a introdução de um mecanismo ou instrumento orientado para a garantia do abastecimento num dado sistema pode resultar num benefício para a garantia da segurança do abastecimento de um sistema vizinho, em particular se essa introdução resultar em sobrecontratação de capacidade. Como os custos do mecanismo são suportados pelos consumidores do sistema que o adota, este efeito configura uma subsídio cruzada entre consumidores de sistemas vizinhos.
- Cálculo das necessidades para o instrumento: o desenho dos mecanismos é influenciado pelas metodologias utilizadas no cálculo das necessidades, seja de reserva ou de capacidade. Por um lado, esse cálculo é baseado em previsões de procura que têm associadas muitas incertezas e longos horizontes de previsão e, por outro lado, as metodologias utilizadas nos vários Estados-Membros da União Europeia para esse propósito diferem consideravelmente, limitando a comparabilidade dos resultados produzidos.
- Aferição da necessidade de adoção: por um lado, os mecanismos podem sobrecompensar ativos de geração financeiramente viáveis no contexto da sua ausência. Por outro lado, entende-se que estes mecanismos devem responder exclusivamente a falhas de mercado, não devendo subsidiar unidades de produção inviáveis.
- Potencial discriminatório: os mecanismos ou instrumentos podem ser desenhados de modo a beneficiarem determinados agentes ou tecnologias e, por essa via, serem desincentivadores de outros tipos de investimento (reforçando o poder de mercado dos agentes incumbentes), podendo mesmo obstaculizar o desenvolvimento de soluções alternativas no âmbito da garantia da segurança do abastecimento, como o armazenamento de energia elétrica ou mecanismos de participação da procura, por exemplo.

- Questões ambientais: dependendo do seu desenho concreto, a adoção de mecanismos ou instrumentos pode ser contraditória com o objetivo de não subsidiar tecnologias ambientalmente não sustentáveis.

7.2 MODELO REMUNERATÓRIO ATUAL E PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO GLOBAL

A Diretiva 2005/89/CE exige que os Estados Membros assegurem que os operadores das redes cumprem um conjunto de regras relativas a segurança do funcionamento das redes; que criem um quadro regulamentar que promova o investimento, a manutenção, a renovação e o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição; e, que tomem medidas para a manutenção do equilíbrio entre a procura e a oferta.

De forma global, o desenho do mercado elétrico comporta a existência de um conjunto alargado de mecanismos, uns já existentes e outros em perspetiva, que determinam o próprio funcionamento do mercado e, em última circunstância, os custos suportados pelos consumidores finais e o respetivo nível de eficiência desses mesmos custos, já identificados na secção 4.5 deste documento.

Tendencialmente, as questões de investimento, designadamente em nova capacidade de produção, estarão fundamentalmente associadas com instrumentos ou incentivos de médio e longo prazos, ainda que alguns dos incentivos de curto prazo possam determinar parte da decisão de operação e, consequentemente, do investimento.

Numa primeira avaliação dos instrumentos de horizonte temporal de médio e longo prazos – que, como referido, são estruturantes para a gestão e acomodação do risco na ótica do investimento - deve, desde logo reconhecer-se que os mecanismos de mercado a prazo gozam de baixa liquidez, como se observou na secção 5.2 deste documento. Além da já reduzida liquidez, estes mercados – e, em particular, na geografia do MIBEL – observam condições de continuada quebra de volumes negociados e baixa profundidade, o que reduz de sobremaneira o conjunto de ferramentas de mercado disponíveis aos agentes para efetiva gestão do risco e da sua operação em mercado. Importa, todavia, reconhecer a sua valia, na medida em que, operando em condições de liquidez e profundidade, permitem uma efetiva sinalização económica para o investimento e para a mitigação dos riscos de participação no mercado elétrico – a título de exemplo, veja-se o caso dos leilões regulados de colocação de produção proveniente de PRE, que objetivamente permitem não apenas o acesso a condições de aprovisionamento (e/ou de cobertura de risco de aprovisionamento) a um conjunto mais alargado de agentes de mercado do lado da procura (benefício concorrencial), como igualmente uma estabilização intertemporal do sobrecusto da própria PRE e, em condições niveladas de expectativas, uma sua redução (pelo simples facto de que o mercado a prazo pressupõe um prémio sobre o mercado à vista, que reflete o custo que os agentes económicos estão disponíveis para suportar para fazerem cobertura de riscos).

Neste sentido, um mercado a prazo líquido e profundo daria, por princípio, os necessários sinais económicos para que o investimento fosse efetuado havendo dele necessidade, permitindo dispensar outros mecanismos, como a reserva de segurança ou pagamentos de capacidade. As razões para a falta de liquidez dos mercados a prazo (que constitui uma óbvia falha de mercado) são diversas e não necessariamente o objeto deste documento, mas podem sumarizar-se alguns aspetos que terão contributo direto para este problema: (i) a complexidade e incerteza ainda existentes quanto ao alcance e exigência da regulamentação financeira que incida sobre os mercados de derivados sobre a energia elétrica; (ii) a representatividade dos próprios preços dos mercados à vista, que constituem o referencial de liquidação para os instrumentos derivados e para os próprios mercados a prazo e que, no caso do MIBEL, apresentam uma elevada parcela de energia aí colocada que não responde ao preço de equilíbrio desse mesmo mercado (tipicamente a produção que beneficia de tarifas *feed-in* ou regimes equivalentes); e (iii) a eventual não coordenação da globalidade de instrumentos existentes no mercado, que potencia algum grau de “canibalização” entre estes e uma perceção difusa do mercado, sobretudo pelos agentes de menor dimensão.

Em face desta circunstância geral, assiste-se, a nível global, ao despontar de respostas não estruturadas do tipo *peer-to-peer* como o são, por exemplo, os designados *corporate PPA*⁹³, que procuram imunizar simetricamente os signatários dos riscos de participação no mercado e por um período de tempo alargado. No caso específico das tecnologias de renováveis, ao interesse do produtor em efetuar a cobertura de risco relativamente ao seu investimento (*hedging*) junta-se o potencial interesse dos agentes do lado da procura em associarem os seus consumos a tecnologias “limpas”, seja por razões de estratégia comercial, seja até por eventuais imperativos legais.

O risco associado à variação dos preços é uma outra questão fundamental, que pode comprometer projetos de investimento para ampliação da capacidade existente ou estabelecimento de nova capacidade. No caso português, como muito brevemente referido, a coexistência de um puro regime de mercado e de preços regulados - que não refletem necessariamente os custos respetivos – prejudicam objetivamente a representatividade do preço de mercado grossista e, consequentemente, o planeamento de novos investimentos e, no médio e longo prazos, pode colocar em causa a própria segurança do abastecimento.

Ainda no caso português, a gestão da produção dita em PRE (que beneficia de tarifa *feed-in*) determina que os respetivos volumes sejam tomados como de despacho prioritário (colocar, com prioridade, a totalidade da produção oriunda destes produtores). Ora tal circunstância transmite ao mercado (e ao preço aí formado) a volatilidade intrínseca ao recurso em que se baseia a produção, o que, além das questões de representatividade, coloca questões de variabilidade e volatilidade do próprio preço de mercado – o

⁹³ Expressão que representa a celebração de contrato de longo prazo para a compra e venda de energia (PPA - *power purchase agreement*) celebrados entre um produtor (tipicamente de fontes renováveis) e um consumidor final ou um comercializador agregador de consumos.

que, num comportamento economicamente racional deveria levar os agentes a procurar coberturas em mercado a prazo. Esta volatilidade é, em certa medida potenciada pela não responsabilidade dos produtores em causa pelos desvios de programação que possam determinar, o que é até um aspeto não harmonizado com o mercado espanhol no âmbito do MIBEL⁹⁴. Na realidade, pode dizer-se que a variabilidade do recurso se adiciona à volatilidade estatística do binómio programação-produção, o que amplifica as condições de incerteza do próprio preço de mercado.

A responsabilidade pelos custos dos desvios que são gerados constitui um incentivo económico forte a que os agentes procurem minimizar o próprio desvio, pelo que, mesmo para um recurso de base intermitente, se minoram as condições globais que concorrem para a volatilidade do preço do mercado. Acrescem condições de ordem concorrencial e de transparência, que radicam no facto de que a entidade legalmente obrigada a adquirir a energia proveniente de PRE (e a colocá-la em mercado, depois de efetuada as respetivas programações e previsões de produção) se encontra integrada em grupo económico (grupo EDP), com interesses na produção e, consequentemente, participando na oferta de reserva que acomoda os desvios ocorridos. A expressão dos desvios oriundos da produção agregada em PRE foi já identificada na secção 5.4 deste documento.

Tendo presente o nível remuneratório que se caracterizou no capítulo 6, incluindo uma perspetiva de rentabilidade, e na secção 5.3 numa perspetiva histórica real, bem como o que se referiu atrás, haveria interesse em se perspetivar um tratamento distinto dos desvios atribuíveis à produção que beneficia de tarifa *feed-in*, o qual se poderia efetuar a dois planos:

1. Atribuição a uma terceira entidade independente – sugere-se o ORT na sua função de gestor global do SEN (GGs) – da responsabilidade de efetuar as previsões, por tecnologia, da produção com estas características, previsões essas que serviriam tendencialmente para a operacionalização das programações em mercado diário;
2. Atribuição da responsabilidade pelos desvios de programação aos próprios produtores, no todo ou em parte, de modo a introduzir um incentivo à minimização dos desvios e, consequentemente, dos próprios custos suportados pelos consumidores. Esta alteração poderia ser acompanhada de um mecanismo de *opt in*, em que, assim pretendendo, o produtor poderia assumir diretamente as previsões, situação em que suportaria a totalidade dos custos com os desvios. Nos restantes casos, os produtores veria a previsão de produção que lhes seria afeta a ser realizada pelo GGs e, em contrapartida, assumiriam apenas um percentual (inferior à unidade) dos custos com os desvios.

⁹⁴ Este aspeto foi já referido e identificado em dois estudos do Conselho de Reguladores do MIBEL, um de 2012 e outro já de 2018. Ambos os estudos estão disponíveis no website da ERSE, respetivamente em http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Mibel_PRE_PT.pdf e em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoesenvolvimento/Documents/Mibel_Estudo_PRE_PT.pdf.

A abordagem atrás mencionada requer, obviamente, uma atuação no plano legislativo, seja para atribuir a responsabilidade pela realização das previsões – e correspondente caráter mandatório das programações em mercado -, seja ainda para atribuir aos produtores a responsabilidade pelos custos dos desvios de programação. Tal evolução, além de permitir (i) o incentivo à melhoria das previsões, (ii) a redução dos custos suportados pelos consumidores finais e (iii) incentivar uma convergência para um regime de mercado⁹⁵, permitiria também a concretização de mais um passo de harmonização com o mercado espanhol, com o qual Portugal se encontra num já elevado nível de integração.

Complementarmente, e ainda no domínio da gestão da energia proveniente de produtores com tarifa garantida, identifica-se como um elemento de potencial melhoria do desempenho de mercado o fim do exclusivo de aquisição desta energia pelo comercializador de último recurso, sendo que a abertura desta atividade a outras entidades – por exemplo, os comercializadores – aproximaria o referencial de atuação do sistema elétrico nacional daquele que já existe no mercado elétrico espanhol, em que a atividade de agregação e de representação em mercado é tida em concorrência. Esta evolução, embora carecendo do devido enquadramento legislativo e complementado no plano regulamentar, teria como principais aspetos positivos (i) a harmonização com o mercado espanhol, com o qual Portugal se encontra fortemente integrado ao nível do mercado grossista; (ii) a promoção faseada da atividade de agregação e representação, o que permitiria que mais comercializadores e de forma mais preparada pudessem estruturar esta atividade para o conjunto de produtores que, finda a tarifa garantida, estejam integrados numa pura operação de mercado e (iii) induziria concorrência ao nível da previsão e gestão dos níveis de desvios, o que concorreria para um potencial ganho de eficiência neste plano⁹⁶.

Ainda a respeito dos desvios, mas já no plano dos mecanismos para a sua gestão e, com isso, manutenção do equilíbrio do sistema, a integração da procura no âmbito do designado mercado de serviços de sistema, sendo uma decorrência do quadro regulamentar europeu, constitui em todo o caso, um elemento de aprofundamento do mercado – pelo alargamento da oferta e consequente promoção de concorrência -, que se perspetiva poder contribuir para uma redução dos custos de em que incorre o operador da rede de transporte na sua função de gestor global do sistema, a par de uma evidente flexibilização do modelo de provisão dos serviços, que tenderá a estar mais alinhado com a existência de um mercado elétrico mais atomizado na produção e com crescente presença de produção distribuída.

Necessariamente, a remuneração da procura na sua participação nos mercados de serviços de sistema não pode deixar de se enquadrar através de mecanismos de mercado, desde logo porque se tratam de

⁹⁵ Cabe recordar que, no fim do período em que beneficiam da tarifa feed-in, já hoje os produtores assumem a totalidade dos custos de desvio respetivos, com níveis de agregação mais penalizadores (por ausência de efeito estatístico de consolidação dos desvios).

⁹⁶ O estudo do Conselho de Reguladores do MIBEL de março de 2018, disponível no website da ERSE em http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedeseenvolvimento/Documents/Mibel_Estudo_PRE_PT.pdf, evidencia que a co-existência de múltiplas entidades agregadoras de produção renovável tem paralelismo temporal com a redução da expressão dos desvios unitários deste tipo de produção.

mercados pré-existentes e porque para isso orienta a regulamentação comunitária e as próprias orientações para os auxílios de Estado na área da energia.

Importa, todavia, considerar que, havendo múltiplos instrumentos e mercados, o seu respetivo desenho e implementação não contribui para a existência de custos duplicados que, em última instância são suportados pelos consumidores finais. Neste sentido, a participação da procura na provisão de serviços de sistema, sendo desejável, deve obedecer a um desenho de regras que evite tal sobreposição de custos, por exemplo, pela consignação da mesma capacidade em dois instrumentos distintos e mutuamente exclusivos⁹⁷.

No plano da definição do regime remuneratório dos mecanismos que asseguram as diferentes vertentes da segurança do abastecimento, importa considerar o caso específico da interruptibilidade do consumo, que, sendo um instrumento do lado da procura, deve ter a sua remuneração preferencialmente definida por mecanismos de mercado, como de resto para isso apontam as orientações sobre auxílios de Estado na área da energia. Importa recordar que a interruptibilidade tem óbvias interações com outros instrumentos já aqui mencionados – a prestação de serviços de sistema pela procura e os próprios pagamentos de capacidade do lado da produção -, pelo que a sua operacionalização em mecanismos de mercado se poderia socorrer de um dos mecanismos já existentes. Por exemplo, a existência de um modelo de atribuição da reserva de segurança (vulgo, garantia de potência na componente da disponibilidade) que já assenta em regras de mercado e procedimento competitivo, poderia ser utilizado para complementarmente – e em licitação separada – se proceder à atribuição de capacidade no âmbito da interruptibilidade. Tal corresponderia a um mesmo modelo remuneratório – compatível com as regras e o quadro comunitário – aplicável a dois produtos distintos.

7.3 RESUMO DE CONSIDERAÇÕES E APLICAÇÕES DO ESTUDO

Diversos fatores transformadores estão a mudar o mercado de energia europeu, com impactes acentuados. A política energética que promove a liberalização e a integração dos mercados, bem como os objetivos da descarbonização, concorre com a inovação tecnológica ao nível das tecnologias de produção e de utilização da energia e, conseqüentemente, das redes de energia. As mudanças de contexto levam a repensar o desenho do mercado elétrico e alguns dos seus instrumentos.

Neste documento identificou-se que a segurança energética constitui um dos três pilares da política energética europeia, a par com a sustentabilidade e competitividade. Por sua vez, no quadro da segurança energética ou do abastecimento foram explicitadas três dimensões com ligação ao perfil temporal ou

⁹⁷ A título de exemplo, considera-se de todo indesejável que uma determinada capacidade já consignada a mecanismos de interruptibilidade possa ser simultaneamente ofertada como reserva a descer para a operação do sistema elétrico em mercado de serviços de sistema.

tempestividade da própria segurança do abastecimento: (i) a segurança de abastecimento (curto prazo), (ii) a disponibilidade de abastecimento (curto a médio prazo) e (iii) a suficiência de abastecimento (longo prazo).

São justamente estas três dimensões que enquadram a grande parte dos instrumentos ou mecanismos de incentivo, tanto à procura como à oferta, e que são objeto de tratamento neste documento. Em todo o modo, estas dimensões e os respetivos instrumentos nelas ancorados não podem deixar de considerar, por um lado, as condições legais e regulamentares (designadamente de nível europeu) e, por outro lado, que a competitividade e a sustentabilidade são outros dois pilares da política energética europeia.

Em linha com esta ideia (consideração dos pilares da competitividade e da sustentabilidade), tem-se assistido – em particular na última década – ao desenvolvimento e aprofundamento de mecanismos e instrumentos de mercado de âmbito transnacional, boa parte deles com carácter obrigatório.

No modelo de mercado desverticalizado e liberalizado a responsabilidade de assegurar a segurança de abastecimento é partilhada pelos agentes e operadores do sistema elétrico, sendo necessário redefinir os papéis de cada operador e agente de mercado, tomando em consideração a estrutura dos mercados. Assim, todos os intervenientes no mercado, desde produtores, operadores, comercializadores, clientes e as instituições políticas e reguladores, são elementos determinantes no processo de garantia de abastecimento.

O sistema elétrico evolui no sentido da maior presença de recursos de produção de menor dimensão, distribuídos, dependentes de fontes de energia intermitentes e mais próximos do consumo, aumentando o número de atores envolvidos e reduzindo a sua capacidade de participar diretamente nos mercados organizados. Esta tendência coloca desafios acrescidos à garantia de abastecimento.

A adequação do sistema elétrico mede a sua capacidade em satisfazer o consumo em todos os estados estacionários em que ele possa funcionar em condições normais. Envolve a capacidade dos meios de produção durante a ponta, incorporando as incertezas que caracterizam a disponibilidade da produção e dos recursos energéticos, designadamente de origem renovável, e, por outro lado, as incertezas associadas ao consumo. Um dos fundamentos da prestação da segurança de abastecimento pelo mercado liberalizado é a reação racional dos agentes do mercado a sinais económicos eficientes, os quais veiculem informação sobre os momentos de maior expectativa de necessidade da disponibilidade dos recursos de produção (maior valor dessa disponibilidade) ou, simetricamente, de maior custo provocado no sistema pelo consumo (nos períodos críticos). Assim, nos vários horizontes temporais dos mercados organizados e nas próprias estruturas tarifárias de fornecimento, a adequação entre procura e oferta no sistema elétrico é colocada em jogo, contribuindo o mercado para encontrar o ponto de equilíbrio economicamente eficiente.

O funcionamento dos mercados pode ser melhorado pela participação de agentes mediadores entre os consumidores e pequenos produtores, afastados da complexidade das operações de negociação nos

mercados grossistas, e os instrumentos de mercado. Este papel pode ser assegurado pelos comercializadores, genericamente, ou por agregadores, enquanto entidades especificamente vocacionadas para esta tarefa, não tratando do fornecimento de energia elétrica propriamente.

Na aferição das condições específicas de sustentabilidade de alguns dos mecanismos orientados para a oferta (produção) – o que é genericamente concretizado no capítulo 4 – pode concluir-se que subsistem, na realidade nacional, situações distintas:

1. Por um lado, para os produtores com remuneração garantida ou enquadrada por um mecanismo legal ou regulatório, apresentam genericamente valores da TIR superiores aos respetivos WACC, ou, quando muito valores aproximados. No caso específico dos PRE com tarifa garantida, os valores das TIR estão muito claramente acima dos WACC da atividade ou tecnologia.
2. Por outro lado, para os produtores em regime de mercado, concluiu-se pela existência de um “desincentivo” à própria operação no caso das tecnologias térmicas, na medida em que observam TIR inferiores aos correspondentes WACC. Para os restantes casos – centrais hídricas ou solares fotovoltaicas – os valores de TIR e WACC estão relativamente alinhados.

Como se observou do enquadramento legal e regulamentar, a filosofia geral das regras europeias – e, em particular das regras para os auxílios de Estado na área da energia – assenta no pressuposto de que a concessão de benefícios ou desenho de instrumentos de incentivo não deve, por um lado, contrariar o comércio comunitário e, por outro lado, ser lesivo da concorrência. Ora, este último aspeto parece claramente determinar que não devem existir níveis de sobrecompensação implícitos nos diferentes instrumentos de política energética, na medida em que, com isso, se desvirtua a própria concorrência em mercado.

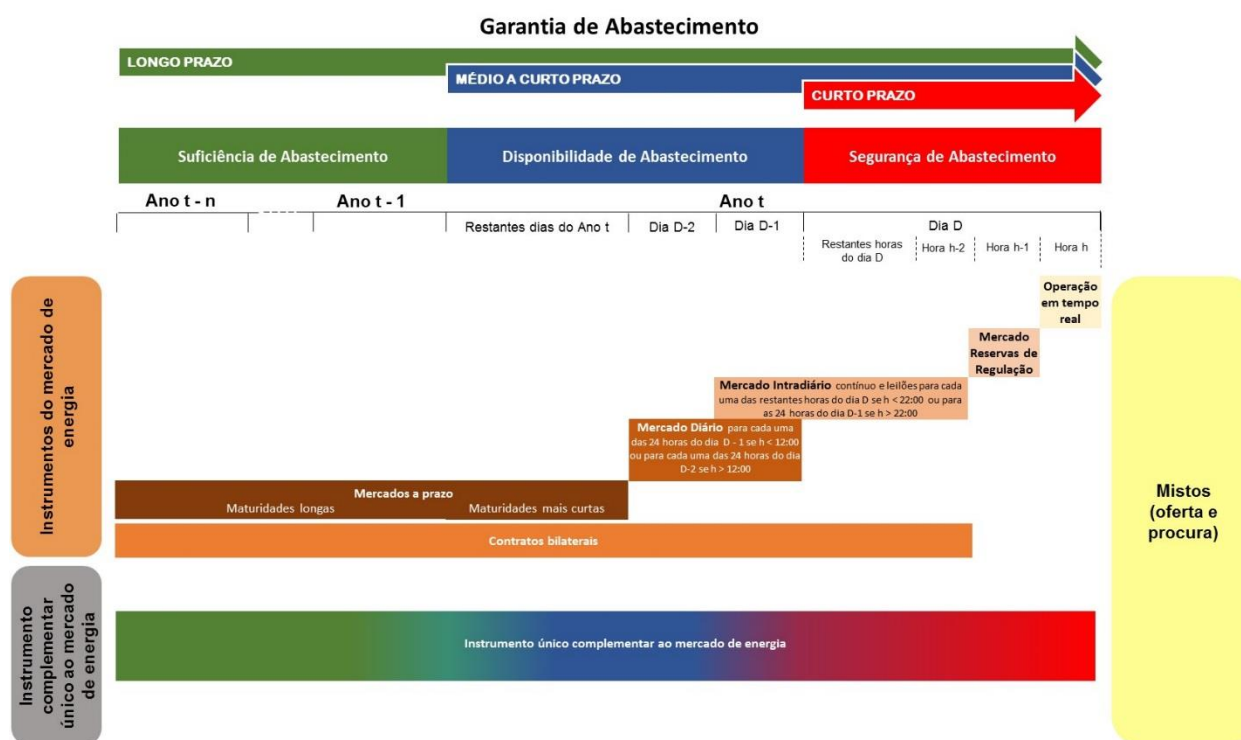
A situação da produção com tarifa garantida é, aqui, particularmente relevante, porque apresenta níveis de rendibilidade que objetivamente a colocam no âmbito deste conceito de sobrecompensação, como atrás se viu. Em acréscimo, no capítulo 5, evidenciou-se o impacte que a produção renovável com tarifa garantida tem, tanto da operação do sistema elétrico (por via dos desvios) como na formação do próprio preço em mercado grossista (que constitui um sinal económico relevante para os agentes expostos diretamente em mercado, mas não para aqueles cuja remuneração é definida de outro modo). Quanto aos desvios de programação da produção com tarifa garantida foi possível constatar que os mesmos impactam diretamente no sobrecusto da PRE, já que os custos com os desvios são assegurados pelo sistema, por via de recuperação tarifária. Assim, torna-se conveniente assegurar um enquadramento regulatório que garanta a repercussão dos desvios e do seu impacto no sobrecusto pelos produtores, através de um modelo transparente e eficiente.

Ainda a respeito da produção com tarifa garantida, foi, neste documento, possível observar que não se registaram ganhos substanciais na eficiência das operações deste tipo de tecnologias, designadamente quanto à melhoria das previsões de produção que são utilizadas para colocação da energia

instrumentalmente em mercado grossista. Adicionalmente, estes produtores não incorrem em qualquer custo com o desvio das previsões de produção com as produções reais respetivas, podendo considerar-se que a ausência deste incentivo económico constitui uma explicação para a situação atrás descrita (não evolução em termos de eficiência operativa). E a expressão do custo não é suscetível de se poder considerar como não acomodável por estes agentes, desde logo tendo presente o nível remuneratório auferido e a rendibilidade obtida acima de todos os demais produtores.

Devido a diversos aspetos referidos no estudo (reduzido número de horas de funcionamento das centrais de ponta, limitações ao valor da energia não fornecida considerado na formação dos preços no mercado grossista, risco de investimento dos produtores, reduzido número de agentes produtores no mercado), os instrumentos de mercado com vista a assegurar a garantia de abastecimento são frequentemente complementados por mecanismos de remuneração de capacidade, que evitam as situações de energia não fornecida. Um dos modelos de remuneração de capacidade adotados consiste no pagamento de um prémio de garantia de potência aos produtores em função da sua potência disponível nas horas de maior escassez ou de menores folgas e consequentemente de preços de energia e de reservas mais elevados. A procura também pode participar neste tipo de mecanismos, na medida em que esteja disponível para reduzir carga em momentos de necessidade do sistema. Adicionalmente, existem outros mecanismos de utilização da flexibilidade da procura, incluindo o próprio sistema tarifário (recorrendo, por exemplo, a tarifas dinâmicas que sinalização de escassez de curto prazo) ou mecanismos de mobilização de interruptibilidade da procura.

Figura 7-1 – Relação entre as dimensões da garantia do abastecimento com os instrumentos do mercado de energia e instrumentos complementares



Atendendo ao que atrás se caracterizou, resulta evidente que, por um lado existem elementos não totalmente estabilizados e, por outro lado, a necessidade de dar resposta a um diferente paradigma de mercado. Ou seja, o funcionamento atual do mercado é caracterizado pela circunstância de se estar a trabalhar na implementação de um modelo ou desenho de mercado e simultaneamente a procura afirmar um novo modelo.

No atual quadro da União Europeia, o modelo de partida terá de ser sempre o “*Target Model*” da União Europeia para o mercado de eletricidade, que se encontra estabelecido nas suas quatro componentes de mercado “puro” de energia: mercado de longo prazo, mercado diário, mercado intradiário e diferentes produtos do mercado de energias de regulação. Igualdade de participação da oferta e da procura e neutralidade tecnológica estão também incluídos nesse ponto de partida. Esperam-se contributos da flexibilidade que as novas soluções tecnológicas poderão vir a poder prestar. O contributo da participação do consumo poderá ser relevante.

Como referido anteriormente neste documento, um modelo do tipo *energy only* coloca desafios sobre a forma como se responde simultaneamente ao problema de *missing money* para a geração convencional necessária à garantia do abastecimento, em particular num contexto de forte penetração de renováveis intermitentes, e à minimização dos custos suportados pelos consumidores. Esta dicotomia do problema é, de resto, uma ponderosa razão para não se considerar apenas as soluções tradicionais do lado da oferta (produção) e integrar uma perspetiva do lado da procura (consumo).

A discussão sobre a flexibilidade levou a uma nova dimensão, em que, para além do contributo do mercado, ganha também relevância a gestão e operação das redes. Uma gestão ativa da rede elétrica pode também contribuir para a resolução do problema, assumindo-se no modelo através de possíveis níveis diferenciados na firmeza com que é assegurado o fornecimento de eletricidade às instalações de consumo.

Assim, foram identificadas quatro estratégias diferentes de gestão ativa da rede que poderão contribuir para este efeito, mais ou menos adequadas em função do risco efetivamente existente em cada um das redes: (i) assumir que a ligação/acesso dos clientes às redes é firme mas, em caso de necessidade identificada pelo operador da rede, há deslastre do consumo e este é feito sem qualquer compensação; (ii) a ligação/acesso do cliente à rede é considerada firme mas, em caso de necessidade identificada pelo operador da rede de deslastre do consumo, o cliente recebe uma compensação pelo ocorrido (em aplicação na Irlanda); (iii) assumir que a ligação/acesso do cliente à rede não é firme e este tem como contrapartida uma tarifa reduzida; e (iv) uma participação ativa dos clientes através do fornecimento de serviços de flexibilidade que deem resposta a eventuais congestionamentos ou a dificuldade no abastecimento do consumo.

As diferenças evidentes entre as realidades nacionais que coexistem no espaço europeu levam a que se assuma que não será possível aplicar o princípio do “*one size fits all*” no desenho do modelo a concretizar. Todavia, a coexistência de diversos modelos em aplicação não prejudica necessariamente um adequado nível de harmonização de regras e objetivos, que garanta coerência global e interação positiva das diferentes experiências.

Deste modo e, tendo por base a extensa análise e reflexão elaborada ao longo do presente estudo, é possível concluir que o caminho a adotar deve:

- Consolidar os instrumentos do mercado de energia numa dimensão de cariz europeu;
- Efetuar o “*phasing out*” dos diferentes instrumentos complementares avulsos de caráter administrativo atualmente em aplicação;
- Considerar a possibilidade de, quando identificado como necessário, fazer funcionar um instrumento complementar único de caráter concorrencial em que a produção e o consumo prestam o serviço requerido pelo gestor do sistema.

Em face do que se apurou neste documento e da síntese de conclusões atrás exposta, sem prejuízo do enquadramento regulatório já prever a participação da procura em igualdade de circunstâncias com a produção na participação nos mercados de serviços de sistema de modo a promover uma maior concorrência neste mercado, entende-se serem justificáveis atuações no plano legislativo, de modo a corrigir ou mitigar as mais evidentes distorções identificadas. Na Tabela 7-1 são sucintamente apresentadas essas propostas de alteração e uma sua breve justificação.

Tabela 7-1 – Propostas de Alteração Legislativa

Medida	Alteração legislativa necessária	Justificativo
Transferir a obrigação de previsões PRE para o ORT	Proceder à alteração do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 (pelo menos, art.º 24.º) e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, no sentido de inscrever a elaboração de previsões de produção PRE para efeitos de programações de mercado como obrigação do ORT.	Com o progressivo decréscimo do volume de PRE com tarifa garantida e com a entrada de produtores renováveis diretamente para mercado, importa, numa primeira fase, densificar a experiência de previsão por entidade terceira que tenha abrangência de informação, sendo que o ORT operacionalizará sempre a informação de previsões e programas de mercado para efeitos de operação do próprio sistema.
Alterar o regime de custeio dos desvios dos PRE com remuneração garantida, passando estes a serem responsáveis pelos encargos com os seus correspondentes desvios.	Necessária consagração legislativa de que os PRE com tarifa garantida acolhidos nos diferentes regimes legais devem suportar os custos com os respetivos desvios.	A assunção de desvios por parte dos PRE com remuneração garantida justifica-se, por um lado, por questões de harmonização regulatória no quadro do MIBEL (crítica em face do elevado grau de integração do mercado grossista) e por constituir um incentivo a uma eficiente operação dos centros eletroprodutores e consequente minimização dos desvios face a programações. Por outro lado, havendo o incentivo económico explícito à minimização dos desvios, haverá igualmente uma contribuição para a melhoria dos próprios algoritmos de previsão, sejam estas efetuadas por uma ou várias entidades (agregadores de PRE com tarifa garantida, se a legislação o permitir). Com a sucessiva implementação de mecanismos de mercado próximos ao tempo real, com amplitude europeia (veja-se, por exemplo, a implementação recente da primeira fase do intradiário contínuo europeu), estão disponíveis instrumentos que concorrem para limitar a própria expressão dos desvios a serem custeados, o que se identificou atrás que, ainda sem tais instrumentos, não constituem (os encargos com desvios) uma parcela significativa da remuneração auferida pelos produtores.
Fim da exclusividade da aquisição da PRE com remuneração garantida pelo comercializador de último recurso (CUR)	Proceder à alteração do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 (pelo menos art.º 20.º) e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de modo a eliminar a obrigatoriedade de agregação da PRE com tarifa garantida pelo CUR e consagrar regime de liquidação da tarifa garantida.	No quadro atual, o comercializador de último recurso detém o exclusivo da aquisição da energia proveniente de PRE com tarifa garantida, sendo que deve operacionalizar a venda desta energia em mercado grossista. Neste sentido, o CUR atua como um agregador regulado e monopolista, sendo que tal circunstância pode dificultar o aparecimento de outras entidades a atuar como agregadores em regime de mercado (por exemplo, comercializadores) com dimensão crítica suficiente para que a respetiva operação seja comercialmente justificável. Para o SEN, esta evolução, teria como principais aspetos positivos: (i) a harmonização com o mercado espanhol, com o qual Portugal se encontra fortemente integrado ao nível do mercado grossista; (ii) a promoção faseada da atividade de agregação e representação, o que permitiria que mais comercializadores e de forma mais preparada pudessem estruturar esta atividade para o conjunto de produtores que, finda a tarifa garantida, estejam integrados numa pura operação de mercado e (iii)

		induziria concorrência ao nível da previsão e gestão dos níveis de desvios, o que concorreria para um potencial ganho de eficiência neste plano.
Implementar um mecanismo regulado competitivo de venda de garantias de origem (mercado verde).	Adoção de quadro legal relativo à gestão e operacionalização de GO's e de quadro legal para a implementação de instrumentos regulados de mercado para colocação de GO's de PRE com tarifa garantida.	No âmbito da oferta verde presente no mercado retalhista e com potencial crescimento, a venda de GO's respeitantes a da PRE com remuneração garantida permite gerar liquidez no mercado de GO's (indo ao encontro de procura crescente, nomeadamente por parte dos comercializadores em regime de mercado) e contribuir para reduzir o sobrecusto da PRE com remuneração garantida. A concretização desta abordagem é, em acréscimo, totalmente alinhada com a estratégia europeia para a energia e clima, tendo como evidente oportunidade a ser explorada a elevada presença de produção renovável não emitente no diagrama de produção nacional e ibérico.
Tratamento do regime de interruptibilidade no consumo no mesmo quadro conceptual dos mecanismos de mercado existentes para outros instrumentos.	Concretização do disposto na Portaria nº 268-A/2016, com a definição de um regime remuneratório para a interruptibilidade assente e procedimento competitivo e de mercado, podendo ser comum com o adotado para a reserva de segurança do SEN.	O regime de interruptibilidade tem evidentes similitudes com outros instrumentos de gestão do sistema elétrico e deve, no espírito das regras europeias, ser orientado por regras de mercado. Havendo já um procedimento com características semelhantes para a reserva de segurança do SEN, parecer haver sentido em que o mesmo mecanismo (i.e., procedimento de leilão e regras gerais) se possa utilizar para a atribuição do serviço de interruptibilidade, permitindo-se, simultaneamente, evitar a consignação da mesma capacidade a dois produtos similares e fomentar a liquidez do mecanismo, ainda que com dois produtos distintos.
Concretização da figura do facilitador de mercado já prevista na legislação	Concretização do procedimento previsto no n.º 1 do artigo 55.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, em que se estabelece a atribuição da licença para operar como facilitador de mercado no âmbito do SEN em procedimento concursal.	A figura de facilitador de mercado, estando criada na legislação e com previsão na regulamentação da responsabilidade da ERSE, não se encontra ainda concretizada, uma vez que não se procedeu à realização do procedimento concursal para atribuição de licença, como previsto no artigo 55.º B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012. Este agente atua no âmbito do SEN como um agregador de último recurso, que desenvolve a sua atividade por aplicação de preços regulados e que visa suprir as lacunas da oferta em mercado do serviço de agregação. A concretização desta figura vai ganhando criticidade à medida que um maior conjunto de produtores renováveis veja cessada a tarifa garantida e a condição de despacho prioritário. Sempre e quando o conjunto de agentes em mercado não oferecer o serviço de agregação e representação em mercado, ou o fizer em condições anticompetitivas, o facilitador de mercado atuará como salvaguarda da operação nestes termos, pelo que resulta evidente o seu interesse, também na perspetiva da disciplina da concorrência. Entende a ERSE que os detentores de licença de comercialização de último recurso devem estar inibidos de participar no procedimento concursal, na medida em que já hoje agregam a produção renovável com tarifa garantida.

Prever a figura do agregador, enquanto entidade prestadora de serviços ao sistema, em nome dos consumidores ou pequenos produtores, à margem do fornecimento de energia elétrica	Alteração do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, em linha com as alterações em discussão na Diretiva 2009/72/CE.	A representação dos consumidores perante os mercados organizados é tipicamente assegurada pelos comercializadores no âmbito do contrato de fornecimento. No entanto, a prestação de serviços de flexibilidade ao sistema elétrico pode ser equacionada de forma independente, se isso ajudar ao desenvolvimento de ofertas específicas para esses serviços. Importa por isso estabelecer a possibilidade dos consumidores e produtores contratarem a prestação de serviços de flexibilidade de forma autónoma face ao contrato de fornecimento (ou de venda de energia), com entidades especializadas nessa contratação.
---	--	---

BIBLIOGRAFIA

Alberici, S. et al. (2014). *Subsidies and Costs of EU Energy: Final Report*. European Commission, Directorate-General for Energy.

BEIS (2016). *Electricity Generation Costs*. Department for Business, Energy and Industrial Strategy: London.

Chlantore, P. et al. (2015). *Future Renewable Energy Costs: Solar Photovoltaics- How technology innovation is anticipated to reduce the cost of energy from European photovoltaic installations*. KIC InnoEnergy: Renewable Energies.

CMA (2015). *Energy Market Investigation: Analysis of Cost of Capital of Energy Firms*. Competition and Markets Authority: United Kingdom.

EIA (2016). *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. U.S. Energy Information Administration: Washington.

Finkel, A. et al. (2017). *Independent Review into the Future Security of the National Electricity Market: Blueprint for the Future*. Commonwealth of Australia, Department of the Environment and Energy.

Gross, R., Blyth, W., Heptonstall, P. (2009). *Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs*. Energy Economics, Volume 32(4), pp. 796-804.

Haug, T. e Hern, R. (2010). *The Cost of Capital for Merchand Power Generation: The Example of Drax*. *Energy Market Insights: NERA Economic Consulting*, (5).

Hern, R., Radov, C., Carmel, A., Spasovska, M., Guo, J. (2015). *Electricity Generation Costs and Hurdle Rates Lot 1: Hurdle Rates update for Generation Technologies- Prepared for the Department of Energy and Climate Change (DECC)*. NERA Economic Consulting, pp. 45-62.

IEA, NEA e OECD (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-Operation and Development.

IEA (2018). *Snapshot of Global Photovoltaic Markets: Photovoltaic Power Systems Programme*. International Energy Agency: Paris.

IRENA (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series- Hydropower*. International Renewable Energy Agency: Power Sector, Volume 1(3/5).

IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi.

Leigh-Fisher Jacobs (2016). *Electricity Generation Costs and Hurdle Rates Lot 3: Non-Renewable Technologies*.

Pham, T. e Vo, D. (2017). *Equity Beta for Regulated Energy Businesses in Australia: A Revisit*. International Journal of Energy Economics and Policy, Volume 7(6), pp. 11-17.

INSTRUMENTOS PARA A PARTICIPAÇÃO DA OFERTA E DA PROCURA NA GESTÃO DO SEN

ANEXOS

RESUMO DOS PRESSUPOSTOS PARA TODOS OS SEGMENTOS DE PRODUTORES

Quadro A-1 – Resumo dos pressupostos de simulação para os segmentos de produtores convencionais e renováveis sem remuneração garantida

		Hídricas com CMEC			Hídricas em Mercado com Garantia de Potência	Térmica de Sines com CMEC		Ciclos Combinados a Gás Natural em Mercado	Térmica a carvão do Pego com CAE	Ciclo Combinado a Gás Natural da Turbogás com CAE	Fotovoltaicas em Mercado
		Período entre 2007 e 2017	Período entre 2017 e 2027	Período entre 2027 e 2053		Período entre 2007 e 2017	Período entre 2017 e 2025				
Gerais	Vida útil do equipamento	Até ao fim da concessão do DPH	Até ao fim da concessão do DPH	Até ao fim da concessão do DPH	60 anos	Até 2025	Até 2025	25	Igual à duração do CAE (até 2021)	Igual à duração do CAE (até 2024)	25 anos
	Duração da remuneração bonificada	10 anos	10 anos	Sem remuneração bonificada	10 anos de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento	10	Apenas Parcela Fixa		Igual à duração do CAE (até 2021)	Igual à duração do CAE (até 2024)	
	Ano investimento / início simulação	2007	2017	2027	2009	2007	2017	2007	1993 e 1994	1996 a 1999	2018
	Taxas de atualização com remuneração garantida (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)	4,1%	8,6%			4,1%	8,6%		4,1%	4,1%	8,2%
	Taxas de atualização em mercado (taxa nominal, antes de impostos, de 2017)			8,6%	8,6%			9,7%			
Investimento	Custos de Investimento	Valor do contrato usado no CVI, atualizado à taxa de 10,67%, acrescido do valor pago pela extensão da concessão do DPH			Valores reais reportados pelo promotor	Valor do contrato usado no CVI, atualizado à taxa de 10,67%		Custos tipificados EIA [4]	Definidos no R&C da central	Definidos no R&C da central	Custos tipificados IRENA/IEA PVPS para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano
	Subsídios de Investimento										
Fixos	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano, apenas para centrais que vão saindo para mercado			Custos tipificados IRENA, em percentagem dos custos de investimento, anuais, por unidade de potência instalada, atualizados com deflator do PIB para cada ano, para a todas as centrais						
	Outros custos fixos	» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022			» Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022		» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022		» Custos com o financiamento da Tarifa Social: valores reais e de tarifas até 2018; 2019 e anos seguintes igual a 2018 » Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico entre 2014 e 2022		Custo com a Contribuição Extraordinária para o Setor Elétrico até 2022
Exploração	Custos Variáveis O&M					Valor usado no cálculo da revisibilidade anual			Encargo de Energia	Encargo de Energia	Custos tipificados KIC InnoEnergy por unidade de potência, atualizados com deflator do PIB para cada ano
	Custos Combustíveis					Valor usado no cálculo da revisibilidade anual	Evolução dos custos indexada à evolução do preço do carvão	Através da produção e rendimento obtve-se o consumo de GN da central, que foi valorizado ao preço de mercado			
	Custos CO2					Valor usado no cálculo da revisibilidade anual	Evolução dos custos indexada à evolução do preço das licenças de CO2	Através da produção e do fator de emissão obtve-se o n.º de licenças de CO2, que foram valorizadas ao preço de mercado			
	Outros custos variáveis	» Para centrais que saíram dos CMEC, assume-se o custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Para centrais que saíram dos CMEC, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores			» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Após a saída para regime de mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		» Custo no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013: (i) valores reais ou de tarifas entre 2015 e 2018; (ii) de 2019 até 2028 (ano estimado para extinção da dívida tarifária em Espanha) considerou-se o valor unitário de 4,75EUR/MWh » Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		» Custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores
Receitas	Venda Energia	Valor usado no cálculo da revisibilidade anual	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	Valor usado no cálculo da revisibilidade anual	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros	Igual ao Encargo de Energia	Igual ao Encargo de Energia	Valor obtido com a produção (com FU definido abaixo) e os preços de mercado de futuros
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema								Valor real líquido de custos até 2017	Valor real líquido de custos até 2017	
	Incentivos / Remun.Garantida	Parcela Fixa + Ajustamento do Encargo Fixo	Parcela Fixa + Ajustamento Final		GP: Valor médio unitário do incentivo ao investimento (€/MWh) afetado do ICP, ponderado pela potência instalada de cada central	Parcela Fixa + Ajustamento do Encargo Fixo	Parcela Fixa		Encargo Fixo anual	Encargo Fixo anual	
	Fator de Utilização da potência instalada	Valores reais	26%	26%	25%	79%	79%	27%	56%	38%	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017
	Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado
	Observações	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU definido tendo em conta a média verificado entre 2010 e 2017 das centrais hídricas com CMEC	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2010 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2015 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2007 e 2017	FU igual à média do verificado entre 2007 e 2017	Não considerado

INSTRUMENTOS PARA A PARTICIPAÇÃO DA OFERTA E DA PROCURA NA GESTÃO DO SEN

Quadro A-2 – Resumo dos pressupostos de simulação para os segmentos de produtores com FIT

		Edições com FIT (DL 339-C/2001, Lig. nº4 2003)	Edições com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2006)	Edições com FIT (DL 339-C/2001, Lig. 2010 ou depois)	Edições com FIT (DL 225/2007, Lig. nº4 2011)	Edições com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 1990 e 1999)	Mini-hídricas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2000 e 2009)	Mini-hídricas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2010 ou depois)	Termoeletric com FIT (DL 33-A/2005, Lig. nº4 2006)	Termoeletric com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	Biógás com FIT (DL 33-A/2005, Lig. nº4 2006)	Biógás com FIT (DL 225/2007, Lig. 2007 ou depois)	Rebaterólica Utility-Scale com FIT (DL 339-C/2001, DL 33-A/2005 com FIT-2006U/MWh)	Rebaterólica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT-2006U/MWh)	Rebaterólica Utility-Scale com FIT (DL 225/2007 com FIT-2006U/MWh)
Gerais	Vida útil do equipamento	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	30 anos	30 anos	30 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos
	Duração da remuneração bonificada	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	Até 2020 ou 15 anos + 7 anos do D.L. 35/2013	25 anos	25 anos	15 anos	15 anos	15 anos	15 anos	15 anos
	Ano Investimento / início simulação	2002	2006	2010	2009	2015	1994	2005	2012	2002	2009	2006	2011	2008	2014	2015
	Taxa de atualização com remuneração garantida <i>(base nominal, antes de impostos, de 2017)</i>	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
	Taxa de atualização em mercado <i>(base nominal, antes de impostos, de 2017)</i>	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%
Investimento	Custos de Investimento	Custos tipificados IRENA, atualizados com deflador do PIB para o ano de investimento					Custos tipificados IRENA[1] para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano			Custos tipificados IRENA [1] para o ano de investimento ponderado		Custos tipificados IEA/NEA[2] para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano		Custos tipificados IRENA/CA-PVPS para o ano de investimento ponderado pela potência instalada em cada ano		
	Subsidios de Investimento	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios			Sem subsídios		Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios	Sem subsídios
	Custos Fixos O&M	Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflador do PIB para cada ano					Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflador do PIB para cada ano			Custos tipificados IRENA por unidade de potência instalada, atualizados com deflador do PIB para cada ano						
	Outros custos fixos															
	Outros custos variáveis															
Exploração	Custos Variáveis O&M	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Não considerado custo variável por unidade produzida	Custos tipificados IRENA por unidade de energia produzida, atualizados com deflador do PIB para cada ano		Custos tipificados IEA/NEA[2] por unidade de energia produzida, atualizados com deflador do PIB para cada ano		Custos tipificados IEC InvestEnergy por unidade de potência, atualizados com deflador do PIB para cada ano		
	Custos Combustíveis									Incorporado no custo variável O&M	Incorporado no custo variável O&M					
	Custos CO2															
	Outros custos variáveis	» Pagamentos aos municípios de 2,5% recorta com a venda de energia elétrica » Apóis a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores					Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores			Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		Após a transição para mercado, assume-se o custo com a Tarifa URT aplicável aos produtores		
	Recitas	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Aos preços definidos no DL 35/2013 no período adicional de 7 anos. » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil					» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil			» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		
Recitas	Venda Energia	» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Aos preços definidos no DL 35/2013 no período adicional de 7 anos. » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil					» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil			» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		» Ao preço da FIT do segmento durante o período de remuneração garantida (valores reais de 2013 a 2017, atualização com IPC sem habitação para os restantes anos). » Posteriormente, ao preço de mercado até ao fim de vida útil		
	Vendas líquidas de Serviços de Sistema	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado										
	Incentivos / Remun. garantida	Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado, com extensão de 7 anos ao abjeto do DL 35/2013 (limites de preços 74€/MWh e 96€/MWh)					Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado			Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		Feed-in Tariff (FIT) no período bonificado		
	Fator de Utilização da potência instalada	» 2013-17 valores reais » Média (25,9%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (23,6%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (23,7%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (23,8%) para os restantes anos	» 2016-17 valores reais » Média (24,5%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (28,2%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais » Média (28,2%) para os restantes anos	» 2013-17 valores reais do segmento mais antigo » Média (28,2%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (55,2%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (53,1%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (38,1%) para os restantes anos	2013-17 valores reais; média (38,1%) para os restantes anos	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017	18,72% (1640 horas) - Média nacional de toda a tecnologia em 2017
	Custos de desmantelamento	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado
	Observações															

