
Prestação de serviços de auditoria em conformidade com a Portaria n.º 4694/2014

Segundo Relatório, Versão Final

(Relatório D2)

ELABORADO PARA

Comissão de Acompanhamento, nos termos do Despacho 10622/2014, de 18 de agosto

ELABORADO POR

Serena Hesmondhalgh

José Antonio García

Yeray Pérez

11 de Abril de 2016

Este relatório foi elaborado para a Comissão de Acompanhamento, nos termos do Despacho 10622/2014, de 18 de agosto, a partir do Gabinete do Secretário de Estado da Energia. Todos os resultados e eventuais erros são responsabilidade dos autores e não representam a opinião da empresa The Brattle Group nem dos seus clientes.

Agradecimentos: agradecemos as valiosas contribuições de diversos indivíduos para este relatório e para a análise subjacente, incluindo membros da empresa The Brattle Group na avaliação pelos pares.

Copyright © 2015 The Brattle Group Limited

Índice

I.	Sumário Executivo e Conclusões	1
II.	Introdução e Âmbito de Trabalho	1
III.	Análise das Medidas	2
	III.A. Participação no mercado de reserva secundária	2
	III.B. Princípios de formação de preços de reserva secundária	6
IV.	Assessment of the Effectiveness of the Measures	11
	IV.A. Avaliação da quantidade oferecida ao mercado	12
	IV.B. Avaliação dos preços de oferta	15
	IV.C. Avaliação dos resultados do mercado	18
V.	Quantificação do Impacto do Despacho 4694/2014	26
	V.A. Efeito da quantidade	27
	V.B. Efeito total	28
VI.	Recomendações Referentes às Medidas do Despacho 4694/2014	29
Appendix A.	Banda de Regulação Contratada por Tecnologia em Portugal e Espanha	31
Appendix B.	Appendix D. Margens e Impactos Estimados	32

Lista de tabelas

Tabela 1: Capacidade de regulação secundária de unidades em dezembro de 2014.....	5
Tabela 2: Exemplo de potenciais ofertas estratégicas.....	8
Tabela 3: Diminuição da margem de oferta que reflete os custos considerando apenas o efeito de quantidade (milhões de €)	28
Tabela 4: Diminuição da margem de oferta que reflete os custos considerando os efeitos de preço e quantidade (milhões de €)	29
Tabela 5: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito de quantidade	33
Tabela 6: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito total.....	34
Tabela 7: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)	35
Tabela 8: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)	36
Tabela 9: Custos estimados das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)	37
Tabela 10: Banda e energia de regulação secundária real (a partir de abril de 2014).....	38
Tabela 11: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014). 39	
Tabela 12: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014) . 40	
Tabela 13: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014).... 41	
Tabela 14: Banda e energia de regulação secundária estimadas (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014)..... 42	
Tabela 15: Margens estimadas das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)..... 43	
Tabela 16: Receitas estimadas das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)	44
Tabela 17: Custos estimados das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)..... 45	
Tabela 18: Banda e energia de regulação secundária estimadas (efeito total, a partir de abril de 2014)	46

Lista de figuras

Figura 1: Capacidade oferecida e contratada no mercado de reserva secundária.....	13
Figura 2: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC	14
Figura 3: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades térmicas	14
Figura 4: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC.....	15
Figura 5: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas sem CMEC inferiores a 100 €/MW	16
Figura 6: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades térmicas inferiores a 100 €/MW	17
Figura 7: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas com CMEC inferiores a 100 €/MW	17
Figura 8: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha	19
Figura 9: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária.....	20
Figure 10: Preço de reserva secundária simulado, pressuposto de sensibilidade ao prémio de risco.....	21
Figura 11: Exemplo de preços por hora em portugal e espanha	22
Figura 12: Exemplo de preços por hora médios em portugal e espanha	22
Figura 13: Reserva secundária mensal contratada, 2010-2015	24
Figura 14: Reserva secundária mensal contratada, 2014-2015	25
Figura 15: Reserva secundária mensal estimada.....	25
Figura 16: Reserva secundária mensal contratada, 2013 e 2014.....	26
Figura 17: Banda de regulação contratada por tecnologia em portugal	31
Figura 18: Banda de regulação contratada por tecnologia em Espanha	31

I. Sumário Executivo e Conclusões

Redes Energéticas Nacionais, REN, contratou o *The Brattle Group* para realizar um estudo do mercado de reserva secundária português conforme definido no Despacho 4694/2014 do Secretário de Estado da Energia. Este relatório é o segundo produto a entregar do estudo e destina-se a "*avaliar a eficácia do Despacho n.º 4694/2014 no que diz respeito à correção das distorções da concorrência identificadas no mercado de serviços de sistema*".

O Despacho 4694/2014 destinava-se a abordar questões relacionadas com o nível de concorrência no mercado de reserva secundária e o efeito na participação de unidades geradoras neste mercado dos regulamentos que regem os *Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual*, CMEC.

Análise das medidas

Primeiro, avaliámos a eficácia do Despacho 4694/2014 analisando as medidas de um ponto de vista teórico. O Despacho 4694/2014 apresenta duas disposições principais que afetam o mercado de reserva secundária em Portugal. Primeiro, emenda o procedimento de ajuste dos CMEC de modo a considerar receitas obtidas no mercado de reserva de regulação secundária. Indica que, abaixo de um determinado limiar, o montante deduzido dos CMEC para a unidade deverá ser independente do seu nível real de participação nesse mercado.

De acordo com esta disposição, as unidades com CMEC mantêm os lucros marginais provenientes da sua participação no mercado e suportam os custos marginais da sua falta de participação. Deste modo, as unidades recebem um incentivo para otimizarem o seu fornecimento de reserva em relação aos seus custos.

O novo incentivo opera apenas abaixo de um determinado limiar: quando as receitas reais obtidas pelas unidades de uma empresa no mercado de reserva secundária são inferiores à proporção dos pagamentos totais da reserva secundária que deveriam receber devido à sua quota de produção energética.¹ Isto não descarta por completo a possibilidade de o ajuste aos CMEC interferir com o mercado de reserva secundária. Para minimizar as potenciais

¹ Por outras palavras, os custos totais de reserva secundária multiplicados pela produção das unidades da empresa que fornecem reserva divididos pela produção total de todas as unidades que fornecem reserva.

distorções, minimizando em simultâneo a compensação dos CMEC, é importante que o limiar reflita o nível eficiente de fornecimento de reserva pelas unidades com CMEC.

Um limiar baseado em receitas obtidas pressupõe que a geração de eletricidade de uma unidade é uma boa medida de quanta reserva secundária deve fornecer. Contudo, a capacidade de uma unidade fornecer reserva depende também de outros fatores conhecidos, como a sua flexibilidade ou carga mínima. O nível de reserva secundária fornecida por uma unidade num mercado eficiente depende também dos custos relativos das diferentes unidades, que estão apenas ligeiramente relacionados com os seus níveis de geração. Uma ferramenta de simulação do mercado da eletricidade forneceria melhores estimativas do nível eficiente de fornecimento de reserva secundária pelas unidades com CMEC do que os seus níveis de geração. Embora fosse difícil adaptar VALORAGUA a esta função e os ajustes aos CMEC terminem em menos de dois anos, poderia ser utilizado um modelo de simulação do mercado para monitorizar o mercado após o final dos CMEC.

A segunda principal disposição do Despacho 4694/2014 introduz um limite no preço médio trimestral ganho por geradores no mercado de reserva secundária. Em princípio, um limite de preço consegue garantir que o preço de mercado não exceda o nível de preço eficiente, ou seja, o custo marginal de fornecer reserva, quando existe concorrência insuficiente para o preço eficiente emergir automaticamente do mercado.

Contudo, um limite no preço médio trimestral não pode refletir o custo marginal variável de fornecimento de reserva secundária e pode interferir com o processo de oferta.² Um potencial efeito consiste em incentivar as unidades a fazerem ofertas acima dos seus custos marginais de modo a garantir que recuperem na mesma os seus custos quando o limite for aplicado. Além disso, um limite de preço no preço médio não evita o potencial de "comportamento estratégico" no mercado, uma vez que tem um preço separado para cada hora.

O limite de preço aplicado em Portugal baseia-se em duas medidas indiretas do preço eficiente em Portugal: 1) o preço da reserva secundária em Espanha; e 2) o custo energético de uma turbina de gás de ciclo combinado (CCGT), em vez de se basear numa estimativa detalhada do custo marginal de fornecimento de reserva em Portugal. Embora ambas as medidas possam ser relacionadas ao custo de fornecer reserva em Portugal, existem motivos para acreditar que não acompanharão apropriadamente a evolução deste custo ao longo do tempo.

² Compreendemos que o limite seja aplicado reduzindo os preços por hora até o preço médio coincidir com o limite.

Em particular, (a) o desenho do mercado em ambos os países ainda não é idêntico; (b) a reserva em Espanha é fornecida por unidades de Espanha cuja estrutura de custos pode ser diferente da das unidades em Portugal; (c) não existe fornecimento de reserva transfronteiriço e o custo de fornecimento de reserva para uma CCGT é mais volátil do que o seu custo de energia marginal. Uma alternativa seria estimar o preço eficiente do mercado de reserva secundária utilizando ferramentas de simulação do mercado de eletricidade e utilizar essas estimativas como limites de preço, em vez de confiar em medidas indiretas.

Avaliação quantitativa do mercado após o Despacho 4694/2014

Também avaliamos a eficácia do Despacho 4694/2014 analisando a evolução quantitativa do mercado de reserva secundária antes e depois da aprovação das medidas, durante 2014 e 2015. Analisámos os resultados do mercado de reserva secundária em termos de preços e da quantidade de reserva contratada e avaliamos o nível de consistência desta evolução com um mercado eficiente e perfeitamente funcional. A nossa avaliação baseia-se na comparação entre os dados referentes a este período, os anos anteriores, o mercado espanhol e a estimativa de ofertas que refletem os custos e resultados dos mercados que realizámos na primeira fase deste estudo. A nossa avaliação baseia-se numa comparação (a) dos dados sobre ofertas e resultados deste período; (b) das estimativas de ofertas que refletem custos e resultados do mercado que criámos na primeira fase deste estudo; (c) dos dados de anos anteriores; e (d) de informações do mercado espanhol.

Concluimos que a evolução dos preços das ofertas e dos resultados do mercado sugere que o mercado se tornou mais eficiente. Os preços médios de reserva e das ofertas diminuíram e convergiram com os preços de reserva secundária em Espanha. Além disso, as unidades associadas aos CMEC aumentaram o seu fornecimento de reserva e estimamos que as margens que estas unidades estão a fazer sejam mais ou menos consistentes com as margens de ofertas que refletem custos. Contudo, também encontramos provas de que esta evolução não significa necessariamente que o mercado se tornou mais competitivo. A oferta de capacidade no mercado de reserva diminuiu e os preços de reserva secundária resultantes do mercado são anormalmente semelhantes aos de Espanha. Isto pode sugerir que a EDP está a definir as suas ofertas de modo a se adaptar aos preços de Espanha, uma vez que estes foram considerados resultados de mercado "eficientes", em vez de refletir os custos verdadeiros da prestação do serviço.

Além disso, o mercado começou a evoluir gradualmente antes da aprovação do Despacho 4694/2014 desde meados de 2013. Trata-se aproximadamente do período em que a ERSE e AdC publicaram os estudos que chamaram a atenção para o aumento significativo dos custos

do mercado de reserva secundária e os baixos níveis de prestação de regulação secundária por unidades de geração abrangidas pelos CMEC. Portanto, consideramos ser possível que estas investigações tenham tido um impacto no comportamento da EDP que precede a entrada em vigor do Despacho 4694/2014.

Avaliação geral e recomendações

A nosso ver, o Despacho 4694/2014 foi bem-sucedido a incentivar a EDP a fornecer reserva secundária por um custo inferior, removendo as distorções criadas pelo procedimento de ajuste dos CMEC. Também limitou o impacto que o exercício do poder de mercado pode ter limitando o preço pago pela reserva secundária. Contudo, acreditamos que pode ser possível obter os mesmos resultados com mais eficiência e que o mercado de reserva secundária ainda não é um mercado completamente competitivo.

Em particular, um apuramento das medidas introduzidas pelo Despacho 4694/2014 iria:

- Minimizar o custo dos CMEC suportados pelos clientes de eletricidade (maximizando a parte das receitas de reserva secundária liquidada no ajuste anual dos CMEC); e
- Evitar prejudicar o desenvolvimento a longo prazo do mercado, em particular, a entrada de novos fornecedores.

Creemos ser possível conseguir um mercado mais eficiente e competitivo através das seguintes medidas:

- Considerar substituir a produção de eletricidade por outro indicador da capacidade de uma unidade de fornecer reserva secundária que considere outros fatores relevantes. Isto poderia ser feito, por exemplo, através de simulações de mercado semelhantes às utilizadas para ajuste dos CMEC. Essas simulações poderiam ser utilizadas para monitorizar o mercado da energia e da regulação. Contudo, os benefícios desta abordagem devem ser avaliados em comparação com o custo e complexidade de especificar e calibrar um novo modelo de simulação.
- Implementar um controlo *ex-ante* de ofertas ao mercado, com base em diretrizes sobre a quantidade e preço que se espera que os agentes ofereçam, em vez de um controlo *ex-post* do preço médio.
- Limitar o controlo de ofertas e preços aos agentes considerados dominantes no mercado, em vez de limitá-lo a todos os agentes. Isto evitará desincentivar a entrada de novos fornecedores de reserva secundária.

- Caso um limite de preço seja retido, ajustando esta ligação ao preço do mercado de reserva secundária em Espanha para considerar a diferença no desenho do mercado em ambos os países. Mais uma vez, isto pode ser conseguido utilizando simulações de mercado.

II. Introdução e Âmbito de Trabalho

Redes Energéticas Nacionais, REN, o operador do sistema de transmissão de eletricidade português, contratou o *The Brattle Group* para realizar um estudo do mercado de reserva secundária de eletricidade português entre 2010 e março de 2014, conforme estabelecido no Despacho 4694/2014, de 1 de abril de 2014, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia. Este relatório é o segundo resultado do estudo e destina-se a "*avaliar a eficácia do Despacho n.º 4694/2014 no que diz respeito à correção das distorções da concorrência identificadas no mercado de serviços de sistema*". As análises deste relatório baseiam-se no quadro analítico desenvolvido no primeiro resultado deste envolvimento.³

O Secretário de Estado da Energia português aprovou o Despacho 4694/2014 devido a preocupações com o aumento significativo dos preços do mercado de reserva secundária da eletricidade e com os níveis baixos de fornecimento de reserva secundária por unidades de geração abrangidas pelos CMEC.

O Despacho 4694/2014 tem duas disposições principais. Primeiro, emenda o procedimento de ajuste dos CMEC de modo a incentivar a unidades com CMEC a participar no mercado de reserva secundária.⁴ Em segundo lugar, modifica o mecanismo de definição de preços para o mercado de reserva secundária, introduzindo um limite de preço *ex-post*.⁵

O relatório está estruturado da seguinte forma:

- A secção III analisa as medidas no Despacho 4694/2014 utilizando o quadro analítico que já desenvolvemos para estudar o fornecimento de reserva de regulação secundária e os custos associados;

³ No nosso primeiro relatório, desenvolvemos um quadro analítico para avaliar a capacidade de reserva secundária que deveria ter estado disponível em Portugal e os custos competitivos associados ao fornecimento dessa capacidade. O quadro analítico referente ao custo do fornecimento de reserva secundária identificou quatro elementos que seriam refletidos em ofertas competitivas ao mercado de reserva secundária: custos de capacidade, custos de serviço, custos de oportunidade e margem de energia.

⁴ No preâmbulo do Despacho 4694/2014, lê-se: "*criar mecanismos que incentivem a uma participação mais ativa das centrais com CMEC no mercado da banda de regulação secundária*".

⁵ Governado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, e n.º 32/2013, de 26 de fevereiro.

- A secção IV examina a operação do mercado de reserva secundária após aprovação das medidas. Analisámos os resultados do mercado de reserva secundária em termos de preços e da quantidade de reserva contratada e avaliámos o nível de consistência desta evolução com um mercado eficiente e perfeitamente funcional.
- a secção V quantifica o impacto do Despacho 4694/2014 nas margens das unidades associadas aos CMEC. Compara as nossas estimativas das margens atuais das unidades com a margem que as unidades teriam obtido num cenário de reflexão de custos;
- Por fim, a secção V apresenta algumas recomendações sobre potenciais ajustes às medidas aprovadas no Despacho 4694/2014.

III. Análise das Medidas

III.A. PARTICIPAÇÃO NO MERCADO DE RESERVA SECUNDÁRIA

O Artigo 2.º do Despacho 4694/2014 altera o cálculo dos ajustes anuais dos CMEC no que diz respeito às receitas que as unidades abrangidas pelos CMEC obtêm no mercado de reserva secundária. Este ajuste à compensação inicial concedida pelos CMEC destina-se a garantir que as unidades associadas aos CMEC atinjam a mesma remuneração atingida se os Contratos de Aquisição de Energia não tivessem sido cessados. Exposto de uma forma mais simples, as receitas obtidas no mercado de reserva secundária reduzem a compensação concedida às unidades, mantendo-se inalterados os restantes fatores.

As unidades são afetadas por este ajuste porque os lucros totais que atingem são determinados pelas receitas que obtêm em todos os mercados de eletricidade, *menos* todos os custos em que incorrem, *mais* a compensação que recebem do mecanismo de CMEC. Se a existência de receitas mais elevadas no mercado de reserva secundária resultar numa redução equivalente da compensação dos CMEC, os lucros das unidades não sofrerão alterações e, para as unidades, será indiferente participarem ou não no mercado. Contudo, se a participação no mercado de reserva secundária pudesse resultar em custos que não seriam recuperados, as unidades estariam numa situação melhor se não participassem.

O ajuste original considerou que todas as receitas reais obtidas pelas unidades deveriam ser consideradas no ajuste e "deduzidas" da compensação estimada. Em vez disso, o Despacho 4694/2014 prevê que as receitas que devem ser consideradas para o ajuste dos CMEC devem ser o máximo das receitas reais obtidas pelas unidades associadas aos CMEC de uma empresa neste mercado e a proporção dos pagamentos totais de reserva secundária que a sua quota de energia produzida pelas unidades que fornecem reserva implicaria que recebessem. Por outras

palavras, o Despacho pressupõe que a eletricidade produzida por uma unidade é um bom indicador da sua capacidade de fornecer reserva.⁶

As subsecções seguintes avaliam a eficácia da medida, a qualidade da produção como indicador da capacidade de fornecer reserva e o impacto de pressupor um indicador diferente.

III.A.1. Incentivo à participação no mercado

A modificação introduzida pelo Despacho 4694/2014 dissocia o ajuste aos CMEC do comportamento das unidades no mercado de reserva secundária, desde que a sua parte das receitas provenientes de reserva secundária seja inferior à sua quota de produção de energia. Consequentemente, os lucros marginais de uma unidade decorrentes da participação no mercado de reserva secundária dependerão apenas das suas receitas e dos custos relacionados com essa participação nesse mercado, em vez de dependerem do impacto na compensação dos CMEC.

Isto tem dois efeitos. Primeiro, garante que as unidades que escolhem fornecer menos reserva do que a que poderiam fornecer poderão enfrentar um custo de oportunidade: a perda dos lucros que possam ter obtido. Segundo, permite que as unidades obtenham lucro ao participarem no mercado de reserva: a margem entre o preço de reserva secundária e o custo de fornecer a reserva. Ambos os efeitos devem incentivar as unidades associadas aos CMEC a fornecer reserva de forma eficiente.

As unidades também podem considerar o impacto da sua participação no mercado de reserva secundária no resto do mercado. Isto é particularmente relevante tendo em conta a posição dominante ocupada pela EDP, uma vez que as suas unidades associadas aos CMC poderão agora ser capazes de reter as receitas que obtêm neste mercado. Contudo, uma vez que o preço de mercado é imitado pela segunda disposição principal no Despacho 4694/2014, a EDP não beneficiaria do aumento do preço do mercado acima do limite. Além disso, uma vez que agora as unidades com e sem CMEC podem reter a margem que obtiverem no mercado de reserva secundária, é razoável que a EDP forneça reserva utilizando as unidades de custos mais baixas.

Não obstante, as novas disposições só têm efeito quando a parte real das receitas obtidas pelas unidades no mercado de reserva secundária for inferior à sua quota da energia produzida.

⁶ Compreendemos que o objetivo desta disposição é quebrar a ligação entre receitas no mercado de reserva secundária e o ajuste anual dos CMEC, incluindo ao mesmo tempo o máximo de receita possível neste ajuste. Isto implica que a medida presuma que a produção de eletricidade é um bom indicador do fornecimento eficiente de eletricidade.

Caso contrário, o ajuste dos CMEC relacionado com a reserva secundária em nada diferirá da situação prévia. Portanto, as novas disposições não descartam completamente a possibilidade de o ajuste dos CMEC interferir com o mercado de reserva secundária. A probabilidade de o Despacho vir a interferir com o comportamento de oferta das unidades associadas aos CMEC depende da proximidade da quota de produção de uma unidade ao nível de produção de reserva eficiente e do preço recebido pela unidade ao fornecer essa reserva. A secção III.A.2 analisa quão bom indicador da capacidade de uma unidade de fornecer reserva secundária é a produção de eletricidade..

III.A.2. Geração de eletricidade como um indicador da capacidade de fornecer reserva secundária

A nova disposição aplicada às receitas do mercado de receita secundária parece presumir implicitamente que:

- A geração de eletricidade é um indicador da capacidade de uma unidade de fornecer reserva secundária; e
- A participação prevista de uma unidade no mercado só depende da sua capacidade, e não dos seus custos.

Em certa medida, a produção de eletricidade de uma unidade é um indicador da capacidade de fornecer reserva secundária, uma vez que uma unidade precisa de gerar para fornecer reserva. Isto é particularmente relevante para unidades com restrições de "combustível", incluindo unidades hidroelétricas, que definem limites da eletricidade total que podem fornecer num determinado período de tempo. Estas restrições também definem um limite para a quantidade de reserva que uma unidade pode fornecer. Por exemplo, a reserva secundária fornecida por unidades hidroelétricas abrangida pelos CMEC, com restrição de combustível, evoluiu ao longo do tempo em consonância com a sua geração.

Não obstante, a capacidade da unidade de produzir reserva secundária também depende de outros fatores, como as suas restrições à capacidade de variação da produção e/ou carga mínima. Embora a capacidade de reserva que uma unidade hidroelétrica pode fornecer seja igual à diferença entre a sua capacidade máxima e mínima (a capacidade de regulação aparente) para uma unidade com taxas de variação de produção como Pego (carvão), a sua capacidade de fornecer reserva secundária representará apenas 21% dessa diferença. De igual modo, embora a Alqueva II (hidroelétrica) possa fornecer reserva secundária equivalente a 76% da sua capacidade máxima de produção, a Pego só consegue fornecer 13%. A Tabela 1 mostra que a proporção de capacidade de regulação real e capacidade de regulação aparente e a proporção de capacidade mínima a máxima são diferentes para cada unidade.

Tabela 1: Capacidade de regulação secundária de unidades em dezembro de 2014

Unid. Medida	Capacidade e máxima MW	Carga mínima MW	Capacidade de regulação real MW	Capacidade de regulação aparente MW	Rácio capacidade de regulação Real para aparente %	Rácio de regulação para capacidade máxima
Unidades hídricas						
Aguieira	336,0	180,0	156,0	156,0	1,00	0,46
Alto Lindoso	630,0	300,0	330,0	330,0	1,00	0,52
Alqueva	254,0	100,0	154,0	154,0	1,00	0,61
Alqueva II	250,0	60,0	190,0	190,0	1,00	0,76
Bemposta	240,0	150,0	90,0	90,0	1,00	0,38
Bemposta II	191,0	75,0	116,0	116,0	1,00	0,61
Cabril	108,0	50,0	58,0	58,0	1,00	0,54
Castelo de Bode	159,0	75,0	84,0	84,0	1,00	0,53
Frades	191,0	100,0	91,0	91,0	1,00	0,48
Miranda	180,0	150,0	30,0	30,0	1,00	0,17
Miranda II	180,0	120,0	60,0	60,0	1,00	0,33
Picote	195,0	105,0	90,0	90,0	1,00	0,46
Picote II	245,0	100,0	145,0	145,0	1,00	0,59
Pocinho	186,0	75,0	111,0	111,0	1,00	0,60
Régua	180,0	75,0	105,0	105,0	1,00	0,58
Torrão	140,0	80,0	60,0	60,0	1,00	0,43
Valeira	240,0	90,0	150,0	150,0	1,00	0,63
Unidades térmicas						
Lares - Group 1	425,0	160,0	165,0	265,0	0,62	0,39
Lares - Group 2	425,0	160,0	165,0	265,0	0,62	0,39
Pego C.C.- Group 3	395,0	220,0	97,5	175,0	0,56	0,25
Pego C.C.- Group 4	385,0	220,0	97,5	165,0	0,59	0,25
Ribatejo - Group 1	380,0	235,0	120,0	145,0	0,83	0,32
Ribatejo - Group 2	380,0	235,0	120,0	145,0	0,83	0,32
Ribatejo - Group 3	392,0	215,0	82,5	177,0	0,47	0,21
Pego - Group 1	288,0	110,0	37,5	178,0	0,21	0,13
Pego - Group 2	288,0	110,0	37,5	178,0	0,21	0,13

Fonte: REN.

Nota: A capacidade de regulação aparente é calculada pela diferença entre a capacidade máxima das unidades e a carga mínima no fornecimento da reserva secundária.

Além disso, o nível eficiente de participação de uma unidade no fornecimento de reserva secundária depende também 1) da capacidade da unidade; e 2) do custo relativo dessa unidade em comparação com outras unidades. Não existe uma relação simples entre os custos de fornecimento de reserva para uma unidade e os seus custos de geração de eletricidade.

Contudo, é possível estimar níveis eficientes de fornecimento de reserva secundária utilizando modelos de geração, em vez de confiar em medidas indiretas. É provável que VALORAGUA não possa ser adaptado para desempenhar esta função. Não obstante, VALORAGUA pode ser utilizado na mesma para estimar as margens que as unidades fazem no mercado. Pode ser

utilizado um novo modelo para estimar o nível eficiente de serviços do sistema que as unidades associadas aos CMEC devem fornecer. Esta estimativa seria utilizada para o procedimento de ajuste dos CMEC. Além disso, embora o ajuste dos CMEC termine em menos de dois anos, poderia ser utilizado um modelo de simulação do mercado para monitorizar o mercado após o final dos CMEC.

III.B. PRINCÍPIOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DE RESERVA SECUNDÁRIA

O Artigo 2.º do Despacho 4694/2014 modifica o mecanismo de definição de preços para o mercado de reserva secundária, introduzindo um limite de preço *ex-post*.⁷ Impede que o preço médio trimestral ganho por geradores de eletricidade em Portugal seja superior ao preço médio em Espanha pelo mesmo serviço.⁸ Também indica que o cálculo do preço médio em Espanha deverá excluir as horas com preços 20% acima do custo marginal de energia de uma turbina de gás de ciclo combinado ("CCGT"). A diferença entre as receitas reais de uma unidade e as suas receitas permitidas tendo em conta o limite de preço é resolvida após o final de cada trimestre, quando os preços de reserva em Espanha são publicados.

Potenciais preços excessivos no mercado de reserva secundária têm sido uma preocupação em Portugal e um limite de preço pode contribuir para impedir que os preços de mercado excedam os níveis de preço eficientes que estariam presentes num mercado plenamente competitivo. Este preço eficiente corresponde ao custo marginal por hora de fornecer reserva. Portanto, para que um limite de preço seja eficiente, deve ser definido igual ao custo marginal eficiente de fornecer reserva.

Antes do limite de preço ter sido introduzido, todas as unidades cujas ofertas de reserva foram aceites receberam um preço definido pela oferta da unidade marginal para fornecer reserva, embora as receitas obtidas pelas unidades com CMEC tenham sido posteriormente deduzidas da compensação dos seus CMEC.

Embora a introdução de um limite de preço tenha resultado claramente em benefícios para os consumidores, é importante questionar se se trata da forma mais eficiente de regular o mercado. Tendo em conta que a reserva secundária é um serviço fundamental para o sistema da eletricidade, é provável que a EDP continue a prestar o serviço mesmo que sofra uma perda

⁷ Governado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, e n.º 32/2013, de 26 de fevereiro.

⁸ Compreendemos que isto limita impor um limite ao custo médio dos serviços, estimado como o preço médio ponderado da quantidade de reserva secundária fornecida por todas as unidades, em vez do preço médio ganho por unidades diferentes.

de tempos em tempos devido ao limite. Contudo, este resultado não seria eficiente, uma vez que pode impedir novas entradas no mercado de reserva secundária ou aumentar o custo de outros serviços (ou ambos).

As subsecções seguintes avaliam a eficiência da disposição e a conveniência da utilização de geração de eletricidade como um indicador da capacidade de as unidades fornecerem reserva.

III.B.1. Incentivo a ofertas eficientes

O limite de preço introduzido pelo Despacho 4694/2014 não limita explicitamente a capacidades de as unidades fazerem ofertas que reflitam os verdadeiros custos com que se deparam ao fornecerem reserva. Contudo, altera as receitas que as unidades acabarão por obter e, portanto, a margem que podem ter. Uma vez que unidade procurará evitar ter uma margem negativa sempre que possível, isto poderá distorcer os seus incentivos a fazer ofertas de forma eficiente. Podem existir várias formas de um limite de preço distorcer ofertas de agentes.⁹

Primeiro, incentiva as unidades a fazerem ofertas acima dos seus custos marginais verdadeiros de modo a evitarem ter uma margem negativa. As unidades pretenderão garantir que as suas ofertas só são aceites quando o preço final que lhes é pago, ou seja, após o limite de preço ser aplicado, cobrir os seus custos. Assim, se previrem que o limite de preço reduzirá os preços em 10%, pretenderão que as suas ofertas sejam aceites apenas quando o preço inicial for 11% ($=1/(1-10\%)$) superior aos seus custos. Para conseguirem isso, aumentarão a sua oferta acima dos seus custos em 11% e, como resultado líquido, irão pelo menos cobrir os seus custos quando o limite for aplicado (partindo do pressuposto de que previram corretamente qual o limite).¹⁰ Embora os agentes com poder de mercado possam, não obstante, ter incentivos para efetuar ofertas acima dos seus custos marginais verdadeiros por diferentes motivos, o limite de preço afeta todos os agentes.

Em segundo lugar, parece provável que todas as unidades venham a basear as suas ofertas no que preveem vir a ser o limite, em vez de considerarem apenas os seus custos. Isto pode resultar em resultados ineficientes.

⁹ Estas análises partiram do pressuposto de que o limite de preço é aplicado como um fator de correção ao preço em todas as horas num determinado trimestre.

¹⁰ Uma unidade com custos A , aumentará a sua oferta para $A/0,9$ e será selecionada apenas se o preço for superior a $A/0,9$. Em seguida, devido ao limite de preço, recebe o preço reduzido. O novo preço será, pelo menos, $A/0,9 \times 0,9 = A$, o seu custo original.

Em terceiro lugar, pode induzir um comportamento "estratégico". O custo marginal do fornecimento de reserva secundária varia de hora a hora e o limite de preço não pode refletir estas variações. Esta discrepância pode permitir que as unidades façam ofertas de forma estratégica para modificarem o perfil dos preços de reserva. A Tabela 2 mostra um exemplo de como um agente com poder de mercado poderá considerar rentável, com base em determinadas hipóteses,¹¹ modificar os preços em diferentes períodos para potenciar as suas margens.

Tabela 2: Exemplo de potenciais ofertas estratégicas

	Custo médio da prestação €/MW [A] Pressuposta	Quantidade adquiridos [B] a	Oferta / preço marginal €/MW [C] a	Quota de mercado % [D] Pressuposta	Margem € [E] [A])x[D]
Oferta não-estratégica					
Oferta Eficiente					
Período 1	50	1	100	70%	35,0
Período 2	30	1	50	80%	16,0
Total		2	75		51,0
Preço max. ajustado					
Período 1	50	1	80	70%	21,0
Período 2	30	1	40	80%	8,0
Total		2	60		29,0
Oferta estratégica					
Oferta Modificada					
Período 1	50	1	75	70%	17,5
Período 2	30	1	75	80%	36,0
Total		2	75		53,5
Preço max. ajustado					
Período 1	50	1	60	70%	7,0
Período 2	30	1	60	80%	24,0
Total		2	60		31,0

Fonte: The Brattle Group.

Por fim, o impacto do limite de preço nas ofertas das unidades dependerá de como o limite reflete o custo marginal do fornecimento de reserva secundário. A secção III.B.2 analisa se o limite de preços reflete os custos.

¹¹ A Tabela 2 pressupõe que a quantidade afetada no período 1 e período 2 seja igual e que os agentes estratégicos têm capacidade para modificar os preços sem alterações nas suas quotas de mercado.

III.B.2. Reflexão de custos do novo limite de preços

Conforme indicado acima, um limite de preços só é eficiente se refletir o custo marginal da prestação do serviço. O limite de preço para o mercado de reserva secundária em Portugal não se baseia numa estimativa detalhada do custo marginal do fornecimento de reserva secundária em Portugal a cada hora. Em vez disso, utiliza indicadores para este custo. Em particular, as disposições no Despacho 4694/2014 partem do pressuposto de que

- O preço de reserva secundária em Espanha é um bom indicador do preço de reserva secundária em Portugal; e de
- O custo de reserva secundária está relacionado com 20% do custo da energia marginal de uma CCGT.¹²

É razoável pensar que o preço de reserva secundária em Espanha possa ser um indicador para o custo marginal em Portugal. O desenho dos dois mercados foi em grande parte harmonizado e alguns segmentos de ambos os mercados da eletricidade estão agora integrados. Por exemplo, o preço por hora diário da eletricidade é semelhante em ambos os países na maioria das horas. Contudo, ainda existem alguns motivos para o preço da reserva secundária ser diferente em Portugal e Espanha ou seguir um padrão divergente.

- O desenho do mercado de reserva secundária em ambos os países não está completamente harmonizado. Existem algumas diferenças que apontam para uma disposição mais económica em Espanha:
 - A reserva secundária em Espanha é fornecida por portfólios de unidades ("*zonas de regulación*"), e não por unidades físicas individuais.¹³
 - As ofertas de capacidade de reserva secundária em Espanha podem ser simétricas, enquanto em Portugal as unidades devem fornecer o dobro de reserva ascendente em comparação com reserva descendente.¹⁴

¹² Não sabemos como são derivados estes 20%.

¹³ O fornecimento de portfólios pode reduzir o custo de fornecimento porque pode combinar a capacidade de aumento de algumas unidades (p. ex., unidades hidroelétricas que não estão a funcionar) com a capacidade de redução de outras unidades (p. ex., unidades de carvão em plena produção), em vez de incorrer no custo de ter uma única unidade a fornecer ambos os tipos de reservas.

¹⁴ Isto implica que o ponto de referência de regulação é inferior, aumentando o custo de oportunidade das unidades e o custo de combustível devido à diminuição da eficiência da unidade.

- Os mercados de reserva secundária em Portugal e Espanha não estão integrados. O preço em cada país é definido exclusivamente por unidades localizadas no respetivo país.
 - Embora a combinação de unidades que fornecem reserva em ambos os países seja agora mais semelhante do que antes, continuam a existir diferenças estruturais consideráveis entre os dois mercados. Portanto, não existe garantia de que os custos de reserva nos dois mercados serão iguais. No Anexo A, incluímos dois gráficos que mostram a discriminação da reserva secundária por tecnologia em ambos os países.¹⁵
 - Os preços em cada país podem ser afetados por choques assimétricos a curto prazo, como falha de uma central elétrica num mercado e, em todo o caso, podem desenvolver-se de forma diferente ao longo do tempo se a combinação da geração nos dois países evoluir de forma diferente.

É também possível que o custo de fornecer reserva possa estar relacionado com o custo marginal da energia de uma CCGT, uma vez que as CCGT participam no mercado de reserva secundária e, por vezes, definem o seu preço marginal. Uma vez que existe capacidade de CCGT disponível, a reserva secundária fornecida por CCGT pode aumentar à medida que o preço de reserva aumenta. Portanto, o custo do fornecimento de reserva para uma CCGT deverá atuar como um limite no preço de reserva.

Contudo, estabelecer um limite no preço de reserva secundária baseado numa proporção fixa de um mercado de energia de CCGT não parece consistente com o custo de oportunidade de fornecimento de reserva para uma CCGT. O seu custo de oportunidade depende:

- do preço do mercado diário, assim como do custo marginal de energia da unidade. Se as CCGT não forem reguladores de preço no mercado diário, o custo de oportunidade pode evoluir de forma diferente do custo marginal de energia destas unidades.
- de ser económico para a unidade ser despachada no mercado diário, ou seja, se os seus custos variáveis estão abaixo do preço da energia. Portanto, é provável que o

¹⁵ Em 2014, em Portugal, as unidades térmicas forneceram 30,3% de toda a reserva secundária, sendo que menos de 1% desse valor derivou de unidades de carvão. A REE não fornece um valor exato referente a Espanha, embora estejamos em crer que seja de cerca de 40% para unidades térmicas, uma parte significativa com unidades de carvão.

Consulte os valores referentes a Espanha na REE, *El Sistema Eléctrico Español em 2014*, p. 63, "Total mensual de banda de regulación secundaria asignada. Desglose por tecnologías".

limiar de 20% possa não ser um pressuposto estável, uma vez que a competitividade das CCGT pode mudar.

Além disso, conforme explicado acima, o preço de reserva secundária no mercado espanhol já deve estar limitado pelos custos de reserva de CCGT. Portanto, parece desnecessário filtrar os preços por hora no mercado espanhol para obter uma referência para o custo de fornecer reserva em Portugal.

Creemos que seria preferível estimar o preço eficiente do mercado de reserva secundária utilizando ferramentas de simulação do mercado de eletricidade e utilizar essas estimativas como limites de preço, em vez de confiar em medidas indiretas.

IV. Assessment of the Effectiveness of the Measures

Também avaliamos a eficácia do Despacho 4694/2014 analisando quantitativamente a evolução do mercado de reserva secundária antes e depois da aprovação das medidas. Analisamos a oferta de capacidades no mercado de reserva secundária, o preço dessas ofertas e os resultados do mercado, tanto em termos de preços quanto em termos da quantidade de reserva contratada pelas unidades. Comparamos o comportamento real das unidades associadas aos CMEC e das não associadas no mercado com as nossas estimativas de qual seria o seu comportamento eficiente (competitivo), com base numa série de suposições sobre as características técnicas e económicas das unidades que fizemos no nosso primeiro relatório. Avaliamos se o comportamento observado é consistente com um mercado eficiente e com bom funcionamento.¹⁶

Os nossos resultados sugerem que, após o Despacho 4694/2014, as ofertas submetidas no mercado foram mais consistentes com os nossos custos estimados. Também existiu uma mudança nos tipos de unidades que fornecem reserva, de tal modo que estão mais consistentes com as nossas estimativas de fornecimento de reserva com o menor custo. Estas alterações estão em consonância com os incentivos fornecidos pelo Despacho 4694/2014, que foram analisados no nosso primeiro relatório.

Contudo, também observamos que existiu uma redução na percentagem da capacidade de reserva disponível oferecida ao mercado e anomalias no perfil de preços por hora. Portanto,

¹⁶ Desenvolvemos ofertas que refletem custos para todas as unidades baseadas na metodologia desenvolvida no nosso primeiro relatório.

achamos que, embora a evolução dos resultados do mercado sugira que o mercado se tornou mais eficiente, esta evolução não significa necessariamente que o mercado se tornou mais competitivo.

Além disso, esta evolução nos resultados do mercado começou em meados de 2013, bem antes da aprovação do Despacho 4694/2014. Isto seria consistente com a mudança por parte da EDP da sua estratégia de oferta quando a ERSE e AdC estavam a investigar o mercado de reserva secundária.

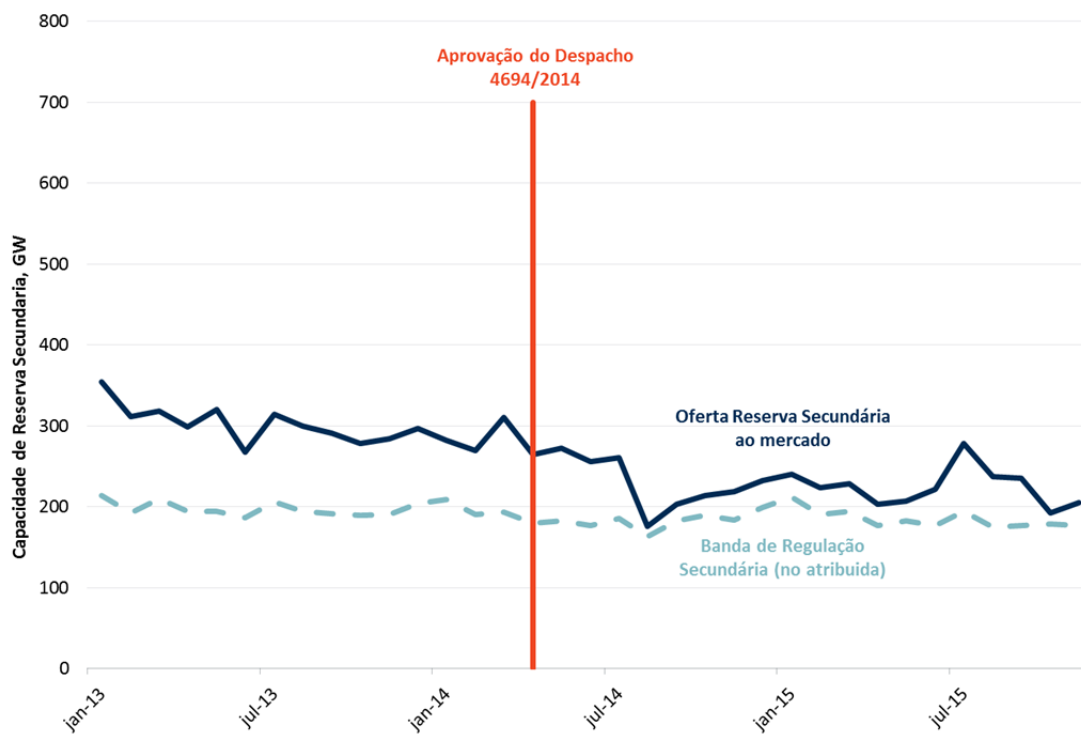
IV.A. AVALIAÇÃO DA QUANTIDADE OFERECIDA AO MERCADO

Estimamos (numa base horária) a capacidade máxima de reserva secundária que cada unidade pode fornecer. Estas estimativas baseiam-se no quadro analítico apresentado no nosso primeiro relatório. Calculámos a capacidade agregada de reserva mensal disponível para diferentes tipos de unidades¹⁷ e comparámos os dados reais e os dados simulados nesta base agregada.

Consideramos que as unidades reduziram a percentagem da sua capacidade disponível que oferecem ao mercado. Isto resultou numa redução geral da qualidade de fornecimento ao mercado, conforme ilustrado na Figura 1. Embora a existência de um fornecimento total baixo em relação à procura não signifique necessariamente que o mercado não é competitivo ou não está a funcionar corretamente, a mudança nesta relação fornecimento/procura é intrigante. Não só diminuiu em comparação com os valores em anos anteriores, como também é inferior à proporção correspondente em Espanha.

¹⁷ Estes tipos são: unidades térmicas e hidroelétricas com e sem CEMC.

Figura 1: Capacidade oferecida e contratada no mercado de reserva secundária

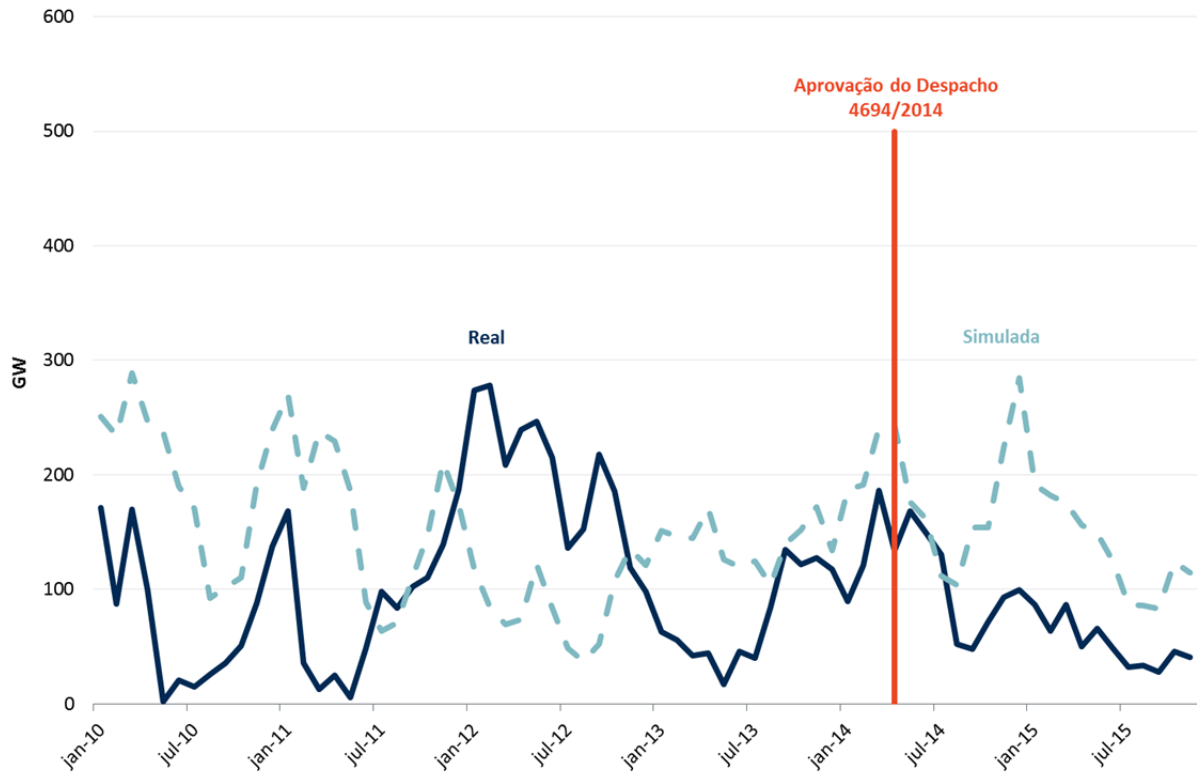


Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN.

Também consideramos que todos os tipos de unidades e não só as unidades com CMEC parecem oferecer capacidades do mercado de reserva secundária inferiores à capacidade que estimamos que têm disponível para oferecer.¹⁸ A Figura 2 compara as ofertas de quantidades estimadas e reais por unidades hidroelétricas com CMEC e mostra a evolução divergente de ambas as séries. A Figura 3 e a Figura 4 mostram a mesma comparação relativamente a unidades térmicas e unidades hidroelétricas sem CMEC.

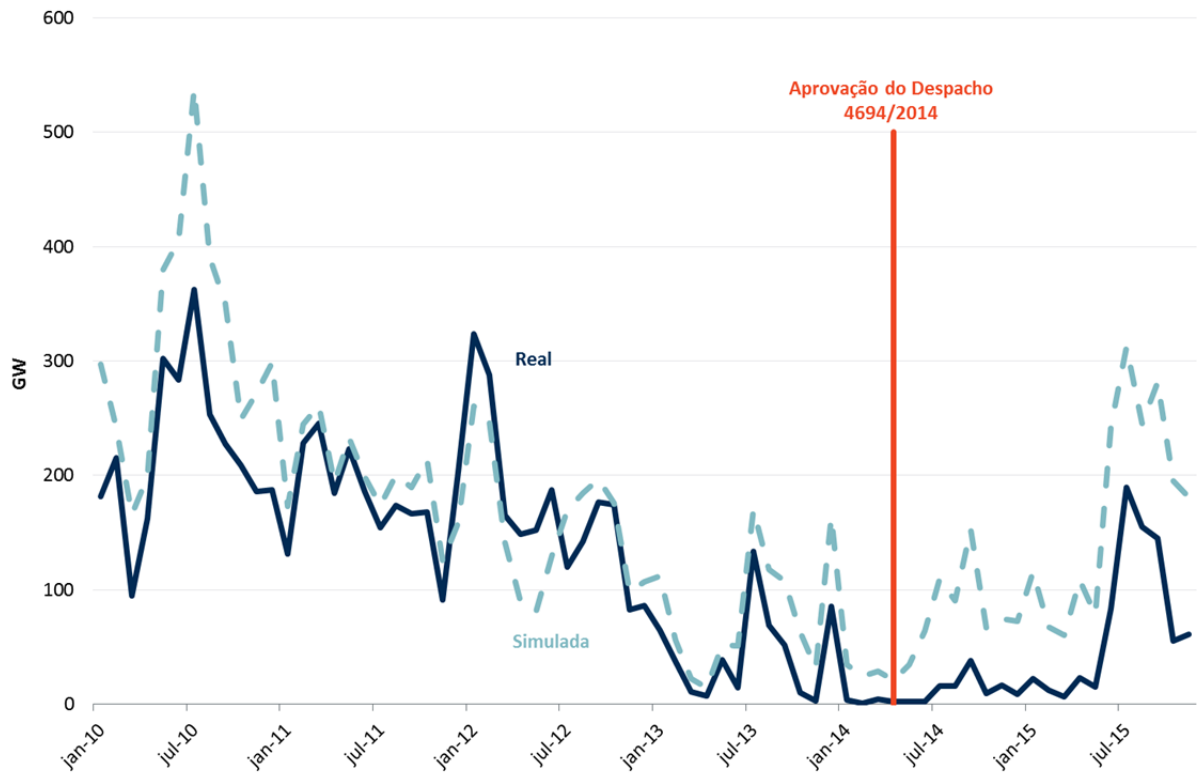
¹⁸ Isto não se aplica a unidades da Pego CCGT, mas a participação destas unidades no mercado é muito fraca durante todo o período.

Figura 2: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC



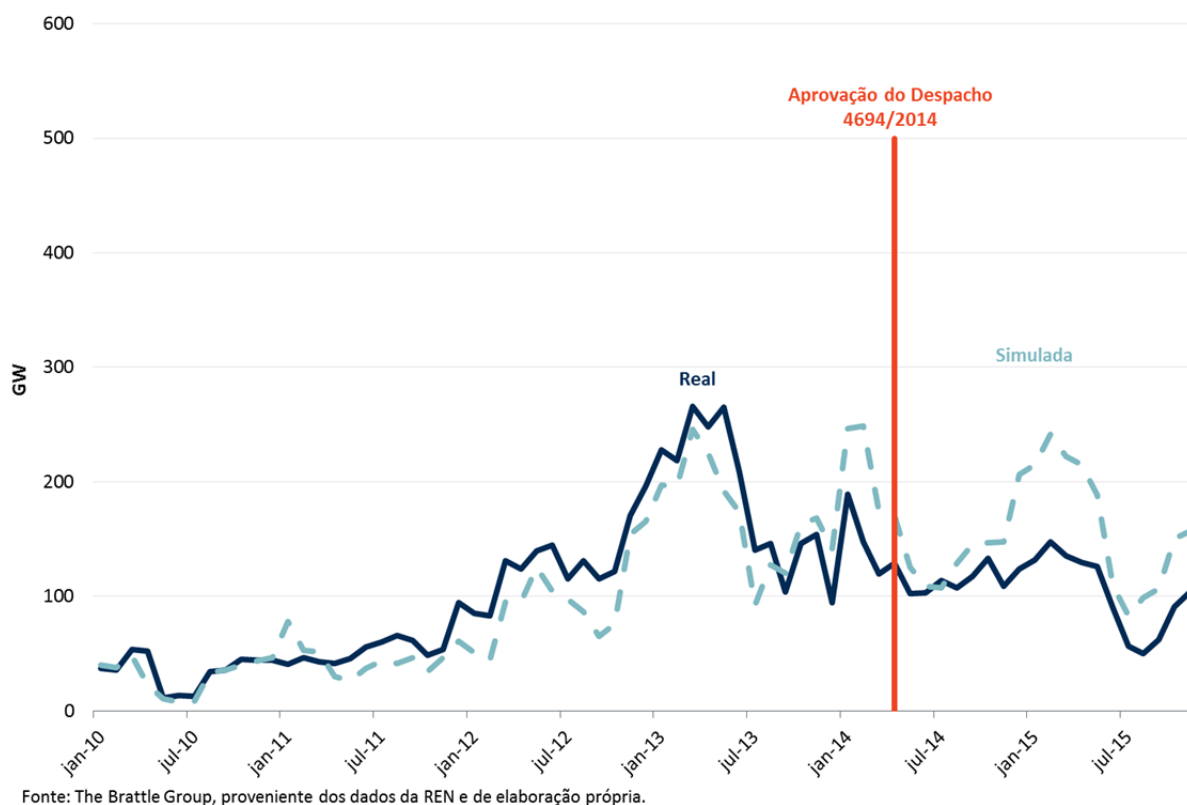
Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e de elaboração própria.

Figura 3: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades térmicas



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e de elaboração própria.

Figura 4: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC



IV.B. AVALIAÇÃO DOS PREÇOS DE OFERTA

Também estimamos (novamente numa base horária e utilizando o quadro analítico do nosso primeiro relatório) o preço que cada unidade deveria ter oferecido tendo em conta a capacidade de reserva secundária que tinham disponível. Utilizamos estes preços como referência para avaliar a evolução do comportamento de oferta real das unidades, em vez de o fazermos para identificar precisamente o que deveriam ter oferecido. Calculámos ofertas mensais médias agregadas para diferentes tipos de unidades,¹⁹ excluindo as ofertas superiores a 100 €/MW²⁰ e comparámos os dados reais e os dados simulados nesta base agregada.

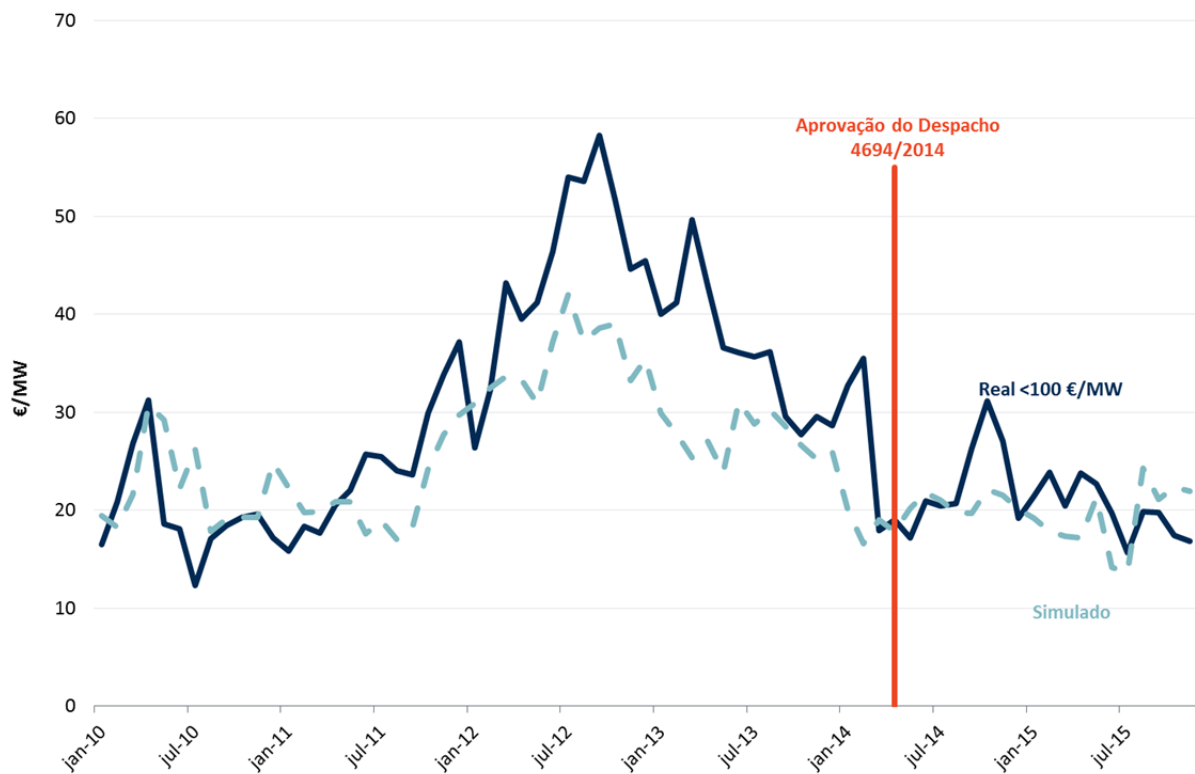
Consideramos que, após o Despacho 4694/2014, as ofertas reais estão mais de acordo com as nossas estimativas de ofertas que refletem custos para todos os tipos de unidades. No nosso primeiro relatório, identificámos que as ofertas das unidades se tinham desviado significativamente dos nossos valores de referência, como tal, a convergência atual pode ser

¹⁹ Estes tipos são: unidades térmicas e hidroelétricas com e sem CMEC.

²⁰ No nosso primeiro relatório, filtrámos as ofertas superiores a 100 €/MW. Mantivemos este filtro por motivos de consistência.

interpretada como uma correção de distorções anteriores. As figuras que se seguem comparam as médias mensais das ofertas reais e as nossas ofertas simuladas para unidades hidroelétricas com CMEC (Figura 5), unidades térmicas (Figura 6) e unidades hidroelétricas sem CMEC (Figura 7).

Figura 5: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas sem CMEC inferiores a 100 €/MW



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e de elaboração própria.

Figura 6: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades térmicas inferiores a 100 €/MW

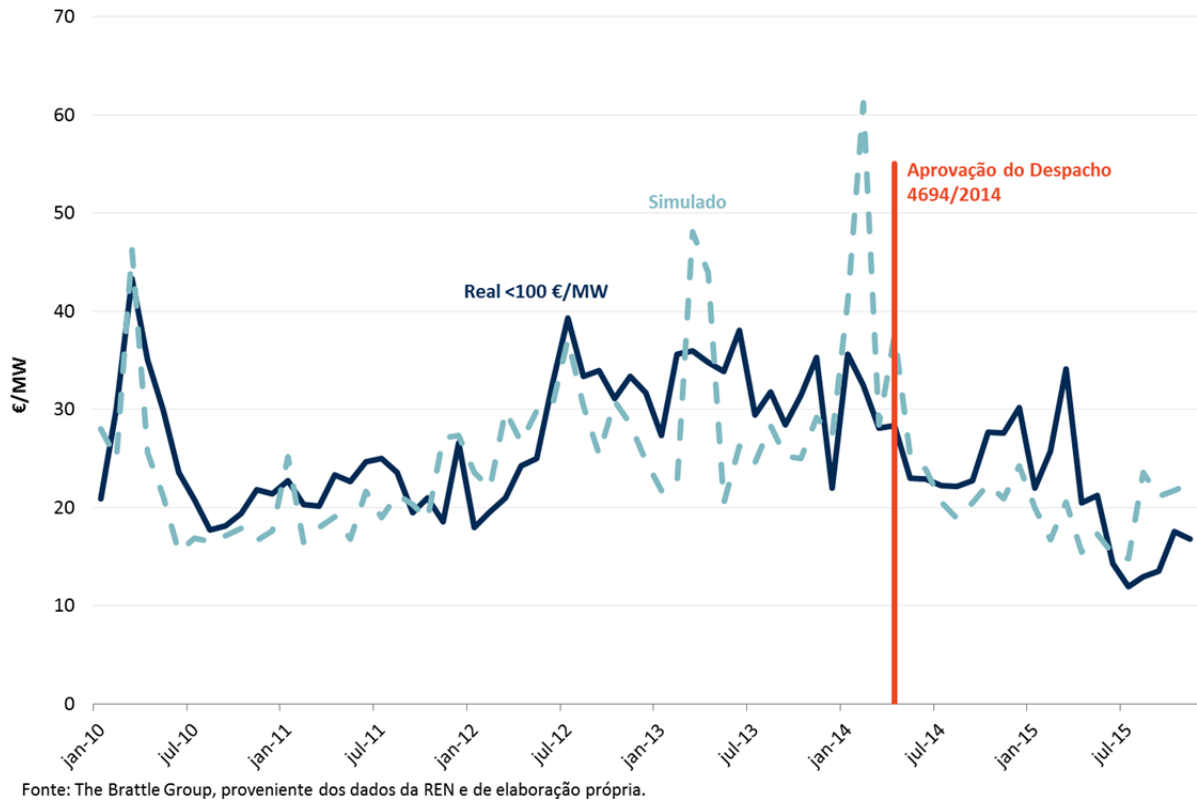
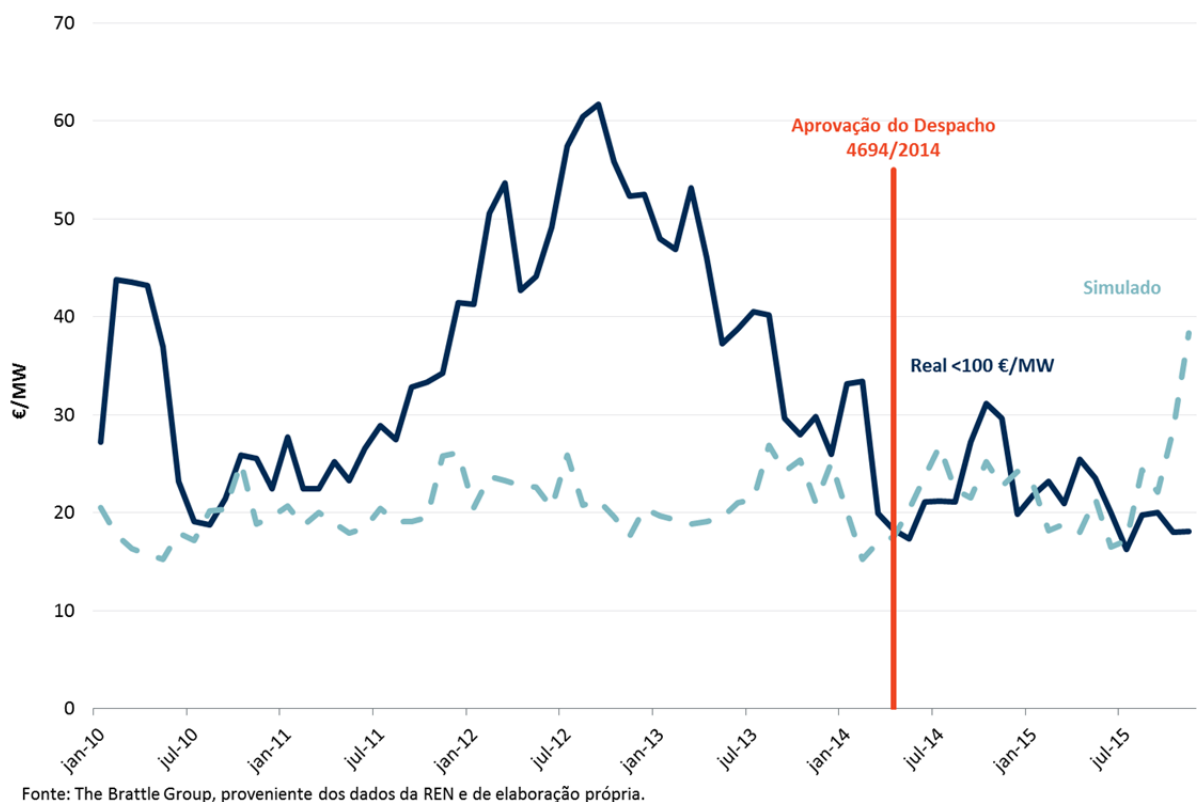


Figura 7: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas com CMEC inferiores a 100 €/MW



IV.C. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DO MERCADO

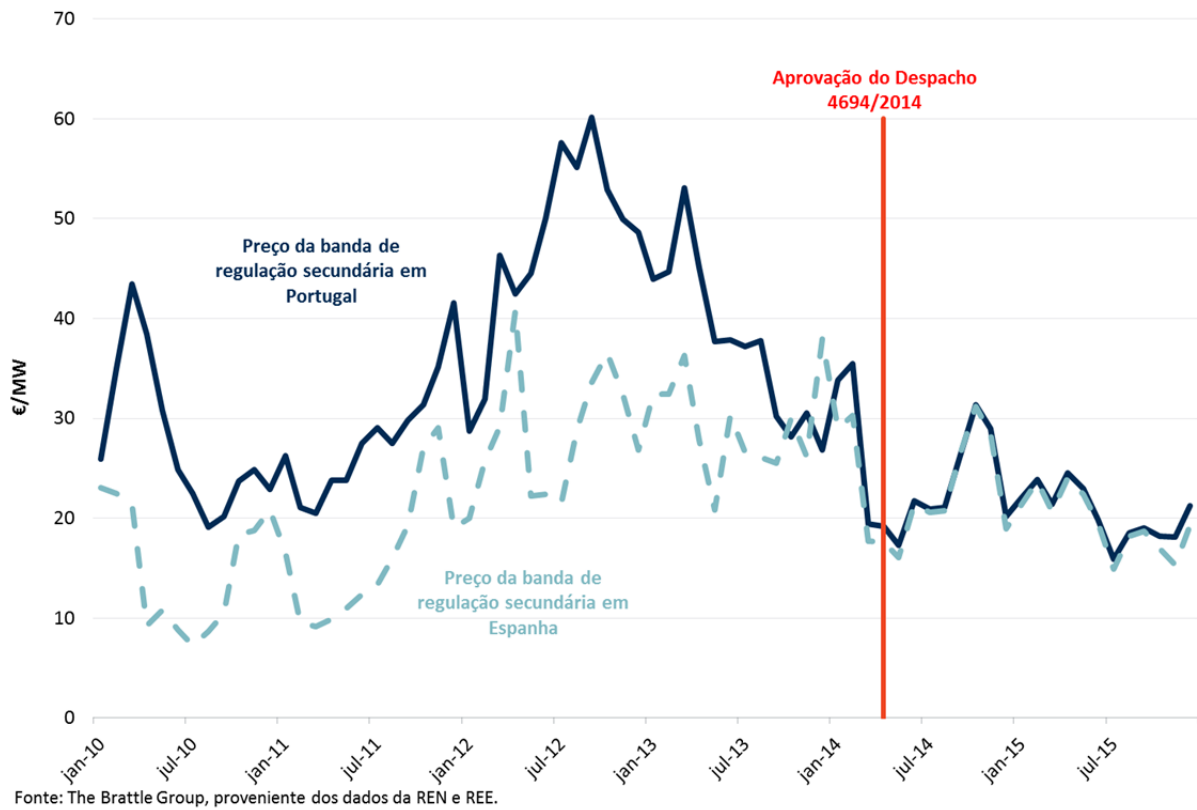
Também avaliamos a eficácia do Despacho 4694/2014 analisando quantitativamente a evolução dos resultados do mercado de reserva secundária antes e depois da aprovação das medidas. Analisámos os resultados do mercado de reserva secundária em termos de preços e da quantidade de reserva contratada e avaliamos o nível de consistência desta evolução com um mercado eficiente e perfeitamente funcional. Esta avaliação baseia-se na observação dos dados reais do mercado e na comparação destes dados com as estimativas de ofertas que refletem custos e resultados de mercados por hora que obtivemos na primeira fase do estudo.

IV.C.1. Evolução do preço

Primeiros, analisámos a evolução do preço de reserva secundária em Portugal, especialmente em comparação com o preço em Espanha. Uma das preocupações que partilhámos no nosso primeiro relatório foi o facto de os preços nos dois países terem divergido. O Despacho 4694/2014 parte do pressuposto de que deveria existir uma relação próxima entre os dois preços, uma vez que define o limite de preço para Portugal com base no preço em Espanha.

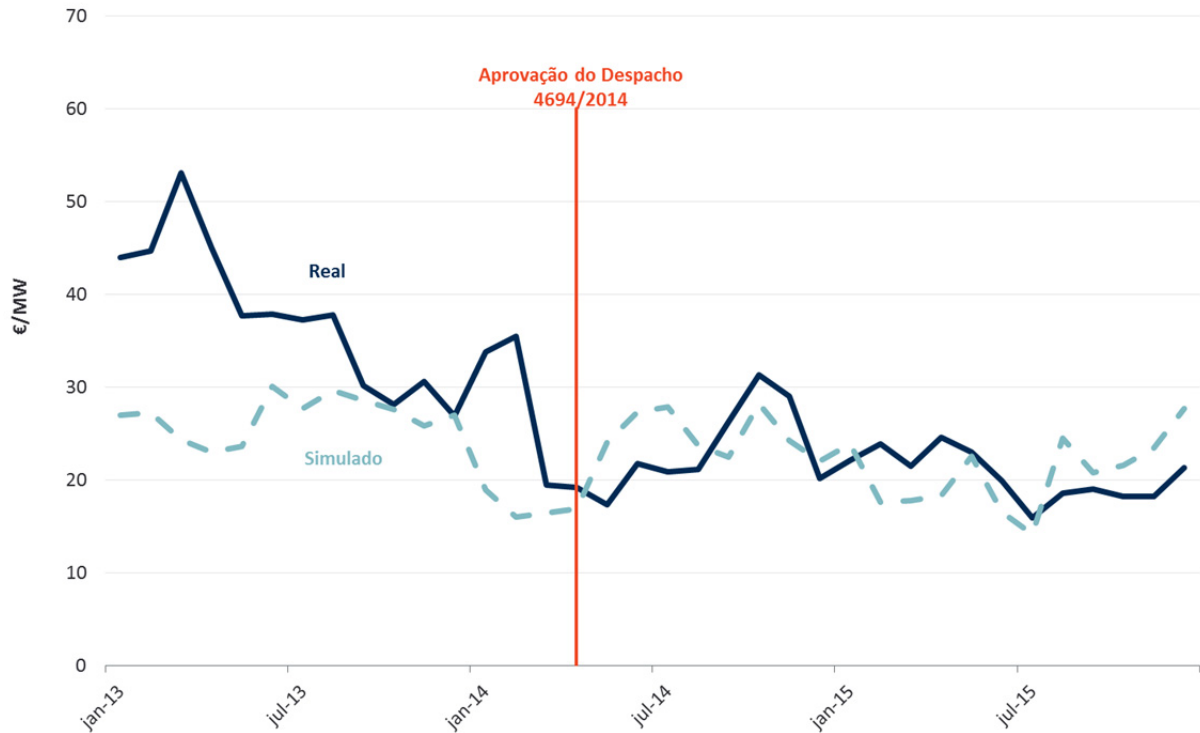
Não é surpreendente que, após a aprovação do Despacho, os preços da reserva em ambos os mercados sejam praticamente idênticos. Contudo, é notável que esta convergência foi atingida antes do Despacho ter sido aprovado. Isto pode ser observado na Figura 8, que mostra a evolução de ambos os preços a partir de 2010.

Figura 8: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha



O preço de reserva secundária real também converge com a nossa estimativa no caso de base do preço de mercado que reflete custos. Figura 9 compara o preço real com a nossa estimativa e como a diferença entre os dois se esbateu.

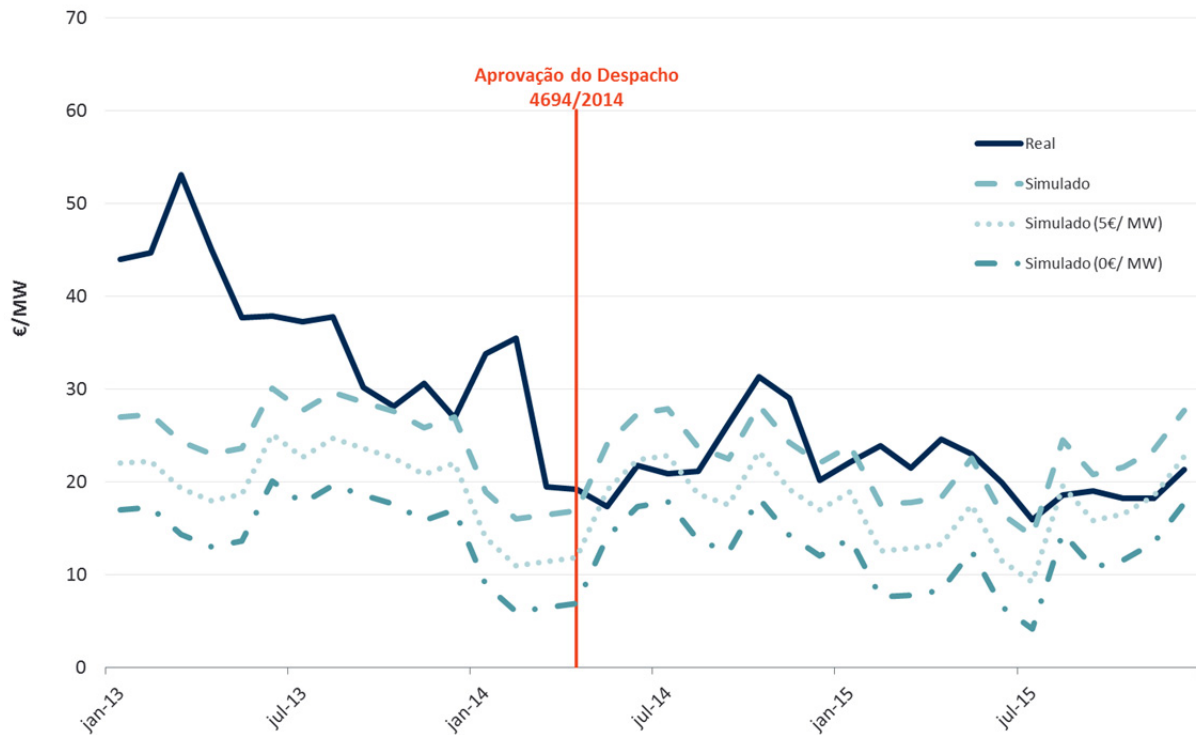
Figura 9: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e REE.

As nossas estimativas dependem em certa parte do valor pressuposto para diferentes parâmetros de custo, particularmente o prémio de risco. O nosso caso de base incluiu um prémio de risco de 10 €/MW e são estas estimativas de preço que estão em consonância com os preços reais tanto em Portugal quanto em Espanha. Se o preço espanhol for um bom indicador do custo do fornecimento de reserva, isto sugere que os pressupostos do nosso caso de base estão em consonância com os custos verdadeiros do fornecimento de reserva em Portugal. A Figura 8 mostra a nossa estimativa do preço para diferentes valores do prémio de risco.

Figure 10: Preço de reserva secundária simulado, pressuposto de sensibilidade ao prémio de risco



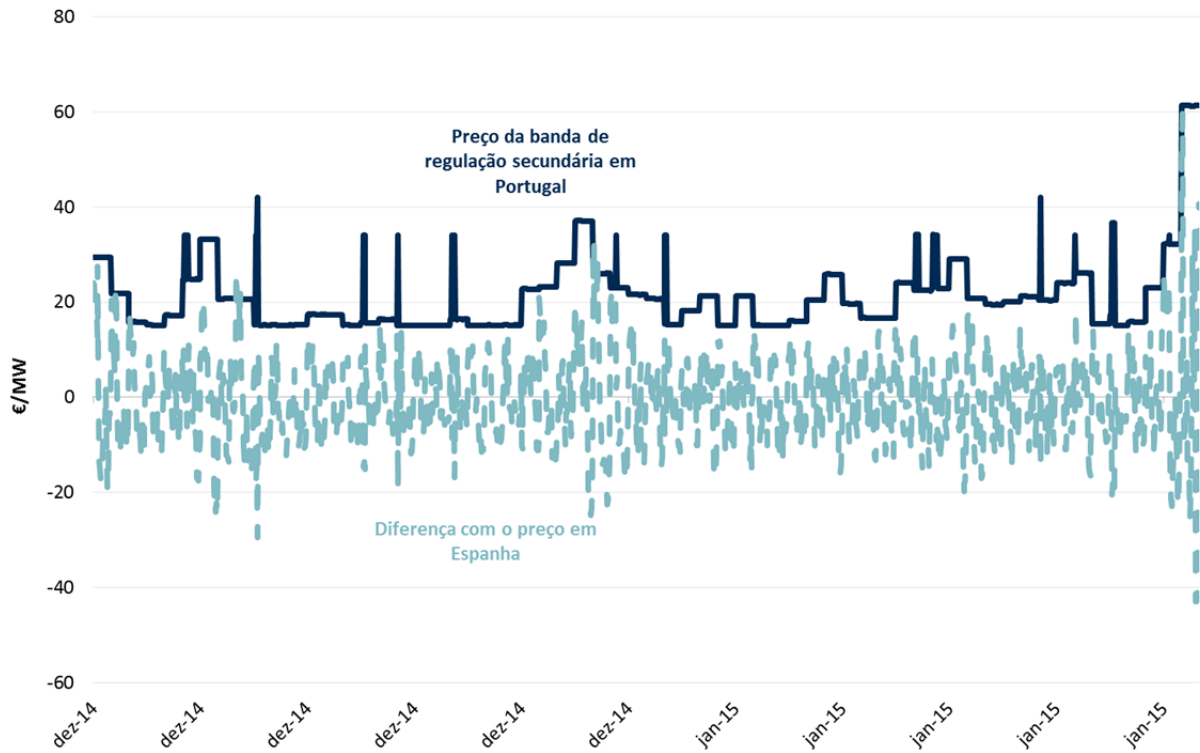
Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e REE.

Assim, a convergência dos preços de reserva em Portugal com a nossa referência e com o preço em Espanha apoiam a ideia de que o preço em Portugal está agora a refletir os custos subjacentes de fornecer reserva e sugere que o Despacho foi bem-sucedido a moderar os preços da reserva.

Condo, achamos intrigante o facto de os preços espanhóis e portugueses estarem em convergência antes da imposição do limite de preço. Ao analisarmos os preços por hora, encontramos uma diferença importante na volatilidade dos preços nos dois mercados. Enquanto os preços em Espanha variam de hora a hora, os preços por hora em Portugal são bastante estáveis a cada dia e aproximam-se do preço médio em Espanha. Isto sugere que os preços em Portugal não estão a refletir adequadamente o custo por hora da reserva secundária. A nossa conclusão é que a evolução dos resultados do mercado sugere que o mercado se tornou mais eficiente, mas que esta evolução não significa necessariamente que o mercado se tornou mais competitivo.

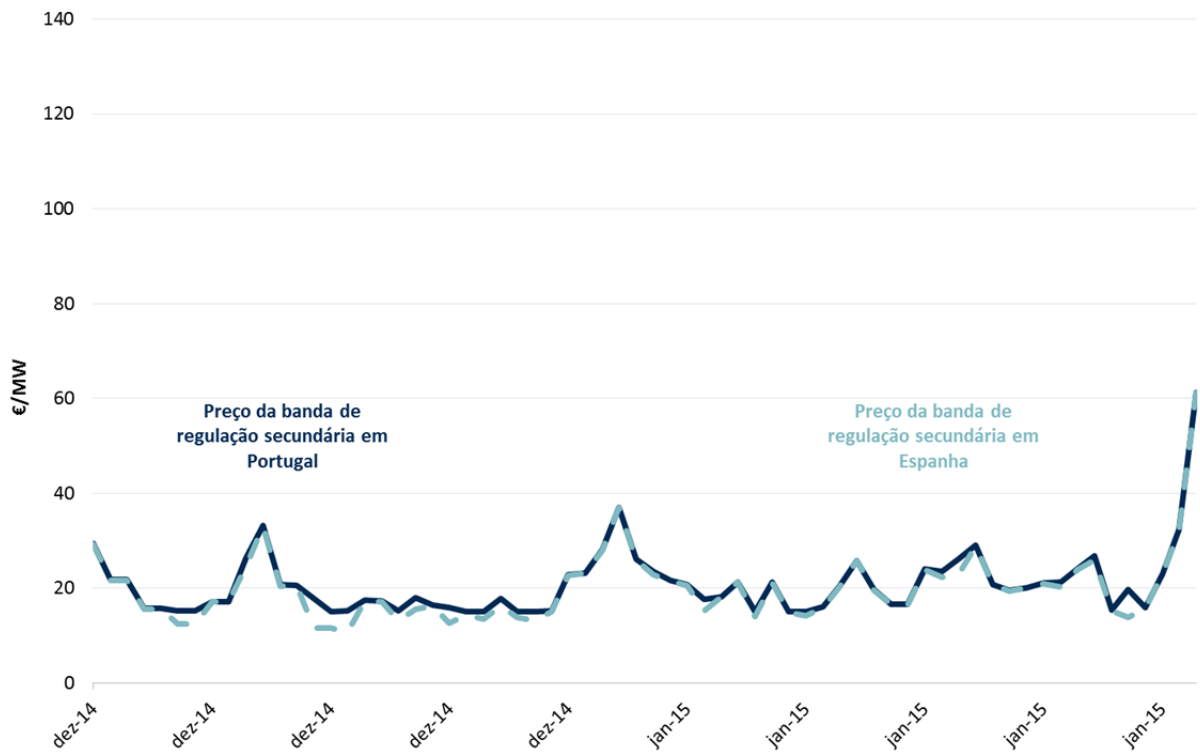
A Figura 11 mostra as discrepâncias entre os preços por hora em Espanha e Portugal durante dois meses após a aprovação do Despacho 4694/2014, enquanto a Figura 12 compara os preços médios diários nos dois países no mesmo período.

Figura 11: Exemplo de preços por hora em portugal e espanha



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e REE.

Figura 12: Exemplo de preços por hora médios em portugal e espanha



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e REE.

Uma possível explicação para a convergência dos preços de reserva médios diários espanhóis e portugueses a partir de meados de 2013 está relacionada com a publicação dos resultados das investigações feitas no mercado de reserva em 2013. A ERSE publicou a sua *Análise dos custos do mercado para serviços de sistema*, em março de 2013, e a AdC publicou as suas *Recomendações para o Governo referentes aos CMEC* em novembro de 2013.^{21,22} É pelo menos possível que os preços nos dois mercados tenham convergido à medida que os agentes de mercado deram resposta às conclusões do estudo e à possibilidade de o mercado vir a ser alterado, conforme aconteceu posteriormente através do Despacho 4694/2014.

IV.C.1. Evolução das quantidades

Também analisámos a avaliação da quantidade de reserva contratada e oferecida ao mercado de reserva secundária. A fraca participação no passado de unidades associadas aos CMEC neste mercado foi novamente uma fonte de preocupação e uma das finalidades explícitas do Despacho 4694/2014 consistia em promover a participação das unidades associadas aos CMEC neste mercado.²³

Durante 2014 e 2015, existiu um aumento significativo na participação de unidades associadas aos CMEC no mercado de reserva secundária. Este aumento não reflete um aumento na capacidade de reserva nominal de unidades associadas aos CMEC, uma vez que aumentou apenas ligeiramente em 2014.²⁴ De igual modo, não parece refletir alterações na capacidade de reserva que estava realmente disponível ou no seu custo médio, pelo menos ao compararmos as alterações às nossas estimativas da capacidade de reserva disponível por unidade e o custo desta capacidade. Portanto, o aumento no fornecimento de reserva por parte de unidades associadas aos CMEC parece estar relacionado apenas com o modo como estas unidades foram oferecidas ao mercado. Figura 13 mostra a reserva secundária contrada entre janeiro de 2010 e novembro de 2015.

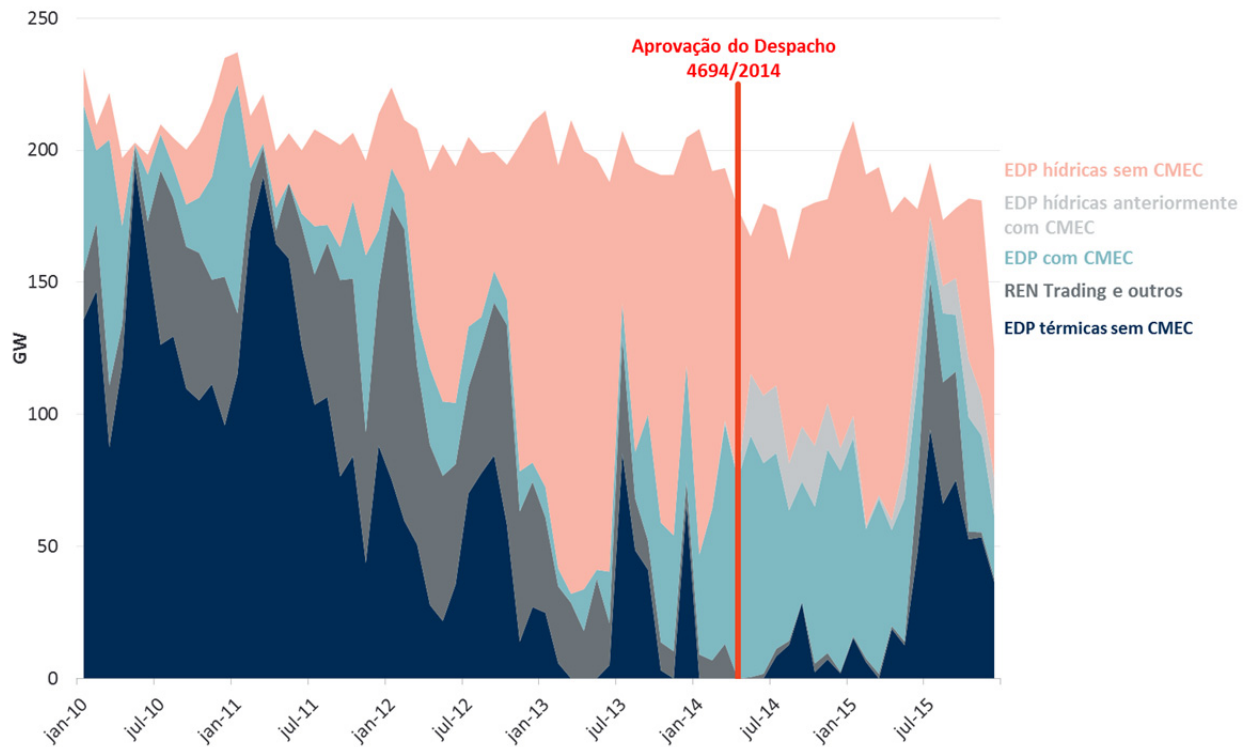
²¹ ERSE, "Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012", março de 2013.

²² AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", novembro de 2013:

²³ No preâmbulo do Despacho 4694/2014, lê-se: "criar mecanismos que incentivem a uma participação mais ativa das centrais com CMEC no mercado da banda de regulação secundária".

²⁴ Em 2014, os CMEC para Picote, que tinha 90 MW, terminaram. Contudo, a Aguiaria pôde novamente ser considerada uma unidade com o mesmo incentivo de outras unidades associadas aos CMEC, após o final do contrato entre a EDP e a Iberdrola.

Figura 13: Reserva secundária mensal contratada, 2010-2015



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN.

- A distribuição real de reserva secundária por tipos de unidades é semelhante às nossas estimativas da distribuição que poderia advir de ofertas que refletem custos. Embora existam algumas diferenças entre a distribuição real e a distribuição simulada, estas parecem derivar de diferenças na competitividade real de unidades térmicas. A Figura 14 mostra a contratação real em 2014 e 2015, enquanto a Figura 15 mostra a contratação de acordo com a nossa simulação.

Figura 14: Reserva secundária mensal contratada, 2014-2015

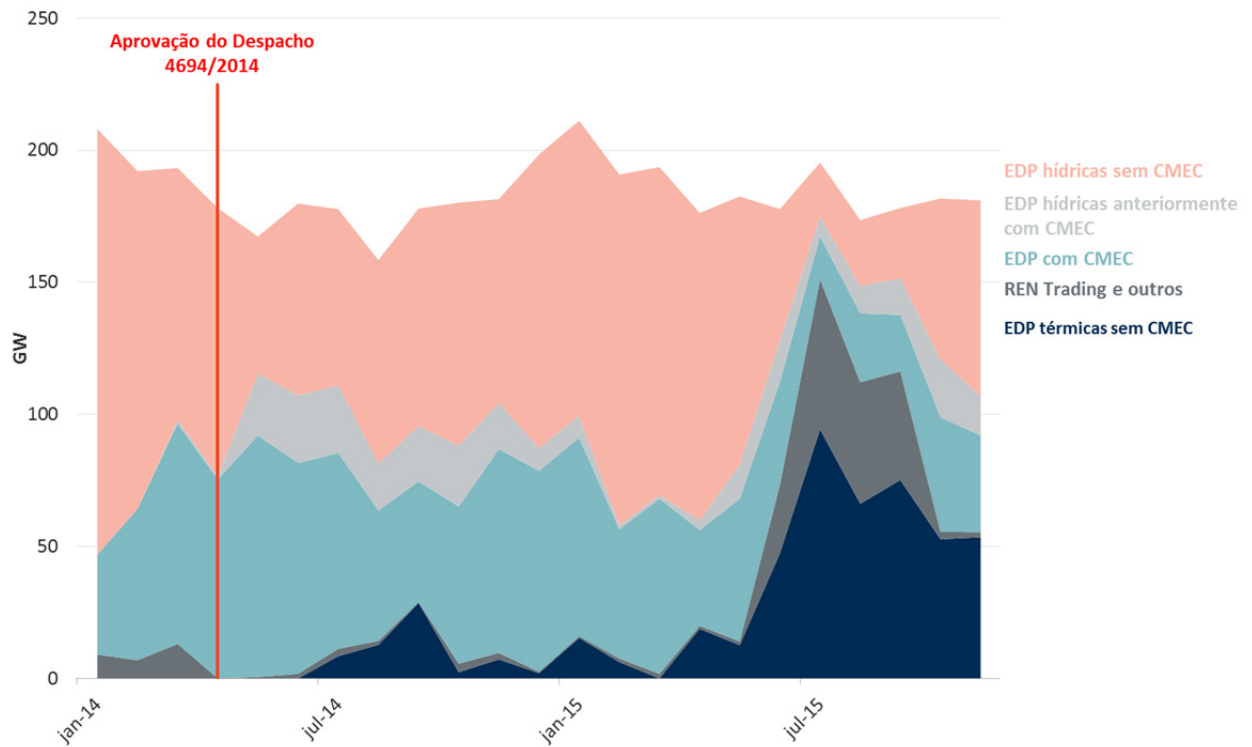
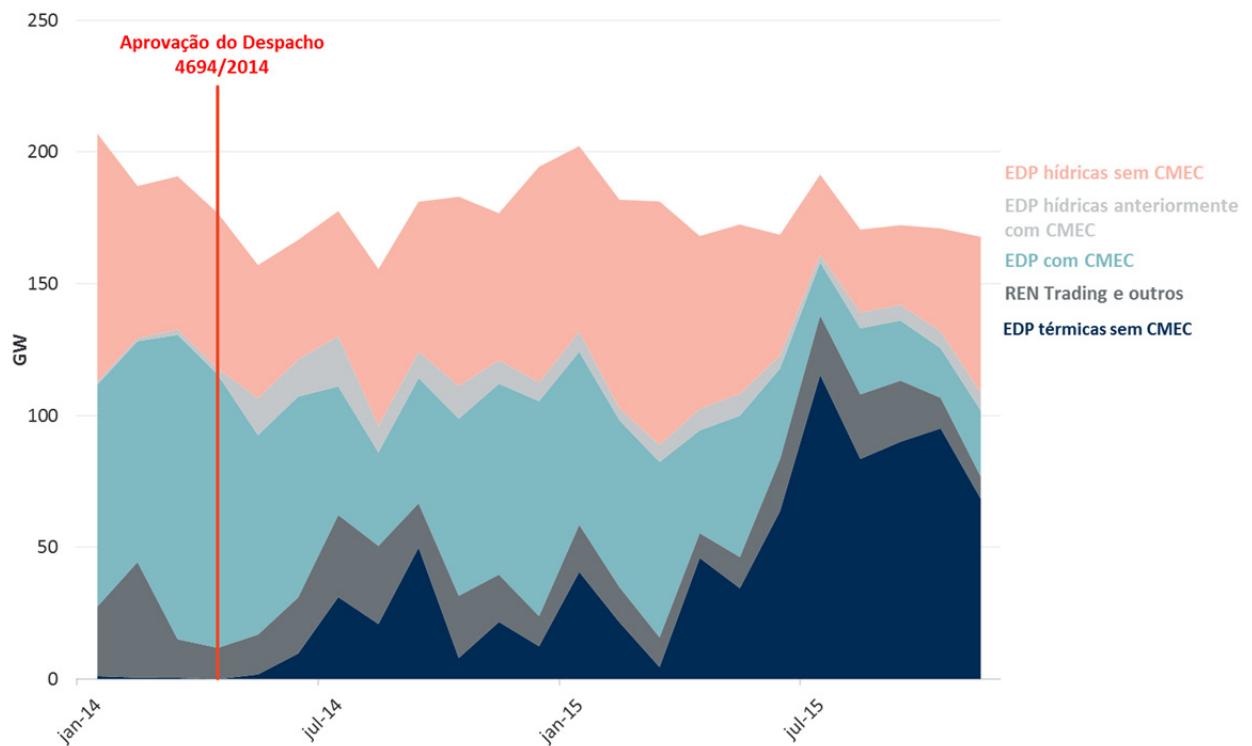


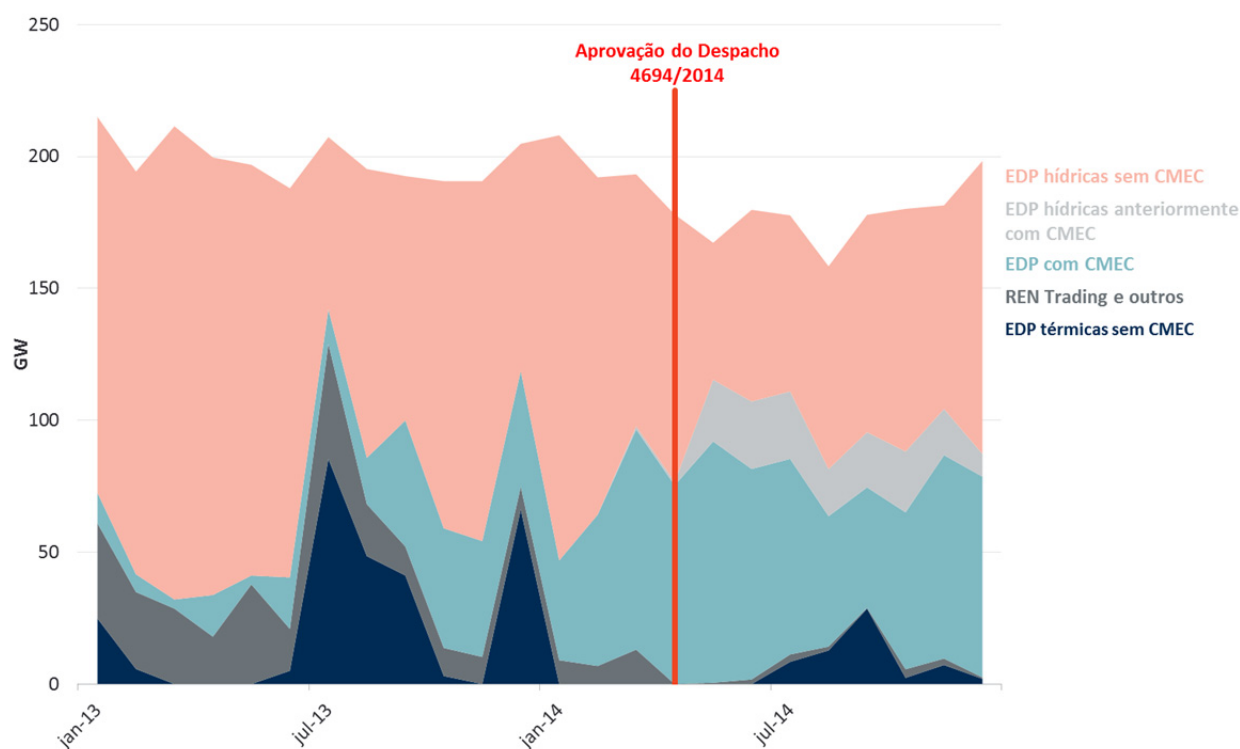
Figura 15: Reserva secundária mensal estimada



O aumento do fornecimento de reserva secundária por unidades associadas aos CMEC e as similaridades entre as distribuições reais e as nossas simulações sugerem que o Despacho 4694/2014 foi bem-sucedido a aumentar a participação das unidades associadas aos CMEC no mercado de reserva secundária.

Por fim, no que diz respeito à convergência de preços de reserva espanhóis e portugueses, observamos que o aumento do fornecimento de reserva por unidades de CMECS começou antes da aprovação do Despacho 4694/2014. Isto seria também consistente com a hipótese de os estudos da ERSE e AdC terem um impacto no comportamento dos agentes de mercado que precedem o Despacho 4694/2014. A Figura 16 analisa profundamente a evolução da contratação de reserva em torno da aprovação do Despacho 4694/2014.

Figura 16: Reserva secundária mensal contratada, 2013 e 2014



V. Quantificação do Impacto do Despacho 4694/2014

Utilizamos as nossas estimativas de ofertas que refletem os custos e os resultados do mercado de hora em hora para quantificar o impacto que as disposições do Despacho 4694/2014 tiveram nas margens das unidades que fornecem reserva secundária. Esta quantificação é também um indicador também da eficácia das medidas no Despacho 4694/2014.

Em consonância com as nossas conclusões em secções anteriores, estimamos que as medidas no Despacho 4694/2014 tenham eliminado qualquer margem excessiva que as unidades possam ter apresentado em relação à nossa estimativa de resultados de mercado que refletem custos. Conforme já indicámos, as nossas estimativas dependem do valor pressuposto para diferentes parâmetros de custos, com o prémio de risco. Contudo, pensamos que os pressupostos do nosso caso de base estão em consonância com a abordagem seguida pelo Despacho 4694/2014, uma vez que a estimativa do nosso caso de base do preço que reflete custos está em consonância com o preço em Espanha.

Seguindo a metodologia que propusemos no nosso primeiro relatório, calculamos a possível sobrecompensação para a reserva secundária determinando a diferença entre a margem real que uma unidade parece ter obtido no mercado de reserva secundária e a sua margem no nosso cenário que reflete custos. Consequentemente, um impacto positivo implica que as unidades obtiveram uma margem maior no mundo real em comparação com as nossas estimativas das ofertas que refletem os custos. A margem é fornecida pela diferença entre o rendimento e o custo de uma unidade.

A margem obtida com uma unidade pode variar devido a:

- Alterações na medida em que as suas ofertas de reserva são aceites. Referimo-nos a este impacto como "o efeito da quantidade";
- Alterações no preço de equilíbrio do mercado. Referimo-nos a este impacto como "o efeito do preço".

As subsecções seguintes mostram as nossas estimativas do potencial de sobrecompensação, se considerarmos apenas o efeito da quantidade nas margens das unidades ou o efeito total. O efeito total consiste na combinação do efeito da quantidade e do preço.

V.A. EFEITO DA QUANTIDADE

O efeito da quantidade inclui apenas as alterações das margens das unidades devido às mudanças na quantidade de reserva secundária fornecida. Tanto a margem no mundo real quanto a margem no nosso cenário alternativo são calculadas com base no preço de mercado real para a reserva secundária.

Se considerarmos apenas o efeito da quantidade, estimamos que a margem feita pelas unidades associadas e não associadas aos CMEC da EDP teria sido ligeiramente superior, com ofertas que refletem custos, à da oferta que reflete custos em relação ao que foram realmente tanto em 2014 quanto em 2015. Este resultado é independente do valor do prémio de risco

pressuposto, devido às pequenas alterações na distribuição de reserva secundária na nossa simulação em relação à realidade.

A Tabela 3 seguinte resume os resultados para o efeito de quantidade ao abrigo de três valores diferentes para o prémio de margem/risco, enquanto o Appendix B apresenta um conjunto detalhado dos resultados. Uma figura positiva indica que a margem teria sido inferior com uma oferta que refletisse o custo.

Tabela 3: Diminuição da margem de oferta que reflete os custos considerando apenas o efeito de quantidade (milhões de €)

Unidade	2014	2015	Total
Prémio-Risco 10€/MW			
EDP com CMEC	-0,4	-0,5	-1,0
EDP sem CMEC	0,1	-0,7	-0,6
Prémio-Risco 5 €/MW			
EDP com CMEC	-0,4	-0,4	-0,8
EDP sem CMEC	1,1	-1,3	-0,2
Prémio-Risco 0 €/MW			
EDP com CMEC	-0,3	-0,3	-0,6
EDP sem CMEC	2,0	-2,0	0,0

Fonte: The Brattle Group.

Nota: valores positivos indicam que as margens são superiores com Oferta atual que com Oferta preço-custo.

V.B. EFEITO TOTAL

O efeito total inclui as alterações nas margens das unidades devido a ambas as alterações na quantidade e preço da reserva secundária fornecida, tanto no efeito da quantidade como no efeito do preço. Assim, neste caso, as margens do mundo real são calculadas utilizando o preço de mercado real e as margens para o nosso caso "que reflete os custos" são calculadas utilizando a nossa estimativa do preço de mercado para a reserva secundária.

Se considerarmos os efeitos do preço e os efeitos da quantidade e com base nos pressupostos do nosso caso de base, estimamos que as margens adquiridas por unidades não associadas aos CMEC da EDP teriam sido em cerca de 1 milhão de euros superiores às ofertas que refletem custos, enquanto teriam sido cerca de 1 milhão de euros inferiores no caso das unidades com CMEC da EDP. Estas pequenas diferenças são justificadas porque estimamos que o preço de reserva secundária que reflete custos e a distribuição teriam sido praticamente iguais aos do mundo real, como tal, o impacto das ofertas reais nas margens das unidades foi muito baixo.

Contudo, os impactos que consideram o efeito total também são mais sensíveis ao pressuposto do prémio de risco. O motivo é que, enquanto a margem no mundo real muda com este pressuposto sobre os custos, a margem no cenário que reflete os custos é sempre a mesma porque o preço flutua com os custos. Se não incluirmos um prémio de risco, estimamos que as unidades não associadas aos CMEC da EDP teriam tido uma margem superior em 26 milhões de euros, enquanto o valor de unidades associadas aos CMEC da EDP é de 10 milhões de euros.

Tabela 4 seguinte resume os resultados para o efeito de quantidade ao abrigo de três valores diferentes para o prémio de margem/risco, enquanto o Appendix B apresenta um conjunto detalhado dos resultados.

Tabela 4: Diminuição da margem de oferta que reflete os custos considerando os efeitos de preço e quantidade (milhões de €)

Unidade	2014	2015	Total
Prémio-Risco 10€/MW			
EDP com CMEC	-1,0	-0,1	-1,1
EDP sem CMEC	1,0	-0,1	0,9
Prémio-Risco 5 €/MW			
EDP com CMEC	2,1	2,4	4,5
EDP sem CMEC	6,0	7,6	13,6
Prémio-Risco 0 €/MW			
EDP com CMEC	5,2	4,8	10,1
EDP sem CMEC	11,1	15,3	26,3

Source: The Brattle Group

Nota: valores positivos indicam que as margens são superiores com Oferta atual que com Oferta preço-custo.

VI. Recomendações Referentes às Medidas do Despacho 4694/2014

Identificámos potenciais ajustes às medidas de controlo introduzidas pelo Despacho 4694/2014 que devem melhorar a eficácia destas disposições. Recomendamos o seguinte:

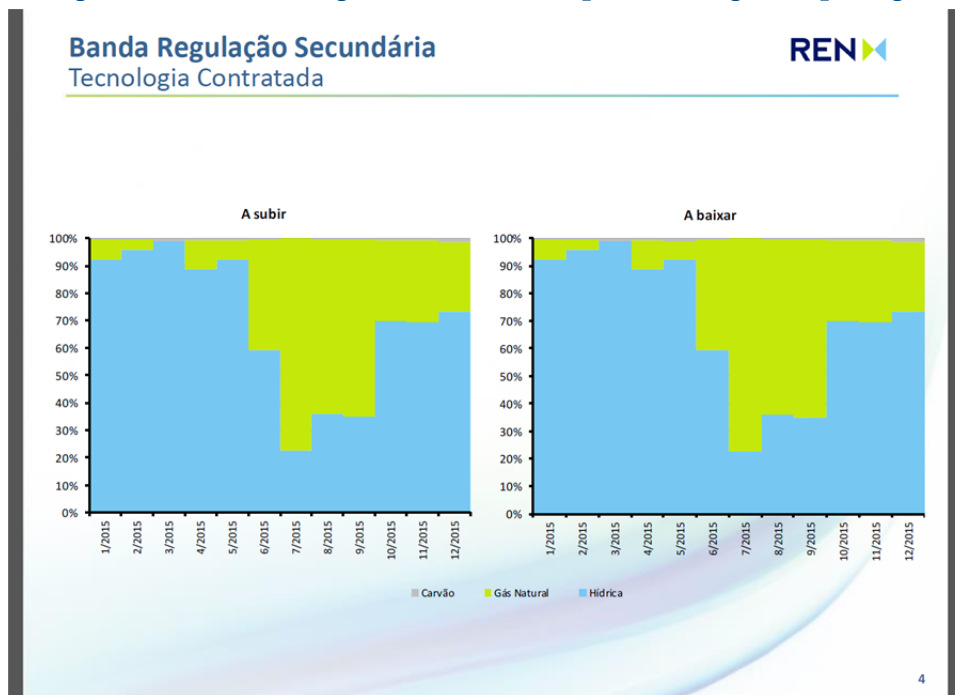
- Considerar substituir a produção de eletricidade por outro indicador da capacidade de uma unidade de fornecer reserva secundária que considere outros fatores relevantes. Isto poderia ser feito, por exemplo, através de simulações de mercado semelhantes às utilizadas para ajuste dos CMEC adjustment que pode continuar a

ser utilizada para monitorizar o mercado após o final do CMEC. Contudo, especificar e calibrar um modelo com as capacidades relevantes (seja VALORAGUA ou algum modelo novo) seria uma tarefa complexa.

- Implementar um controlo *ex-ante* de ofertas ao mercado, com base em diretrizes sobre a quantidade e preço que se espera que os agentes ofereçam, em vez de um controlo *ex-post* do preço médio.
- Limitar o controlo de ofertas e preços aos agentes considerados dominantes no mercado, em vez de limitá-lo a todos os agentes. Isto evitará desincentivar a entrada de novos fornecedores de reserva secundária.
- Caso um limite de preço seja retido, ajustando esta ligação ao preço do mercado de reserva secundária em Espanha para considerar a diferença no desenho do mercado em ambos os países. Mais uma vez, isto pode ser conseguido utilizando simulações de mercado.

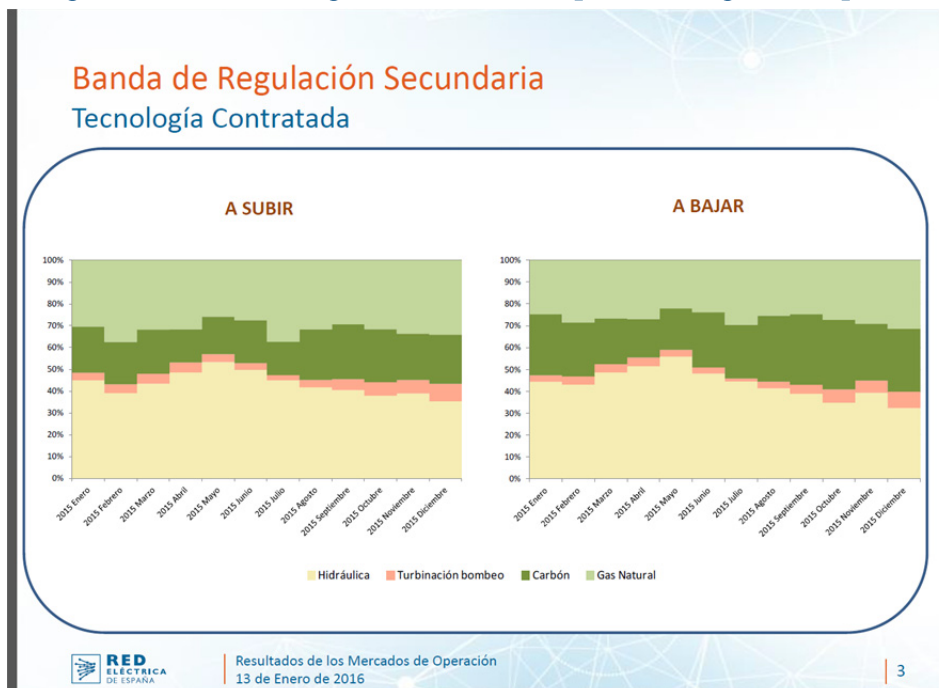
Appendix A. Banda de Regulação Contratada por Tecnologia em Portugal e Espanha

Figura 17: Banda de regulação contratada por tecnologia em Portugal



Fonte: fornecido pela Comissão de Monitorização, fontes originais: REN, TSOEI

Figura 18: Banda de regulação contratada por tecnologia em Espanha



Fonte: fornecido pela Comissão de Monitorização, fontes originais: REE, TSOEI

Appendix B. Appendix D. Margens e Impactos Estimados

Esta secção fornece uma descrição geral dos resultados detalhados que justificam a nossa estimativa da quantificação da potencial sobrecompensação apresentada na secção VI. Os ficheiros Excel que acompanham este relatório fornecem resultados adicionais, tais como a estrutura de custos do serviço de regulação pela unidade que, devido à sua extensão, não podem ser apresentados no relatório.

B.I. SOBRECENSAÇÃO ESTIMADA

Tabela 5: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito de quantidade

Unidade	Margem total		Margem em capacidade		Margem em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Alto Lindoso	0,0	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2
Cabril	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Castelo Bode	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,0
Pocinho	0,1	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1
Regua	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,2	0,2
Torrao	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	0,1	-0,1	0,0	-0,2	0,1	0,1
Valeira	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5	0,1	0,2
EDP com CMEC	-0,4	-0,5	-1,0	-1,1	0,6	0,6
Bemposta	0,0	-0,2	0,0	-0,1	0,0	-0,1
Miranda	0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,1	0,0
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	0,3	-0,1	-0,1	-0,3	0,4	0,2
Alqueva	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	0,1	0,0
Alqueva II	0,3	0,1	0,0	-0,2	0,3	0,2
Bemposta II	0,1	-0,1	-0,5	-0,9	0,6	0,9
Picote II	-0,5	-0,4	-0,7	-0,9	0,2	0,5
CC. Ribatejo 1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,2
CC. Ribatejo 2	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
CC. Ribatejo 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC. Lares 1	0,0	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,3
CC. Lares 2	-0,1	0,2	-0,1	-0,1	0,1	0,4
EDP sem CMEC	0,1	-0,7	-1,7	-3,3	1,8	2,5
Pego coal 1	-0,4	-0,3	0,0	0,0	-0,4	-0,3
Pego coal 2	-0,4	-0,3	0,1	0,0	-0,5	-0,4
REN Trading	-0,8	-0,7	0,1	0,1	-0,9	-0,7
CC. Pego. G3	0,0	-0,4	0,0	-1,0	0,0	0,7
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	-0,4	0,0	-1,2	0,0	0,8
Total	-1,1	-2,3	-2,6	-5,5	1,5	3,2

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW

Tabela 6: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito total

Unidade	Margem total		Margem em capacidade		Margem em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Lindoso	0,3	0,2	0,3	0,0	-0,1	0,2
Cabril	-0,4	0,0	-0,4	0,0	0,0	0,0
Castelo Bode	-0,2	-0,1	-0,4	0,0	0,1	0,0
Pocinho	0,0	0,3	-0,1	0,2	0,1	0,1
Regua	-0,2	-0,1	-0,3	-0,2	0,2	0,2
Torrao	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	0,1	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,1
Valeira	-0,5	-0,3	-0,7	-0,5	0,1	0,2
EDP com CMEC	-1,0	-0,1	-1,6	-0,7	0,6	0,6
Bemposta	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1
Miranda	0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,1	0,0
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	0,1	-0,2	-0,3	-0,4	0,4	0,2
Alqueva	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Alqueva II	0,7	0,6	0,4	0,4	0,3	0,2
Bemposta II	0,1	-0,1	-0,5	-1,0	0,6	0,9
Picote II	-0,1	0,2	-0,4	-0,3	0,2	0,5
CC. Ribatejo 1	0,0	-0,3	0,0	-0,5	0,0	0,2
CC. Ribatejo 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC. Ribatejo 3	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0
CC. Lares 1	0,0	0,2	0,0	-0,1	0,0	0,3
CC. Lares 2	0,1	-0,3	0,0	-0,7	0,1	0,4
EDP sem CMEC	1,0	-0,1	-0,9	-2,6	1,8	2,5
Pego coal 1	-1,0	-0,7	-0,6	-0,4	-0,4	-0,3
Pego coal 2	-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,5	-0,4
REN Trading	-2,1	-1,5	-1,2	-0,8	-0,9	-0,7
CC. Pego. G3	0,0	-0,4	0,0	-1,1	0,0	0,7
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	-0,4	0,0	-1,2	0,0	0,8
Total	-2,1	-2,0	-3,6	-5,3	1,5	3,2

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW

B.II. ESTIMATIVA DE RESULTADOS REAIS

Tabela 7: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)

Unidade	Margem total		Margem em capacidade		Margem em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Agueira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Lindoso	0,3	0,0	0,1	-0,1	0,1	0,0
Cabril	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1	0,0
Castelo Bode	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,2	0,0
Pocinho	0,1	0,3	0,0	0,1	0,1	0,2
Regua	0,1	0,1	-0,1	-0,2	0,2	0,2
Torrao	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	0,3	0,0	0,1	-0,1	0,2	0,1
Valeira	-0,4	-0,2	-0,6	-0,5	0,2	0,3
EDP com CMEC	0,4	0,2	-0,8	-0,7	1,2	0,9
Bemposta	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
Miranda	0,1	-0,1	0,0	-0,2	0,1	0,0
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	0,8	0,2	0,1	-0,2	0,6	0,4
Alqueva	0,5	0,3	0,2	0,1	0,3	0,1
Alqueva II	1,1	0,8	0,7	0,5	0,3	0,3
Bemposta II	0,7	0,3	-0,1	-0,8	0,7	1,0
Picote II	0,2	0,3	-0,2	-0,5	0,4	0,7
CC. Ribatejo 1	0,0	0,1	0,0	-0,2	0,0	0,3
CC. Ribatejo 2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
CC. Ribatejo 3	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
CC. Lares 1	0,0	0,3	0,0	-0,2	0,0	0,6
CC. Lares 2	0,3	0,2	0,1	-0,5	0,1	0,7
EDP sem CMEC	3,6	2,3	0,8	-2,0	2,8	4,3
Pego coal 1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Pego coal 2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
REN Trading	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
CC. Pego. G3	0,0	-0,3	0,0	-1,1	0,0	0,8
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	-0,3	0,0	-1,2	0,0	0,9
Total	4,2	2,4	0,2	-3,7	4,1	6,1

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 8: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)

Unidade	Proveitos totais		Proveitos em capacidade		Proveitos em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Agueira	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0
Alto Lindoso	1,1	0,5	0,7	0,3	0,4	0,2
Cabril	1,3	0,0	0,7	0,0	0,6	0,0
Castelo Bode	2,4	0,3	1,7	0,2	0,7	0,1
Pocinho	3,4	3,7	2,4	2,5	1,0	1,2
Regua	4,6	3,8	3,1	2,5	1,4	1,3
Torrao	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	2,3	1,4	1,5	0,9	0,8	0,5
Valeira	5,5	6,4	3,8	4,3	1,7	2,1
EDP com CMEC	21,0	16,2	14,3	10,8	6,8	5,5
Bemposta	0,5	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1
Miranda	1,5	0,4	1,0	0,3	0,5	0,1
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	5,7	4,2	3,8	2,7	1,8	1,5
Alqueva	3,5	1,6	2,4	1,1	1,1	0,5
Alqueva II	6,1	4,8	4,1	3,3	2,0	1,5
Bemposta II	11,1	14,7	7,5	9,7	3,7	5,1
Picote II	3,7	8,0	2,5	5,2	1,2	2,8
CC. Ribatejo 1	0,0	2,0	0,0	1,2	0,0	0,8
CC. Ribatejo 2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1
CC. Ribatejo 3	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,2
CC. Lares 1	0,1	4,8	0,0	3,0	0,0	1,8
CC. Lares 2	1,3	6,0	0,9	3,6	0,4	2,4
EDP sem CMEC	34,0	47,3	22,9	30,7	11,1	16,6
Pego coal 1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Pego coal 2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,1	0,1
REN Trading	0,5	0,5	0,4	0,4	0,1	0,1
CC. Pego. G3	0,0	4,4	0,0	2,3	0,0	2,1
CC. Pego. G4	0,0	0,9	0,0	0,5	0,0	0,4
Outros	0,0	5,3	0,0	2,8	0,0	2,5
Total	55,6	69,4	37,5	44,6	18,0	24,7

Fonte: The Brattle Group.

Tabela 9: Custos estimados das unidades com resultados do mercado real (a partir de abril de 2014)

Unidade	Total custos		Custos de capacidade		Custos de energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0
Alto Lindoso	0,9	0,5	0,6	0,4	0,3	0,2
Cabril	1,3	0,0	0,9	0,0	0,5	0,0
Castelo Bode	2,4	0,3	1,9	0,2	0,6	0,1
Pocinho	3,3	3,4	2,4	2,3	0,9	1,0
Regua	4,4	3,7	3,2	2,7	1,2	1,1
Torrao	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	2,0	1,5	1,4	1,0	0,6	0,4
Valeira	5,9	6,6	4,4	4,8	1,5	1,8
EDP com CMEC	20,7	16,1	15,1	11,5	5,6	4,6
Bemposta	0,5	0,2	0,4	0,1	0,1	0,1
Miranda	1,4	0,5	1,0	0,4	0,4	0,1
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	4,9	4,0	3,7	2,9	1,2	1,1
Alqueva	3,0	1,3	2,2	1,0	0,8	0,3
Alqueva II	5,0	4,0	3,4	2,8	1,6	1,2
Bemposta II	10,5	14,5	7,5	10,4	2,9	4,0
Picote II	3,5	7,7	2,7	5,7	0,8	2,0
CC. Ribatejo 1	0,0	1,9	0,0	1,4	0,0	0,5
CC. Ribatejo 2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,1	0,0
CC. Ribatejo 3	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,1
CC. Lares 1	0,1	4,5	0,0	3,2	0,0	1,3
CC. Lares 2	1,1	5,8	0,8	4,1	0,2	1,6
EDP sem CMEC	30,4	45,0	22,0	32,6	8,4	12,4
Pego coal 1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Pego coal 2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0
REN Trading	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
CC. Pego. G3	0,0	4,7	0,0	3,4	0,0	1,3
CC. Pego. G4	0,0	0,9	0,0	0,6	0,0	0,3
Outros	0,0	5,6	0,0	4,0	0,0	1,6
Total	51,4	66,9	37,1	48,1	13,9	18,5

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 10: Banda e energia de regulação secundária real (a partir de abril de 2014)

Unidade	Capacidade reserva secundária		Energia reserva secundária líquida	
	2014 GW	2015 GW	2014 GWh	2015 GWh
Aguieira	13	3	2	0
Alto Lindoso	35	16	6	3
Cabril	38	0	9	0
Castelo Bode	76	8	12	1
Pocinho	102	115	15	19
Regua	128	110	22	21
Torrao	1	0	0	0
V.Nova II(Frades)	69	43	12	8
Valeira	161	195	26	35
EDP com CMEC	622	490	105	87
Bemposta	16	5	3	1
Miranda	42	11	7	2
Miranda II	0	0	0	0
Picote	162	131	26	22
Alqueva	105	49	15	6
Alqueva II	166	149	25	21
Bemposta II	331	456	53	77
Picote II	126	248	18	43
CC. Ribatejo 1	0	72	0	8
CC. Ribatejo 2	13	6	2	1
CC. Ribatejo 3	2	14	0	2
CC. Lares 1	2	173	1	22
CC. Lares 2	43	222	4	29
EDP sem CMEC	1.010	1.535	154	232
Pego coal 1	6	3	1	0
Pego coal 2	7	8	1	1
REN Trading	13	11	2	2
CC. Pego. G3	0	141	0	27
CC. Pego. G4	0	28	0	5
Outros	0	169	0	32
Total	1.645	2.194	261	353

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

B.III. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO DE QUANTIDADE)**Tabela 11: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014)**

Unidade	Margem total		Margem em capacidade		Margem em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Alto Lindoso	0,3	-0,1	0,1	0,1	0,2	-0,2
Cabril	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Castelo Bode	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,1	0,0
Pocinho	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Regua	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Torrao	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Valeira	-0,1	0,1	-0,1	0,0	0,1	0,1
EDP com CMEC	0,8	0,7	0,2	0,4	0,7	0,3
Bemposta	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1
Miranda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	0,4	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2
Alqueva	0,5	0,4	0,4	0,3	0,1	0,1
Alqueva II	0,8	0,7	0,7	0,7	0,1	0,1
Bemposta II	0,5	0,3	0,4	0,2	0,1	0,2
Picote II	0,6	0,7	0,4	0,4	0,2	0,3
CC. Ribatejo 1	0,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,1
CC. Ribatejo 2	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
CC. Ribatejo 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC. Lares 1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,3
CC. Lares 2	0,4	0,0	0,3	-0,4	0,1	0,4
EDP sem CMEC	3,5	3,0	2,5	1,3	1,0	1,7
Pego coal 1	0,5	0,4	0,1	0,0	0,5	0,4
Pego coal 2	0,5	0,5	0,0	0,1	0,5	0,4
REN Trading	1,0	0,9	0,0	0,1	1,0	0,8
CC. Pego. G3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Total	5,3	4,7	2,8	1,8	2,6	2,9

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 12: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014)

Unidade	Proveitos totais		Proveitos em capacidade		Proveitos em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,8	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3
Alto Lindoso	2,9	1,3	1,7	0,7	1,2	0,6
Cabril	2,1	1,2	1,3	0,7	0,8	0,4
Castelo Bode	2,9	1,2	1,9	0,7	1,0	0,5
Pocinho	1,6	2,3	1,1	1,5	0,5	0,9
Regua	3,4	1,8	2,3	1,1	1,1	0,7
Torrao	0,8	0,9	0,5	0,6	0,3	0,4
V.Nova II(Frades)	2,1	1,6	1,4	1,0	0,7	0,6
Valeira	4,5	4,9	3,0	3,2	1,5	1,7
EDP com CMEC	21,2	16,0	13,8	9,9	7,5	6,1
Bemposta	0,5	1,5	0,3	0,9	0,2	0,5
Miranda	0,8	0,9	0,5	0,6	0,3	0,3
Miranda II	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Picote	3,6	2,7	2,4	1,8	1,2	1,0
Alqueva	3,6	2,9	2,3	1,8	1,3	1,1
Alqueva II	4,7	5,2	3,0	3,2	1,7	1,9
Bemposta II	7,1	8,8	4,6	5,6	2,5	3,2
Picote II	3,5	5,1	2,2	3,2	1,3	1,9
CC. Ribatejo 1	0,2	3,4	0,1	1,9	0,1	1,5
CC. Ribatejo 2	1,4	0,8	0,8	0,4	0,6	0,3
CC. Ribatejo 3	0,2	0,8	0,1	0,4	0,1	0,3
CC. Lares 1	0,7	8,1	0,4	4,5	0,2	3,6
CC. Lares 2	2,9	10,1	1,7	5,4	1,1	4,7
EDP sem CMEC	29,2	50,3	18,6	29,8	10,6	20,6
Pego coal 1	3,2	2,3	2,1	1,5	1,1	0,9
Pego coal 2	3,4	2,8	2,2	1,8	1,2	1,0
REN Trading	6,6	5,1	4,3	3,2	2,3	1,9
CC. Pego. G3	0,0	1,3	0,0	0,7	0,0	0,6
CC. Pego. G4	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1
Outros	0,1	1,6	0,0	0,8	0,0	0,8
Total	57,0	73,0	36,6	43,8	20,4	29,3

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 13: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014)

Unidade	Total custos		Custos de capacidade		Custos de energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,7	0,7	0,4	0,4	0,3	0,3
Alto Lindoso	2,7	1,4	1,6	0,6	1,0	0,8
Cabril	2,1	1,1	1,3	0,7	0,7	0,4
Castelo Bode	2,9	1,1	1,9	0,7	1,0	0,4
Pocinho	1,6	2,2	1,1	1,5	0,5	0,8
Regua	3,3	1,7	2,3	1,1	1,0	0,6
Torrao	0,7	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3
V.Nova II(Frades)	1,9	1,5	1,3	0,9	0,6	0,6
Valeira	4,5	4,8	3,1	3,1	1,4	1,6
EDP com CMEC	20,4	15,3	13,6	9,5	6,8	5,8
Bemposta	0,5	1,3	0,3	0,8	0,1	0,5
Miranda	0,8	0,9	0,6	0,6	0,2	0,3
Miranda II	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Picote	3,1	2,4	2,2	1,6	1,0	0,8
Alqueva	3,1	2,5	1,9	1,5	1,2	1,0
Alqueva II	3,9	4,4	2,3	2,6	1,7	1,9
Bemposta II	6,6	8,4	4,2	5,4	2,4	3,0
Picote II	2,9	4,4	1,8	2,8	1,1	1,6
CC. Ribatejo 1	0,2	3,4	0,1	1,9	0,1	1,4
CC. Ribatejo 2	1,3	0,8	0,7	0,5	0,5	0,3
CC. Ribatejo 3	0,2	0,8	0,1	0,5	0,1	0,3
CC. Lares 1	0,6	7,7	0,4	4,4	0,2	3,3
CC. Lares 2	2,5	10,1	1,5	5,8	1,0	4,4
EDP sem CMEC	25,7	47,3	16,0	28,4	9,6	18,8
Pego coal 1	2,7	1,9	2,1	1,4	0,6	0,5
Pego coal 2	2,9	2,3	2,2	1,7	0,7	0,6
REN Trading	5,6	4,2	4,3	3,1	1,4	1,1
CC. Pego. G3	0,0	1,3	0,0	0,8	0,0	0,5
CC. Pego. G4	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	1,5	0,0	0,9	0,0	0,6
Total	51,7	68,3	33,9	42,0	17,8	26,3

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 14: Banda e energia de regulação secundária estimadas (efeito de quantidade, a partir de abril de 2014)

Unidade	Capacidade reserva secundária		Energia reserva secundária líquida	
	2014 GW	2015 GW	2014 GWh	2015 GWh
Aguieira	22	23	5	5
Alto Lindoso	83	38	19	9
Cabril	62	34	15	7
Castelo Bode	86	34	19	8
Pocinho	52	70	10	15
Regua	92	50	21	12
Torrao	24	28	5	6
V.Nova II(Frades)	59	46	13	10
Valeira	127	143	26	31
EDP com CMEC	608	465	133	103
Bemposta	14	43	3	9
Miranda	23	25	5	6
Miranda II	1	3	0	1
Picote	98	76	21	17
Alqueva	102	84	22	18
Alqueva II	126	149	27	32
Bemposta II	200	259	43	56
Picote II	99	151	22	33
CC. Ribatejo 1	6	111	1	24
CC. Ribatejo 2	41	26	8	5
CC. Ribatejo 3	5	23	1	5
CC. Lares 1	22	249	4	56
CC. Lares 2	81	322	16	74
EDP sem CMEC	820	1.521	174	337
Pego coal 1	86	63	19	16
Pego coal 2	92	75	22	19
REN Trading	178	138	41	35
CC. Pego. G3	0	41	0	10
CC. Pego. G4	1	8	0	2
Outros	1	49	0	12
Total	1.607	2.172	349	486

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW. Os montantes totais poderão não coincidir com os totais reais, por motivo diferenças horárias na oferta de mercado.

B.IV. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO TOTAL)**Tabela 15: Margens estimadas das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)**

Unidade	Margem total		Margem em capacidade		Margem em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Agueira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Lindoso	0,0	-0,2	-0,2	0,0	0,2	-0,2
Cabril	0,4	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0
Castelo Bode	0,2	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0
Pocinho	0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1
Regua	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Torrao	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Valeira	0,2	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1
EDP com CMEC	1,4	0,2	0,7	0,0	0,7	0,3
Bemposta	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Miranda	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Miranda II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Picote	0,6	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2
Alqueva	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Alqueva II	0,4	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1
Bemposta II	0,6	0,4	0,5	0,2	0,1	0,2
Picote II	0,3	0,1	0,1	-0,2	0,2	0,3
CC. Ribatejo 1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,1
CC. Ribatejo 2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
CC. Ribatejo 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC. Lares 1	0,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,3
CC. Lares 2	0,2	0,6	0,1	0,2	0,1	0,4
EDP sem CMEC	2,7	2,4	1,7	0,7	1,0	1,7
Pego coal 1	1,1	0,8	0,7	0,4	0,5	0,4
Pego coal 2	1,1	0,9	0,7	0,5	0,5	0,4
REN Trading	2,3	1,7	1,3	0,9	1,0	0,8
CC. Pego. G3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Total	6,3	4,5	3,8	1,5	2,6	2,9

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 16: Receitas estimadas das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)

Unidade	Proveitos totais		Proveitos em capacidade		Proveitos em energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,7	0,7	0,4	0,4	0,3	0,3
Alto Lindoso	2,6	1,2	1,4	0,6	1,2	0,6
Cabril	2,4	1,1	1,6	0,7	0,8	0,4
Castelo Bode	3,1	1,1	2,1	0,7	1,0	0,5
Pocinho	1,6	2,3	1,1	1,4	0,5	0,9
Regua	3,6	1,9	2,5	1,2	1,1	0,7
Torrao	0,8	0,9	0,5	0,5	0,3	0,4
V.Nova II(Frades)	2,1	1,5	1,4	0,9	0,7	0,6
Valeira	4,7	4,9	3,2	3,2	1,5	1,7
EDP com CMEC	21,8	15,5	14,3	9,5	7,5	6,1
Bemposta	0,5	1,3	0,4	0,8	0,2	0,5
Miranda	0,9	0,9	0,6	0,6	0,3	0,3
Miranda II	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Picote	3,8	2,8	2,6	1,8	1,2	1,0
Alqueva	3,4	2,6	2,1	1,5	1,3	1,1
Alqueva II	4,3	4,6	2,5	2,7	1,7	1,9
Bemposta II	7,2	8,8	4,7	5,6	2,5	3,2
Picote II	3,2	4,5	1,9	2,6	1,3	1,9
CC. Ribatejo 1	0,2	3,8	0,1	2,2	0,1	1,5
CC. Ribatejo 2	1,3	0,8	0,8	0,4	0,6	0,3
CC. Ribatejo 3	0,2	0,8	0,1	0,5	0,1	0,3
CC. Lares 1	0,7	7,9	0,4	4,3	0,2	3,6
CC. Lares 2	2,7	10,7	1,6	5,9	1,1	4,7
EDP sem CMEC	28,3	49,7	17,7	29,1	10,6	20,6
Pego coal 1	3,8	2,7	2,7	1,9	1,1	0,9
Pego coal 2	4,0	3,2	2,8	2,2	1,2	1,0
REN Trading	7,9	5,9	5,6	4,1	2,3	1,9
CC. Pego. G3	0,0	1,4	0,0	0,7	0,0	0,6
CC. Pego. G4	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	1,6	0,0	0,9	0,0	0,8
Total	58,0	72,8	37,6	43,5	20,4	29,3

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 17: Custos estimados das unidades (efeito total, a partir de abril de 2014)

Unidade	Total custos		Custos de capacidade		Custos de energia	
	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €	2014 milh. €	2015 milh. €
Aguieira	0,7	0,7	0,4	0,4	0,3	0,3
Alto Lindoso	2,7	1,4	1,6	0,6	1,0	0,8
Cabril	2,1	1,1	1,3	0,7	0,7	0,4
Castelo Bode	2,9	1,1	1,9	0,7	1,0	0,4
Pocinho	1,6	2,2	1,1	1,5	0,5	0,8
Regua	3,3	1,7	2,3	1,1	1,0	0,6
Torrao	0,7	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3
V.Nova II(Frades)	1,9	1,5	1,3	0,9	0,6	0,6
Valeira	4,5	4,8	3,1	3,1	1,4	1,6
EDP com CMEC	20,4	15,3	13,6	9,5	6,8	5,8
Bemposta	0,5	1,3	0,3	0,8	0,1	0,5
Miranda	0,8	0,9	0,6	0,6	0,2	0,3
Miranda II	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Picote	3,1	2,4	2,2	1,6	1,0	0,8
Alqueva	3,1	2,5	1,9	1,5	1,2	1,0
Alqueva II	3,9	4,4	2,3	2,6	1,7	1,9
Bemposta II	6,6	8,4	4,2	5,4	2,4	3,0
Picote II	2,9	4,4	1,8	2,8	1,1	1,6
CC. Ribatejo 1	0,2	3,4	0,1	1,9	0,1	1,4
CC. Ribatejo 2	1,3	0,8	0,7	0,5	0,5	0,3
CC. Ribatejo 3	0,2	0,8	0,1	0,5	0,1	0,3
CC. Lares 1	0,6	7,7	0,4	4,4	0,2	3,3
CC. Lares 2	2,5	10,1	1,5	5,8	1,0	4,4
EDP sem CMEC	25,7	47,3	16,0	28,4	9,6	18,8
Pego coal 1	2,7	1,9	2,1	1,4	0,6	0,5
Pego coal 2	2,9	2,3	2,2	1,7	0,7	0,6
REN Trading	5,6	4,2	4,3	3,1	1,4	1,1
CC. Pego. G3	0,0	1,3	0,0	0,8	0,0	0,5
CC. Pego. G4	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1
Outros	0,0	1,5	0,0	0,9	0,0	0,6
Total	51,7	68,3	33,9	42,0	17,8	26,3

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

Tabela 18: Banda e energia de regulação secundária estimadas (efeito total, a partir de abril de 2014)

Unidade	Capacidade reserva secundária		Energia reserva secundária líquida	
	2014	2015	2014	2015
	GW	GW	GWh	GWh
Agueira	22	23	5	5
Alto Lindoso	83	38	19	9
Cabril	62	34	15	7
Castelo Bode	86	34	19	8
Pocinho	52	70	10	15
Regua	92	50	21	12
Torrao	24	28	5	6
V.Nova II(Frades)	59	46	13	10
Valeira	127	143	26	31
EDP com CMEC	608	465	133	103
Bemposta	14	43	3	9
Miranda	23	25	5	6
Miranda II	1	3	0	1
Picote	98	76	21	17
Alqueva	102	84	22	18
Alqueva II	126	149	27	32
Bemposta II	200	259	43	56
Picote II	99	151	22	33
CC. Ribatejo 1	6	111	1	24
CC. Ribatejo 2	41	26	8	5
CC. Ribatejo 3	5	23	1	5
CC. Lares 1	22	249	4	56
CC. Lares 2	81	322	16	74
EDP sem CMEC	820	1.521	174	337
Pego coal 1	86	63	19	16
Pego coal 2	92	75	22	19
REN Trading	178	138	41	35
CC. Pego. G3	0	41	0	10
CC. Pego. G4	1	8	0	2
Outros	1	49	0	12
Total	1.607	2.172	349	486

Fonte: The Brattle Group.

Nota: Assumindo prémio-risco de 10€/MW.

CAMBRIDGE
NEW YORK
SAN FRANCISCO
WASHINGTON
LONDON
MADRID
ROME