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

Primeiro Relatório, Versão Final

(Relatório D1)

ELABORADO PARA

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

ELABORADO POR

Serena Hesmondhalgh

José Antonio García

Yeray Pérez

29 de janeiro 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	vii
II.	Introdução e Âmbito de Trabalho	14
	II.A. Contexto do Despacho 4694/2014	15
	II.B. Quadro dos CMEC	16
	II.C. O mercado de reserva secundária	17
	II.D. Preocupações com o mercado de reserva secundária	19
III.	Quadro Analítico e Metodologia	24
	III.A. Capacidade disponível para fornecer reserva secundária	25
	III.B. Custo do fornecimento de reserva secundária	30
IV.	Análise do Fornecimento ao Mercado de Reserva Secundária	32
	IV.A. Capacidade de prestar o serviço	32
	IV.B. Evolução dos fatores de custo	35
	IV.A. Trocas de distribuição da reserva	41
V.	Avaliação do Risco de Sobrecompensação	44
	V.A. Análise de ajustes dos CMEC	45
	V.B. Avaliação das ofertas no mercado	50
VI.	Quantificação da Possível Sobrecompensação	60
	VI.A. Efeito de quantidade	62
	VI.B. Efeito total	64
VII.	Recomendações sobre o Desenho e a Política do Mercado	67
Appendix A.	Unidades que Fornecem Reserva Secundária no Período em Estudo	70
Appendix B.	Estimativa dos Custos do Fornecimento da Reserva Secundária	71
Appendix C.	Estimativa de Sobrecompensação	80
Appendix D.	Margens e Impactos Estimados	93
Appendix E.	Outras Informações	110
Appendix F.	Bibliografia	111

Lista de tabelas

Tabela 1: Capacidade de reserva máxima real vs. nominal.....	29
Tabela 2: Diminuição da margem com ofertas que reflete os custos considerando apenas o efeito de quantidade (milhões de €).....	63
Tabela 3: Diminuição da margem com ofertas que reflete os custos considerando os efeitos de preço e quantidade (milhões de €).....	65
Tabela 4: Características das unidades que participaram no mercado de reserva secundária no período em estudo.....	70
Tabela 5: Pressupostos sobre os custos das unidades.....	89
Tabela 6: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito de quantidade.....	94
Tabela 7: Impacto estimado nas margens das unidades. Efeito total.....	95
Tabela 8: Impacto estimado nas margens das unidades da simulação de mercado para diferentes prémios de risco. Efeito de quantidade.....	96
Tabela 9: Impacto estimado nas margens das unidades da simulação de mercado para diferentes prémios de risco. Efeito de quantidade.....	97
Tabela 10: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014).....	98
Tabela 11: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014).....	99
Tabela 12: Custos estimados das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014).....	100
Tabela 13: Capacidade atual distribuída e distribuição energética estimada (até 31 de março de 2014).....	101
Tabela 14: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014).....	102
Tabela 15: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014).....	103
Tabela 16: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014).....	104
Tabela 17: Capacidade estimada e distribuição energética (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014).....	105
Tabela 18: Margens estimadas das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014).....	106
Tabela 19: Receitas estimadas das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014).....	107

Tabela 20: Custos estimados das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014)	108
Tabela 21: Capacidade estimada e distribuição energética (efeito total, até 31 de março de 2014)	109
Tabela 22: Preço final para clientes em Portugal e Espanha	110
Table 23: Bibliografia	111

Lista de figuras

Figura 1: Ilustração do fornecimento de regulação secundária	19
Figura 2: Preços de reserva secundária em Portugal	20
Figura 3: Preços diários vs. reserva secundária em Portugal	21
Figura 4: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha	22
Figura 5: Percentagem de capacidade de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas.....	23
Figura 6: Distribuição mensal da reserva secundária	24
Figura 7: Capacidade de geração e reserva de uma unidade de geração.....	27
Figura 8: Capacidade de reserva nominal vs. disponível de uma unidade de geração	27
Figura 9: Capacidade de geração e reserva de uma unidade de geração com vários grupos	28
Figura 10: Estrutura de custos dos serviços de regulação.....	30
Figura 11: Evolução da capacidade de reserva secundária nominal	32
Figura 12: Programa de geração mensal das unidades hidroelétricas que fornecem regulação secundária.....	33
Figura 13: Programa de geração mensal das unidades CCGT que fornecem regulação secundária.....	34
Figura 14: Capacidade oferecida ao mercado de reserva secundário por variação de preços....	35
Figura 15: Preços de reserva secundária em Portugal e produção hidroelétrica	36
Figura 16: Preço de reserva secundária em comparação com o diferencial do preço da energia de compensação.....	37
Figura 17: Partilha do coincidente de geração das unidades com a prestação da reserva secundária.....	38
Figura 18: Custo para os clientes de alguns serviços do sistema em Portugal e Espanha (exceto os preços de desvios).	40
Figura 19: Relação entre a capacidade da reserva secundária e a carga mínima das unidades hidroelétricas.....	41
Figura 20: Troca de distribuições de reserva secundária.....	43
Figura 21: Trocas líquidas de reserva secundária dentro do mesmo grupo de unidades.....	44

Figura 22: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades térmicas	52
Figura 23: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC.....	52
Figura 24: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC	53
Figura 25: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por tipo de unidades.....	54
Figura 26: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária	55
Figura 27: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades térmicas inferiores a 100 €/MW	56
Figura 28: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas sem CMEC inferiores a 100 €/MW	57
Figura 29: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas com CMEC inferiores a 100 €/MW.....	58
Figura 30: Distribuição mensal simulada da reserva secundária	59
Figura 31: Distribuição mensal real da reserva secundária.....	60
Figura 32: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária.....	60
Figura 33: Efeitos de margem ao longo de todo o período do estudo para as unidades sem CMEC	66
Figura 34: Efeitos de margem ao longo de todo o período do estudo para as unidades com CMEC	67
Figura 35: Estrutura de custos dos serviços de regulação.....	71
Figura 36: Necessidade de um <i>uplift</i> devido à carga mínima.....	76
Figura 37: Estados operacionais alternativos das unidades assumidas.....	77
Figura 38: Metodologia geral.....	81
Figura 39: Estimativa do impacto nas margens das unidades de uma distribuição alternativa.	82
Figura 40: Preço média mensal simulado da reserva secundária: com custos marginais de ValorAgua e as estimativas alternativas dos custos marginais.....	110

I. Sumário Executivo e Conclusões

Redes Energéticas Nacionais, REN, contratou o *The Brattle Group* para realizar um estudo de acordo com o Despacho 4694/2014 do Secretário de Estado da Energia. Este relatório é o primeiro resultado do estudo e avalia se o mercado de reserva secundária foi distorcido entre 2010 e março de 2014 devido à forma como as unidades abrangidas pelos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC, participaram no mercado, e quantificar o impacto de tais distorções na empresa recetora dos CMEC, a EDP.

Contexto do presente relatório

A aprovação do Despacho 4694/2014 foi precedida por dois estudos da autoridade reguladora da energia, a ERSE, e a autoridade da concorrência, a AdC, 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.

O mercado de reserva secundária é um leilão diário executado pelo operador do sistema para adquirir capacidade de geração para fornecer reserva de regulação secundária. A reserva de regulação secundária envolve fazer parte da capacidade de geração de uma unidade disponível para o operador do sistema para equilibrar a oferta e a procura no sistema em vez de utilizá-lo para produzir energia. A capacidade contratada pode ser despachada automaticamente em tempo real, a fim de manter a frequência do sistema de energia elétrica. A capacidade que as unidades têm de fornecer reserva secundária e os custos de o fazer são, portanto, de natureza diferente para aqueles envolvidos na participação no mercado energético e exigem um quadro analítico diferente para analisá-los.

A AdC considerou que o procedimento de ajuste anual dos CMEC pode ajudar a explicar este comportamento. Os CMEC são um mecanismo de compensação concedidos por Portugal a algumas unidades de geração em troca da rescisão antecipada dos contratos de aquisição de energia, CAE, que tinham assinado com o operador do sistema de energia elétrica. A compensação inicial dos CMEC foi concebida para compensar as unidades pela queda esperada das suas receitas no mercado em comparação às suas receitas sob os CAE. A compensação é ajustada anualmente para refletir o impacto de desenvolvimentos relevantes, tais como alterações dos preços dos combustíveis, a produção das unidades, etc. O ajuste baseia-se numa simulação das receitas obtidas pelas unidades provenientes do mercado energético, mas inclui as receitas *reais* que as unidades obtêm da prestação de serviços do sistema, incluindo a reserva secundária.

Este estudo baseia-se nos estudos da AdC e da ERSE e analisa se o ajuste dos CMEC tem distorcido o mercado de reserva secundária entre 2010 e meados de 2014 e, em caso afirmativo, qual teria sido o impacto da distorção.

Capacidade e custos de fornecimento de reserva secundária

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. Isto baseia-se nas seguintes considerações.

A capacidade de uma unidade fornecer reserva secundária é inferior à sua capacidade nominal máxima e varia ao longo do tempo. Os determinantes mais importantes da capacidade de uma unidade fornecer reserva são:

- O seu nível de produção instantânea. Se uma unidade ainda não estiver a gerar, ou estiver a gerar em capacidade total, não pode fornecer reserva uma vez que, para tal, esta tem de conseguir reduzir a sua produção, bem como aumentá-la.
- O número de grupos geradores associados à unidade. As unidades geradoras de Portugal podem abranger várias turbinas que, pelo menos até certo ponto, podem funcionar de forma independente. Quanto maior o número de grupos em que uma unidade está dividida, mais ampla a gama de reserva que pode, em teoria, fornecer.
- Quaisquer restrições à produção da unidade. Por exemplo, todas as unidades associadas aos CMEC que fornecem reserva são unidades hidroelétricas. A falta de água pode significar que uma unidade não consegue manter o nível de produção necessário para fornecer reserva por longos períodos de tempo. Portanto, uma unidade com restrições de água pode apenas conseguir fornecer reserva durante um número limitado de horas por dia.

Avaliamos o custo de fornecimento de reserva secundária em Portugal com base nas diretrizes de custo utilizadas pelas entidades reguladas nos Estados Unidos, mas ajustadas ao mercado português. Os custos de fornecimento de reserva referem-se principalmente à necessidade de operar a unidade a um nível abaixo do ideal de modo a ter capacidade disponível para fornecer reserva. Por exemplo, a capacidade que teria sido eficiente para despachar no mercado energético pode ter que ser suspensa ou, em alternativa, uma unidade pode ter que funcionar com prejuízo no mercado de energia para conseguir fornecer reserva. Identificamos quatro elementos que seriam refletidos nas ofertas competitivas ao mercado de reserva secundária:

- Custos de capacidade: os custos fixos necessários para utilizar a capacidade disponível para fornecer regulação secundária em vez de produzir energia. Estes

custos compensam a alteração do custo do combustível no mercado energético e outros riscos, tais como os custos potenciais de uma maior probabilidade de a unidade falhar.

- Custos de serviço: os custos variáveis necessários para utilizar a unidade para fornecer regulação secundária. Estes incluem os custos de manutenção e de combustível relacionados com o fornecimento de reserva.
- Custos de oportunidade: o lucro líquido perdido pela unidade em outros mercados quando fornece regulação secundária.
- Margem de energia: muitas unidades obterão lucro se estiverem programadas para fornecer reserva, pois os custos que incorrem no fornecimento de energia de reserva são inferiores ao preço que estão a pagar para o fazer. Num mercado competitivo, essas unidades irão reduzir as suas ofertas de reserva em, no máximo, a Margem de energia que esperam obter a fim de maximizar a probabilidade de a sua oferta ser aceite.

A nossa estimativa destes elementos de custo para as unidades individuais baseia-se principalmente no custo marginal de produção da unidade, conforme previsto pelo modelo do operador do sistema relativo às unidades de geração portuguesas (VALORAGUA). Para tal, adicionamos estimativas de outros custos com base nas diretrizes de custo utilizadas pelas entidades reguladas nos Estados Unidos.

Utilizando esta estrutura de custos competitiva, bem como informações sobre o desenvolvimento do parque de geração de Portugal e as condições hidrológicas: *i)* analisamos a evolução real das ofertas de reserva secundária (capacidade e preço) e os custos gerais de regulação secundária, *ii)* estimamos referências relativamente à capacidade de reserva secundária que cada unidade conseguiria fornecer e os custos competitivos associados ao fornecimento dessa capacidade por hora; e *iii)* simulamos resultados alternativos do mercado com base nessas referências. A diferença entre a capacidade e os custos reais e estimados é uma medição do grau em que o mercado de regulação secundária foi distorcido.

Evolução da capacidade e dos custos de fornecimento de reserva secundária

A nossa avaliação indica que houve uma redução da capacidade disponível para fornecer reserva secundária, pelo menos durante uma parte significativa do período que estudamos, embora tenha havido um aumento da capacidade nominal de as unidades conseguirem teoricamente fornecer reserva. Tal como foi explicado acima, as unidades têm que estar em funcionamento para fornecer reserva, sendo que:

- O declínio da produção das CCGT quase impediu que estas unidades fornecessem reserva secundária, enquanto
- A seca do outono e inverno de 2011-12 resultou em baixos níveis de produção hidroelétrica a partir da primavera de 2011 até ao outono de 2012, restringindo, mais uma vez, a capacidade de as unidades hidroelétricas fornecerem reserva.

Além disso, consideramos que os custos de fornecimento de reserva aumentaram, pelo menos até ao final de 2012. A redução da capacidade de fornecer reserva significa que se tornou necessário utilizar uma capacidade mais dispendiosa, que raramente tinha sido utilizada anteriormente. Além disso, as reduções da produção também aumentaram os custos da capacidade restante, uma vez que aumentaram o custo de oportunidade da água e a proporção de horas em que as unidades tinham que fornecer reserva enquanto perdiam dinheiro no mercado energético.

Avaliação do risco de distorções no mercado

Avaliamos o risco de distorções no mercado de reserva secundária utilizando dois critérios. Em primeiro lugar, consideramos se a modificação de algumas unidades seria racional para o funcionamento das mesmas devido ao impacto dos CMEC. Para tal, analisamos os incentivos fornecidos no âmbito dos CMEC e, em particular, os procedimentos anuais de ajuste dos CMEC.

Em segundo lugar, também verificamos se havia qualquer evidência de que a EDP, na prática, tivesse modificado o funcionamento das suas unidades, comparando o comportamento real das unidades no mercado à nossa estimativa de qual teria sido o seu comportamento eficiente (refletindo os custos). Aceitamos que as nossas estimativas de custos dependem de uma série de pressupostos sobre as características técnicas e económicas das unidades envolvidas; no entanto, consideramos que a nossa análise é suficientemente robusta para determinar se ocorreram distorções, embora a quantificação do seu impacto exato possa ser menos certa. Chegamos a esta conclusão pois a nossa metodologia mostra que a relação entre as ofertas estimadas e reais associadas às unidades fora do âmbito dos CMEC permanece constante ao longo do tempo.

Quantificação do impacto sobre as unidades prestadoras de reserva secundária

Utilizamos a nossa estimativa de um conjunto de ofertas que refletem os custos e os resultados do mercado de hora em hora para quantificar o impacto que tal comportamento de oferta alternativo poderia ter tido sobre nas unidades que participam no mercado de reserva

secundária. Medimos este impacto com base na diferença entre as margens reais e estimadas entre receitas e custos.

Conclusões

Com base nas nossas análises, chegamos às seguintes conclusões:

1. As unidades detidas pela EDP que são abrangidas pelos CMEC foram incentivadas a não participar no mercado de reserva secundária devido (a) ao ajuste anual dos CMEC e (b) ao impacto positivo que a sua participação limitada teve sobre as receitas de reserva secundária auferidas pelas fábricas da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC. Esta conclusão está de acordo com a que foi obtida nas análises realizadas anteriormente pela autoridade da concorrência e pelo regulador de energia.
2. As unidades associadas aos CMEC parecem ter oferecido consistentemente menos capacidade do que tinham disponível para fornecer regulação secundária e as suas ofertas ultrapassaram os verdadeiros custos da prestação desse serviço. Não temos conhecimento de quaisquer restrições que tenham limitado o fornecimento de reserva por estas unidades.¹
3. Apesar destas conclusões, pelo menos parte do aumento dos preços da reserva secundária observado entre 2010 e julho de 2012 parece justificar-se. A capacidade disponível para fornecer reserva diminuiu devido (a) ao declínio da energia produzida por CCGT e (b) às restrições de produção hidroelétrica devido à baixa precipitação no outono e inverno de 2011. Esta redução da capacidade disponível para fornecer reserva também aumentou os custos de a capacidade restante fornecer reserva, uma vez que aumentou o custo de oportunidade da água e a proporção de horas em que as unidades tinham que fornecer reserva enquanto perdiam dinheiro no mercado energético.
4. Consideramos que foi entre setembro de 2012 e setembro de 2013 que o comportamento de oferta das unidades associadas aos CMEC teve o maior impacto no mercado de reserva secundária. Embora o preço de reserva secundária tenha diminuído a partir desse momento, é durante este período que as ofertas das unidades e o preço de mercado real se desviam mais das nossas referências.

¹ As nossas estimativas têm em conta as restrições impostas à disponibilidade que as unidades têm para produzir a energia que nos é fornecida pela REN. Contudo, não podemos descartar a possibilidade de que pode haver outras restrições especificamente relacionadas com as disposições de reserva secundária das quais não temos conhecimento.

5. No entanto, na ausência de informações detalhadas sobre os custos das unidades individuais, não é possível determinar se todos os aumentos de preço foram justificados por estes motivos. Um pressuposto essencial neste contexto é saber se teria sido razoável para as unidades incluir um prémio de risco nas respetivas ofertas de reserva secundária. Investigamos o impacto sobre as nossas estimativas de três pressupostos diferentes nos prémios de risco e avaliamos o impacto desses pressupostos nos nossos resultados.
6. Estimamos que, de acordo com os nossos pressupostos base (incluindo um prémio de risco de 10 €/MW), os desvios observados entre as ofertas das unidades e as nossas referências durante 2012 e 2013 aumentaram as margens de fornecimento de reserva secundária das unidades da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC em cerca de 5 milhões de euros por ano, se considerarmos apenas as variações da quantidade fornecida. As margens destas unidades teriam sido inferiores com ofertas que refletem os custos, pois teriam fornecido menos reserva. Se o prémio de risco for excluído, estimamos que o aumento das margens das unidades da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC seria de 11,5 milhões de euros por ano.
7. Se considerarmos também o impacto de uma oferta que reflète os custos sobre o preço de reserva secundária, o aumento global das margens é de cerca de 15 milhões de euros por ano com um prémio de risco de 10 €/MW e 30 milhões de euros por ano sem prémio de risco.² O impacto nas margens aumenta, pois uma oferta que reflète os custos resulta em preços de reserva secundária inferiores, o que amplifica o efeito da redução da reserva secundária fornecida pelas unidades que não fazem parte do âmbito dos CMEC.
8. Também estimamos que as unidades da EDP que fazem parte do âmbito dos CMEC teriam tido margens mais elevadas durante 2012 e 2013 com uma oferta que refletisse os custos, se considerarmos apenas as variações da quantidade fornecida. Isto reflète o fato de que uma oferta que reflète os custos teria resultado no fornecimento de mais reserva por partes das unidades associadas aos CMEC. O aumento global das margens teria sido cerca de 13 milhões de euros por ano se assumirmos um prémio de risco de 10 €/MW e cerca de 18 milhões de euros sem um prémio de risco. Se também considerarmos o impacto da uma oferta que reflète os custos sobre o preço de reserva secundária, o aumento das margens das unidades da EDP que fazem parte do âmbito dos CMEC quase desaparece, pois o aumento da quantidade de reserva que teriam

² O impacto nas margens também seria significativo em anos anteriores.

fornecido é compensado por uma redução do preço que teriam recebido para fornecer essa reserva.

9. Contudo, em ambos os casos, é importante observar que, devido aos ajustes anuais das receitas aplicados às unidades associadas aos CMEC, a alteração da margem estimada não corresponde diretamente a uma alteração da rentabilidade destas unidades.

Recomendações sobre o desenho do mercado

Identificamos várias áreas de desenho do mercado onde algumas alterações forneceriam ao regulador melhores informações através das quais poderia monitorizar o mercado de reserva secundária. Especificamente, recomendamos:

- A publicação de diretrizes sobre a quantidade e o preço que se espera que os geradores ofertem. Em particular, as diretrizes devem especificar que categorias de custos as unidades que estão dentro e fora do âmbito dos CMEC podem incluir nas suas ofertas.
- O estabelecimento de requisitos especiais para agentes dominantes no mercado grossista, tal como a obrigação de fornecer informações adicionais sobre a forma como as suas ofertas são elaboradas ao regulador.
- Uma avaliação que indique se as capacidades de monitorização do mercado atual do regulador necessitam de ser expandidas.
- O alinhamento dos incentivos do operador do sistema com a redução dos custos de serviços do sistema.
- Uma maior harmonização do desenho do mercado de serviços do sistema em diferentes países, particularmente entre Espanha e Portugal.
- A alteração dos requisitos de serviço de reserva secundária para aumentar a capacidade de reserva que as unidades conseguem fornecer. Por exemplo, permitir que as unidades compradoras, tais como unidades de armazenamento por bombeamento, participem ou permitir ofertas pelo portfólio das unidades (por exemplo, unidades de energias renováveis mais pequenas).
- Avaliar se existe a necessidade de efetuar mais aperfeiçoamentos aos procedimentos de ajuste anual dos CMEC no que diz respeito à forma como os custos e receitas de reserva secundária são tidos em conta.

II. Introdução e Âmbito de Trabalho

Redes Energéticas Nacionais, REN, o operador do sistema de transmissão de energia elétrica, 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 destina-se a “identificar a existência de um risco de sobrecompensação no método de cálculo do ajuste anual dos CMEC, em relação à participação no mercado de reserva de regulação secundária, o que pode causar uma distorção da concorrência nesse mercado de eletricidade”.

A autoridade da concorrência, a AdC, afirmou que o risco de sobrecompensação surge devido à possibilidade de a EDP, a empresa beneficiária do mecanismo de compensação conhecido como Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC, poderia obter lucros mais elevados do que aqueles aos quais tinha originalmente direito quando os rendimentos transferidos para unidades sem CMEC são tidos em conta.³ Em particular, a AdC argumenta que o fornecimento eficiente de regulação secundária por unidades com CMEC pode ser prejudicial para outras unidades sem CMEC, e, portanto, as empresas que operam os dois tipos de unidades podem enfrentar um conflito de interesses.⁴

³ AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", ¶37:

“[...] o risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC significa que a empresa beneficiária dessas compensações financeiras possa conseguir obter benefícios superiores àqueles que haviam sido contratados nos CAE. Com efeito, no atual contexto, as margens brutas reais [valor inicial dos CMEC - i.e. Encargo fixo menos margem bruta ex-ante - mais valores da revisibilidade, mais margem bruta ex-post, mais receitas de serviços de sistema reais e mais lucros transferidos para centrais em mercado] podem resultar superiores aos encargos fixos desses contratos.”

⁴ AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", ¶29:

“Assim, a gestão eficiente das centrais no mercado de telerregulação pode atuar em benefício da redução da compensação, em favor dos consumidores, mas pode também atuar em potencial prejuízo das restantes centrais operadas pelo grupo EDP em telerregulação. A presença de interesses diversos e conflitantes fundamenta por isso a existência de um conflito de interesses na gestão simultânea das centrais CMEC e das centrais em regime de mercado.”

O Gabinete do Secretário de Estado da Energia também prevê a criação de uma Comissão de Acompanhamento para ajudar a REN na preparação e execução deste estudo.⁵ A Comissão de Acompanhamento é composta pela Direção-Geral de Energia e Geologia, DGEG, a AdC, a autoridade reguladora da energia, a ERSE e a Comissão de Auditoria da REN, RENAC.⁶

O resto desta secção analisa o contexto do Despacho 4694/2014 e deste estudo, descrevendo o enquadramento dos CMEC e o seu procedimento de ajuste anual, descrevendo o que é o mercado de reserva secundária e ilustrando as preocupações sobre o mercado de reserva secundária que precedem o Despacho 4694/2014.

O relatório está estruturado da seguinte forma:

- A secção III explica o quadro analítico que utilizamos para estudar o fornecimento de reserva de regulação secundária e os custos a ela associados;
- A secção IV examina o fornecimento de capacidade de reserva secundária ao mercado analisando a evolução dos fatores da curva de oferta, tanto em termos da quantidade de capacidade disponível como do custo de utilização dessa capacidade para fornecer os serviços de regulação secundária. Esta também analisa o efeito que a capacidade de as unidades mudarem as suas obrigações de reserva de acordo com o mercado tem sobre o mercado;
- A secção V avalia o risco de sobrecompensação. Inicialmente, esta analisa a estrutura de ajuste dos CMEC e identifica algumas fontes potenciais de distorção. De seguida, esta avalia a oferta real de quantidades e preços em comparação à nossa estimativa da capacidade e custos disponíveis.
- Por último, a secção VI quantifica qual poderia ser esta sobrecompensação com base nas nossas estimativas de quantidade e custo de fornecimento de reserva.

II.A. CONTEXTO DO DESPACHO 4694/2014

O Despacho 4694/2014 tem duas disposições principais. Em primeiro lugar, este 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 de regulação secundária. Em segundo lugar, este modifica o mecanismo de preços do mercado de reserva de regulação secundária.⁷

⁵ Despacho 10622/2014, de 18 de agosto, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia.

⁶ A RENAC foi criada de acordo com o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, Artigo 23.

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.

O Secretário de Estado da Energia aprovou o Despacho 4694/2014 após análise da ERSE e AdC. Em março de 2013, a ERSE expressou preocupações sobre o aumento significativo dos preços do mercado de serviços do sistema de energia elétrica, em particular o mercado de reserva secundária, particularmente visto que este coincidiu com um aumento da capacidade de oferta de reserva secundária no mercado.⁸ Em novembro de 2013, a AdC recomendou que o Governo modificasse o método de cálculo dos ajustes anuais dos CMEC.⁹ A AdC detetou baixos níveis de fornecimento de reserva secundária por parte das unidades de geração abrangidas pelos CMEC e afirmou que o procedimento de ajuste anual dos CMEC poderia ajudar a explicar este comportamento.

II.B. QUADRO DOS CMEC

Os CMEC são um mecanismo de compensação concedidos por Portugal a algumas unidades de geração em troca da rescisão antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) que tinham assinado com o operador do sistema de energia elétrica.^{10,11} A rescisão antecipada dos CAE foi promovida como uma medida para facilitar a transição para um mercado de eletricidade liberalizado. Os CMEC foram estabelecidos em 2007. Atualmente, 27 unidades hidroelétricas e quatro unidades a carvão (todas numa única central de energia) são abrangidas pelos CMEC, embora apenas 13 destas unidades hidroelétricas participem no mercado de reserva secundária.¹²

A EDP, a empresa de eletricidade estabelecida de anterior propriedade pública, foi a única empresa que aceitou a rescisão antecipada dos CAE. A EDP é, portanto, a única empresa cujas unidades são abrangidas pelos CMEC. A EDP era controlada pelo Estado Português até que foi totalmente privatizada em maio de 2012.¹³

⁸ ERSE, "Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012", março de 2013.

⁹ AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", novembro de 2013:

¹⁰ Os CMEC são regidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, conforme revisto pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e por "procedimentos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC" e as adendas anexadas aos acordos de rescisão assinados entre a REN e a EDP Produção, assinados no dia 15 de junho de 2007.

¹¹ Estes contratos são conhecidos em Portugal como Contratos de Aquisição de Energia, CAE.

¹² Contamos Venda Nova e Frades como duas unidades diferentes e assumimos que a central termoelétrica a carvão de Sines não está a fornecer reserva secundária.

¹³ Página Web da EDP:

<http://www.edp.pt/en/Investidores/accaoedp/reprivatizacao/Pages/Fase%208.aspx>.

Os CMEC foram concebidos para que as unidades abrangidas conseguissem obter a mesma remuneração que teriam obtido se os CAE não tivessem sido rescindidos. A estimativa das receitas nas condições de mercado foi realizada utilizando um modelo de geração a médio e longo prazo desenvolvido pela REN, chamado VALORAGUA,¹⁴ com base nos pressupostos dos custos do combustível, nas condições hidrológicas, nos níveis de geração resultantes e nos preços de mercado.

A compensação inicial é ajustada anualmente para refletir os valores reais destes parâmetros.¹⁵¹⁶ É realizada uma nova estimativa das receitas das unidades nas condições de mercado utilizando o modelo VALORAGUA com os preços reais do mercado, os custos de combustível, as condições hidrológicas e o programa de geração das unidades não abrangidos pelos CMEC. O modelo VALORAGUA estima qual deveria ter sido o perfil de geração ideal das unidades nas condições reais e as receitas daí resultantes.

O ajuste da compensação dos CMEC também considera as receitas reais, ao contrário das receitas simuladas, obtidas a partir do fornecimento de serviços do sistema. Estes serviços incluem o alívio das restrições técnicas da rede e a regulação secundária e terciária.

II.C. O MERCADO DE RESERVA SECUNDÁRIA

A reserva secundária é a capacidade disponível do operador do sistema para fornecer regulação de frequência secundária, conhecida como “serviço de telerregulação”.¹⁷ Ao longo deste relatório, iremos chamar este serviço de “regulação secundária” ou simplesmente “regulação”, sendo que a capacidade fornecida pelas unidades para prestar este serviço será denominada “reserva secundária”. A regulação secundária é fornecida pelo aumento ou

¹⁴ O modelo VALORAGUA prevê planos de funcionamento a longo prazo através da otimização do funcionamento das centrais termoelétricas e hidroelétricas. A versão do modelo VALORAGUA utilizada pela EDP e pela REN para o ajuste anual dos CMEC é VALORAGUA para Windows 2.0, registado no repertório da ASSOFT (Associação Portuguesa de Software) com o n.º 1182/D/04.

¹⁵ A fórmula de ajuste é configurada no Decreto-Lei 240/2004, de 27 de dezembro, Anexo I, Artigo 4. Consulte o parágrafo 18 do documento da AdC para obter uma explicação da fórmula (AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual [CMEC]", novembro de 2013).

¹⁶ Este ajuste anual apenas se irá concretizar nos primeiros 10 anos e terminará em 2017.

¹⁷ Este serviço também é conhecido como controlo de frequência secundária ou, segundo o modelo alvo de eletricidade europeu, reserva de restauração da frequência (Frequency Restoration Reserve, FRR). Consulte, por exemplo, uma definição da FRR no Código de Rede Europeu sobre Controlo de Carga-Frequência e Reservas.

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf

redução automática da energia ativa de uma unidade em resposta a um sinal de controlo automático de geração (*Automatic Generation Control, AGC*) do operador do sistema. O operador do sistema utiliza regulação de frequência secundária para manter a frequência do sistema de energia elétrica dentro de um intervalo preestabelecido aceitável a curto prazo.

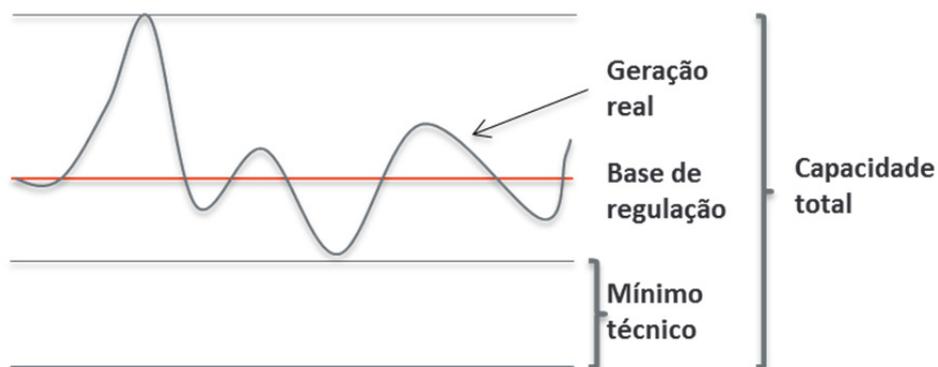
Visto que a ativação (ou mobilização) de regulação secundária ocorre automaticamente e muito rapidamente após a receção de um sinal de AGC, esta tem que ser contratada antes do momento da entrega. Em Portugal, onde a reserva secundária é conhecida como “Banda de Regulação Secundária”, o operador do sistema organiza um mercado diário específico onde contrata reserva para todas as horas do dia seguinte (o “mercado de reserva secundária”). As unidades de geração apresentam ofertas que especificam a quantidade de reserva que estão dispostas a fornecer e o preço (em €/MW) que exigem pelo seu fornecimento. O operador do sistema distribui a reserva de que necessita a unidades individuais, mas as unidades têm permissão para trocar a sua distribuição com outras unidades de acordo com o mercado.¹⁸

A reserva secundária é dividida entre reserva “ascendente”, a capacidade de uma unidade aumentar a sua produção de energia ativa, e reserva “descendente”, a capacidade de uma unidade diminuir a sua produção de energia ativa. Um operador do sistema necessita de ambos os tipos de reserva para garantir o funcionamento seguro do sistema. Em Portugal, qualquer unidade que participe no mercado de reserva secundária deve conseguir proporcionar ambos os tipos de reserva com uma proporção de 2 para 1 entre uma capacidade de reserva ascendente e descendente.¹⁹

¹⁸ O operador do sistema também pode distribuir compromissos de reserva secundária fora deste mecanismo de mercado, se o sistema tiver uma reserva insuficiente. Esta distribuição é chamada de “alocação extraordinária de reserva secundária”.

¹⁹ Por exemplo, se uma unidade dispõe de 2 MW de reserva ascendente, esta também deve ter disponível 1 MW de reserva descendente.

Figura 1: Ilustração do fornecimento de regulação secundária



Fonte: The Brattle Group.

A regulação secundária deve ser fornecida por unidades que estejam dentro da área de controlo do operador do sistema, neste caso Portugal Continental.²⁰ Portanto, este mercado continua a ser de âmbito nacional e pode ser mais propenso a problemas de poder de mercado. Tanto a ERSE como a AdC já expressaram preocupações sobre a posição dominante da EDP neste mercado.^{21,22}

II.D. PREOCUPAÇÕES COM O MERCADO DE RESERVA SECUNDÁRIA

A aprovação do Despacho 4694/2014 foi precedida por dois estudos da ERSE e da AdC 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.

²⁰ O Código de Rede Europeu sobre Controlo de Carga-Frequência e Reservas prevê a possibilidade de acordos de ativação de FRR transfronteiriços entre diferentes países. No entanto, esta possibilidade não foi aplicada em Portugal.

²¹ AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", novembro de 2013, ¶26:

“De acordo com as análises efetuadas no passado por esta Autoridade, a EDP tem uma posição dominante no serviço de telerregulação/banda secundária. Para além da EDP, concorrem no mercado de telerregulação/banda secundária apenas três outros operadores (central do Pego, comercializada pela REN Trading, central de ciclo combinado do Pego, comercializada pela Endesa, e central da Aguieira comercializada pela Iberdrola).”

²² ERSE, “Análise de custos do Mercado De Serviços De Sistema 2010-2012”, março de 2013, p. 17.

“[...] Porém, os resultados de cariz contraditório com a existência de um mercado concorrencial podem atribuir-se a uma atuação dos agentes eventualmente integrável na esfera de incumprimentos do quadro legal da concorrência”.

A ERSE divulgou o seu relatório sobre o aumento dos preços de reserva secundária em março de 2013. Em 2012, o preço médio anual de reserva secundária foi 68% mais alto do que em 2011,²³ e a oferta de capacidade de reserva secundária no mercado aumentou. Em média, os preços aumentaram quase todos os meses a partir do início de 2011 até ao terceiro trimestre de 2012, e quase triplicaram durante esse período.²⁴ A ERSE concluiu que esta evolução poderia dever-se a uma violação da legislação da concorrência.²⁵ A Figura 2 mostra a evolução do preço médio mensal de reserva secundária.

Figura 2: Preços de reserva secundária em Portugal



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

Os serviços do sistema de energia elétrica prestados pelas unidades de geração constituem uma pequena parte do custo do mercado grossista de energia elétrica.²⁶ Estes serviços são tipicamente prestados por unidades que já produzem energia elétrica. Por este motivo, os preços dos serviços de sistema estão normalmente relacionados com o custo de produção de

²³ De 28,16 €/MW em 2011 para 47,40 €/MW em 2012.

²⁴ O preço era 20,54 €/MW em março de 2011 e atingiu 60,12 €/MW em setembro de 2012.

²⁵ Consulte a nota de rodapé 22.

²⁶ Por exemplo, os três principais serviços de sistema em Portugal (reserva de regulação secundária, alívio de restrições técnicas da rede e energia de compensação) constituem 6% do preço do mercado diário em 2014 e entre 6% e 9% no período de 2010 a 2014. REN, "Síntese Annual Mercado de Electricidade 2010 – 2014".

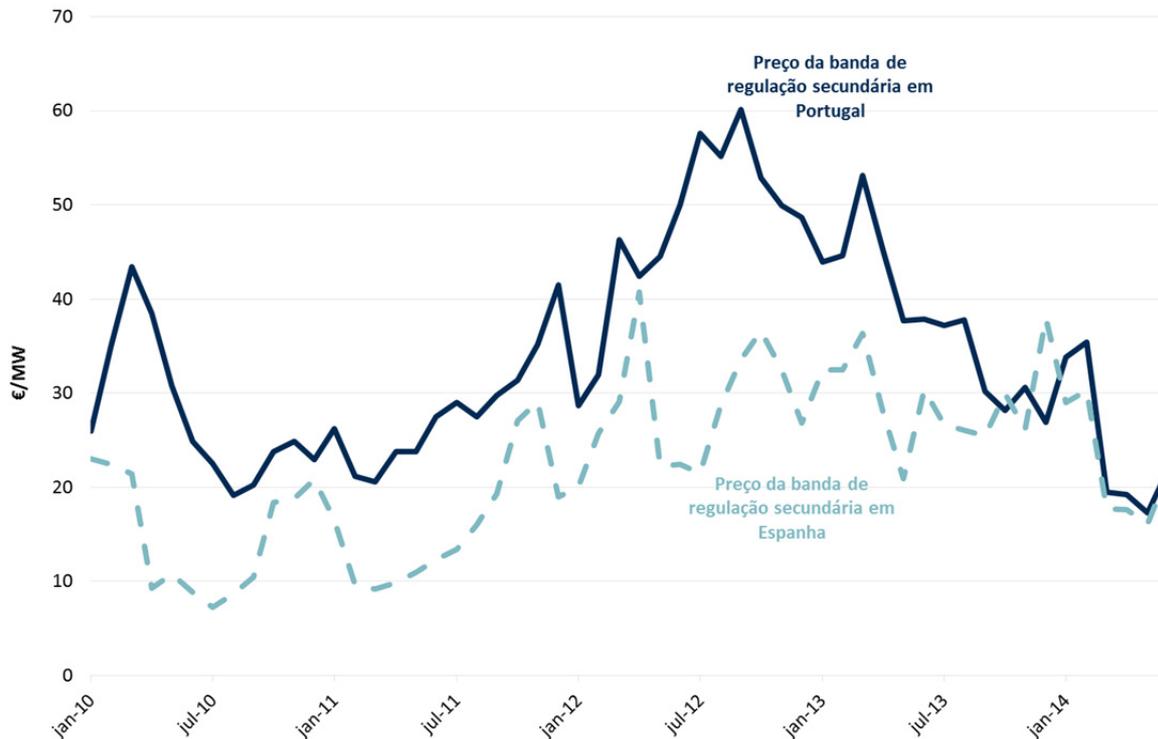
energia no mercado energético. Contudo, desde o início de 2012 e até meados de 2013, as alterações dos preços de reserva secundária parecem ser independentes das alterações do preço do mercado diário, conforme pode ser observado na Figura 3.

Figura 3: Preços diários vs. reserva secundária em Portugal



Durante o mesmo período, o preço da reserva secundária em Portugal também se dissociou do preço de reserva secundária em Espanha. Embora haja diferenças entre os dois mercados de reserva secundária que explicam o motivo pelo qual os preços de reserva secundária nos dois países não são idênticos, os preços em Portugal e Espanha seguiram o mesmo perfil até ao início de 2012. A Figura 4 compara o preço de reserva secundária mensal em Portugal e Espanha, no período em estudo.

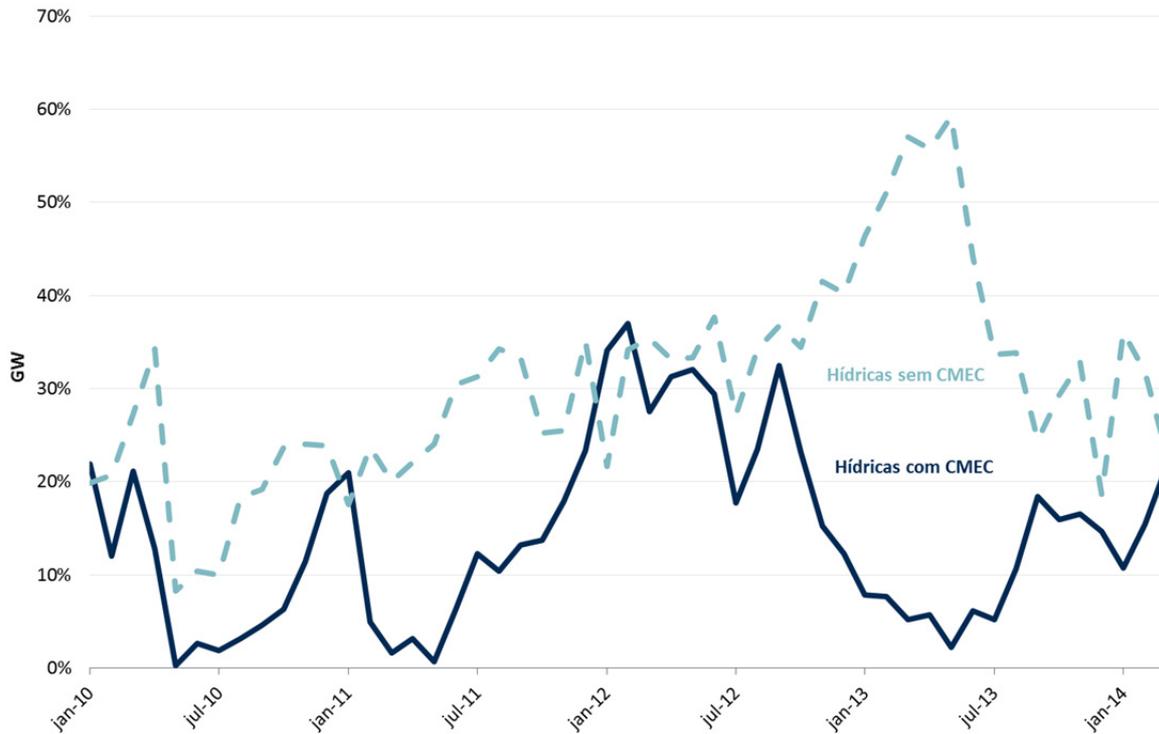
Figura 4: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha



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

A ERSE também destacou no seu relatório que o aumento do preço de reserva secundária coincidiu com um aumento da quantidade de capacidade de regulação secundária oferecida ao mercado. Este aumento da quantidade oferecida proveio principalmente das unidades hidroelétricas abrangidas pelos CMEC. Estas unidades tinham oferecido tradicionalmente uma proporção muito menor da sua capacidade de reserva disponível nominalmente no mercado de reserva secundária do que as unidades não abrangidas pelos CMEC (consulte a Figura 5) e, portanto, tinham margem para aumentar a capacidade que ofereciam. No entanto, mesmo após as unidades abrangidas pelos CMEC terem aumentado a capacidade de reserva que ofereciam, manteve-se uma proporção muito menor da sua capacidade disponível nominalmente em comparação às unidades não abrangidas pelos CMEC.

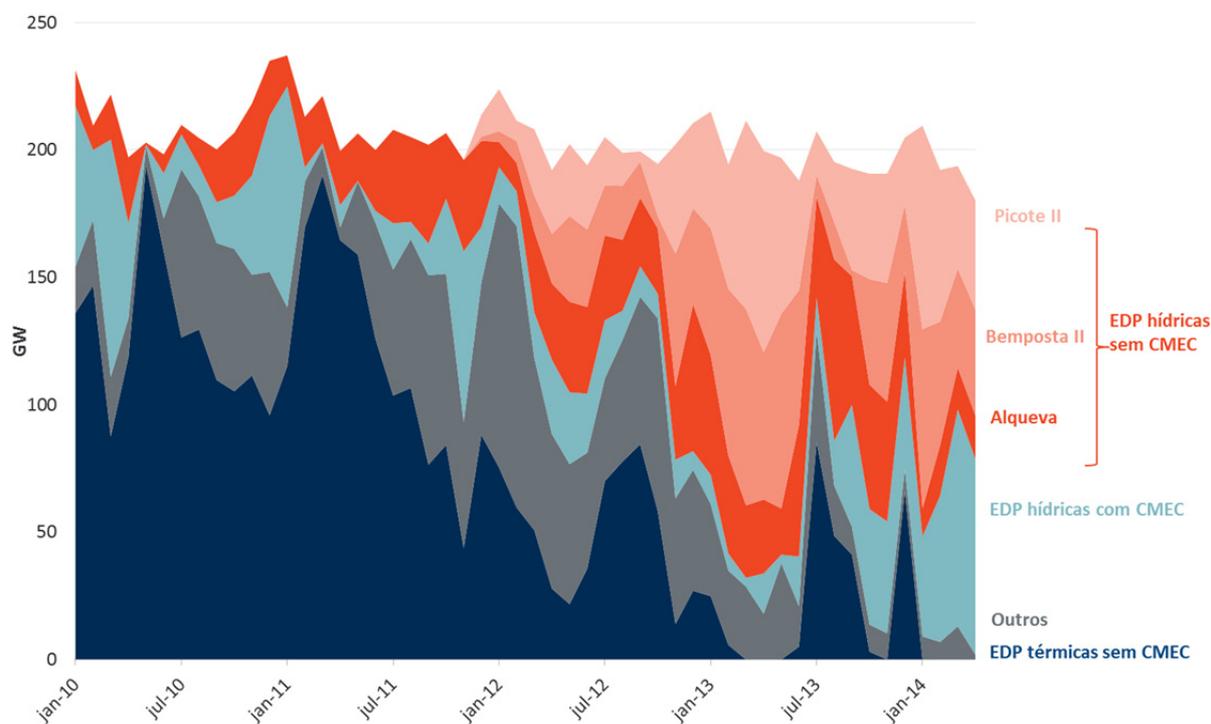
Figura 5: Percentagem de capacidade de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN.
 Nota: capacidade nominal ajustada pela disponibilidade das unidades fornecida pela REN

Sem surpresa, a baixa participação no mercado de reserva secundária por parte das unidades com CMEC traduz-se numa pequena prestação deste serviço. Tanto a ERSE como a AdC identificaram a baixa oferta de reserva secundária por parte destas unidades como uma potencial preocupação. A Figura 6 mostra a evolução da distribuição da reserva secundária por diferentes unidades e grupos de unidades.

Figura 6: Distribuição mensal da reserva secundária



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

III. Quadro Analítico e Metodologia

O fornecimento de regulação secundária, conforme descrito na secção II.C, é de natureza diferente da participação no mercado energético. Os custos envolvidos são, portanto, diferente e, por isso, é necessário um quadro analítico específico a fim de compreender e avaliar o comportamento das unidades geradoras no mercado de reserva secundária.

O operador do sistema verifica se as ofertas para o mercado de reserva secundária cumprem alguns requisitos formais, tal como o facto de não deverem exceder a capacidade de regulação nominal das unidades. No entanto, este não parece efetuar verificações da capacidade real de uma unidade fornecer reserva tendo em conta o seu estado de funcionamento.²⁷ Por isso, desenvolvemos um quadro que nos permitiu estimar a capacidade de regulação disponível das unidades.

Além disso, Portugal não tem diretrizes sobre a forma como os agentes de mercado devem formar as suas ofertas para o mercado de reserva secundária ou que custos estes estão autorizados a incluir. Consequentemente, foi necessário desenvolver o nosso próprio quadro

²⁷ Resposta a pedidos de informação.

analítico para avaliar o fornecimento de reserva secundária em Portugal, conforme descrito nas secções seguintes.

III.A. CAPACIDADE DISPONÍVEL PARA FORNECER RESERVA SECUNDÁRIA

A capacidade realmente disponível para fornecer reserva secundária a curto prazo não coincide necessariamente com a capacidade nominal máxima das unidades. Embora a capacidade nominal seja a capacidade máxima disponível para o operador do sistema em condições ideais, existem algumas restrições que limitam a capacidade que as unidades podem ou estão dispostas a oferecer ao mercado.

A reserva secundária máxima disponível para o operador do sistema depende das características dinâmicas das unidades, que são conhecidos antecipadamente. A REN fornece informações sobre a capacidade de regulação secundária máxima das unidades, que se baseia nas seguintes considerações:

- A regulação secundária só pode ser fornecida por unidades capazes de responder adequadamente a um sinal de AGC. Se uma unidade não conseguir responder eficazmente a um sinal, esta pode não ser adequada para prestar o serviço, mesmo que teoricamente deva ser capaz de o fazer.
- Uma unidade que oferece regulação secundária já deve estar em geração, pois uma unidade que oferece reserva secundária deve conseguir proporcionar reduções de energia ativa, o que pressupõe uma unidade que já está em geração, assim como aumentos de energia ativa.
- A regulação secundária deve ser fornecida no prazo de cinco minutos, pelo que a capacidade de regulação secundária de uma unidade é limitada pelas suas rampas de variação de produção.^{28, 29}
- Normalmente, a faixa de capacidade dentro da qual uma unidade consegue operar é reduzida se a unidade estiver a fornecer reserva devido às condições técnicas necessárias para modificar o seu nível de geração.³⁰

²⁸ A rampa da capacidade de variação da produção é o ritmo ao qual uma unidade consegue aumentar ou diminuir o seu nível de geração. Esta é normalmente medida em MW/minuto.

²⁹ Além disso, as rampas da capacidade de variação da produção afetam a qualidade do serviço e podem influenciar a ativação das reservas cativas por parte do operador do sistema. Quanto mais rápido um recurso conseguir apresentar um aumento ou uma redução, mais exatamente este pode responder ao sinal de AGC e evitar excessos. Em alternativa, quando um recurso apresenta umas rampas muito lentas, as suas restrições de rampa podem fazer com que este funcione contra as necessidades do sistema e force o operador do sistema a comprometer recursos de regulação adicionais para compensar.

Tal como as considerações acima deixam claro, a capacidade disponível para fornecer a regulação secundária depende do nível de produção de uma unidade. A capacidade de regulação de uma unidade é limitada a nível ascendente pela diferença entre a sua capacidade máxima durante o fornecimento de reserva e a sua produção real, e a nível descendente pela diferença entre o nível de produção real e a sua carga mínima (estável) durante o fornecimento de reserva. O nível de produção que permite que a unidade forneça uma determinada capacidade de regulação é conhecido como um “ponto de referência de regulação”.

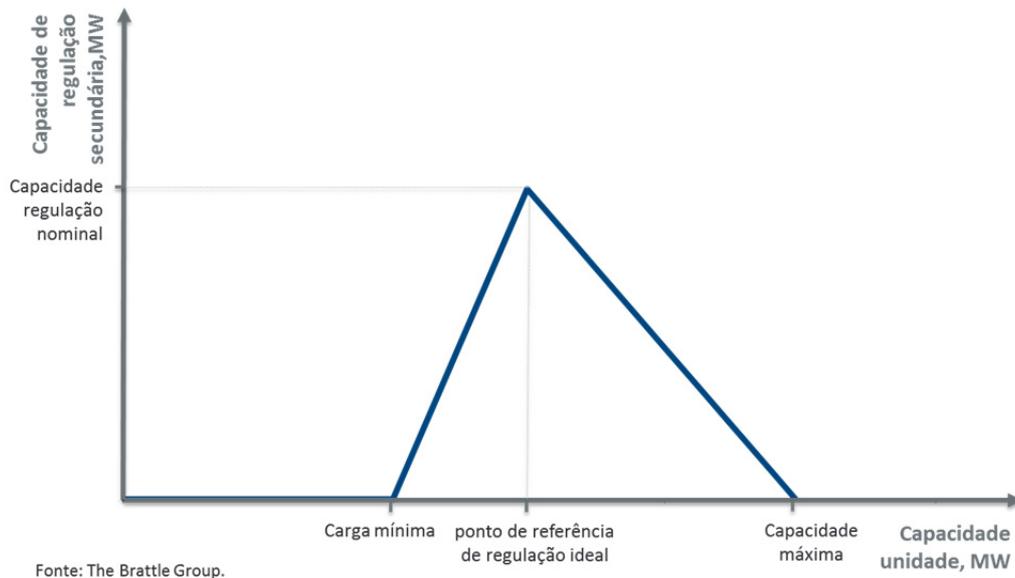
Visto que os regulamentos portugueses exigem que as unidades sejam capazes de fornecer reserva ascendente e descendente numa proporção 2:1, o ponto de referência de regulação ideal (o ponto de referência em que uma unidade consegue fornecer a sua capacidade máxima de regulação) situa-se aproximadamente a um terço do valor entre a carga mínima de uma unidade e a sua capacidade máxima.³¹ A Figura 7 mostra a relação entre a capacidade de regulação secundária e o nível de geração de uma unidade.

Continued from previous page

³⁰ Por exemplo, de acordo com as informações fornecidas pela REN, a unidade hidroelétrica Alqueva II tem uma capacidade máxima de 254 MW, mas esta capacidade máxima é de apenas 250 MW se a unidade estiver a fornecer reserva.

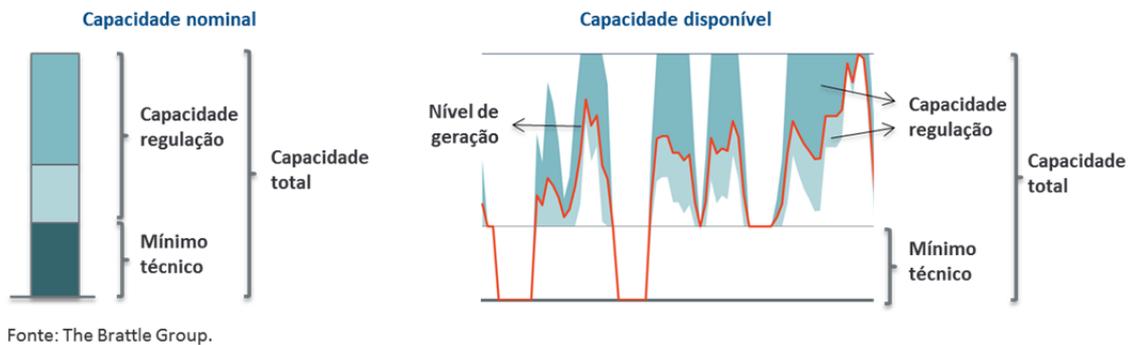
³¹ Isto é uma aproximação. A capacidade de regulação de algumas unidades é delimitada pela rampas de variação de produção da unidade, e não pela capacidade máxima e mínima da unidade.

Figura 7: Capacidade de geração e reserva de uma unidade de geração



Uma unidade com restrições de combustível, como é normalmente o caso das unidades de hidroelétricas a fio de água,³² pode ter problemas em alcançar, ou sustentar ao longo do tempo, o ponto de referência de regulação ideal. Por conseguinte, a capacidade de regulação disponível dessa unidade é muito menor do que a sua capacidade nominal. A Figura 8 mostra a relação entre a capacidade de regulação nominal e disponível.

Figura 8: Capacidade de reserva nominal vs. disponível de uma unidade de geração

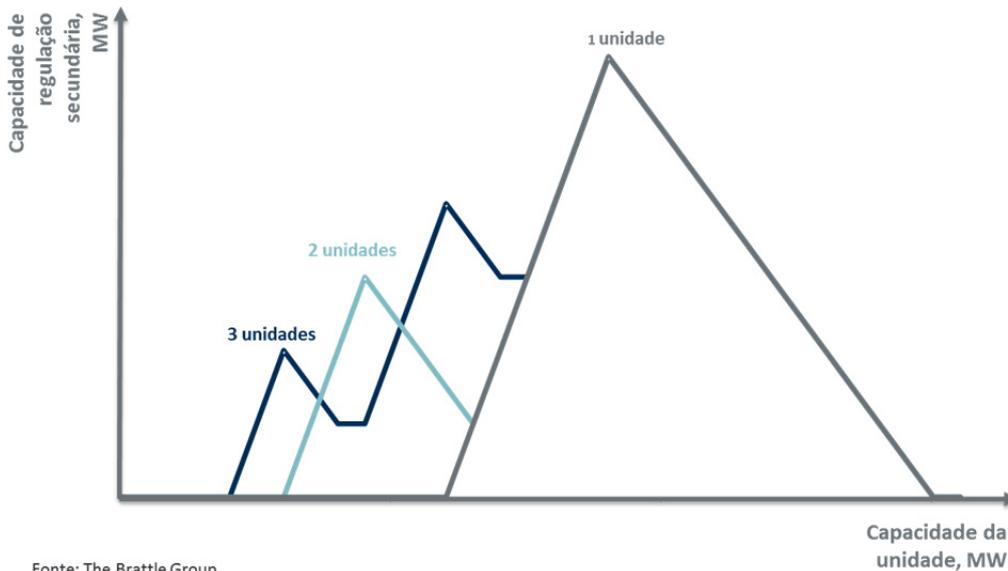


As unidades de geração de vários grupos também têm uma relação distinta entre capacidade de geração e regulação. As unidades que têm mais do que um grupo de geração, como é normalmente o caso das unidades hidroelétricas, podem fornecer reserva utilizando um ou mais dos grupos participantes. Isto significa que a reserva que essas unidades conseguem proporcionar é maior do que a de uma unidade com um único grupo (pois a carga mínima a

³² As unidades a fio de água têm uma capacidade limitada para armazenar água, pelo que podem ser obrigadas a produzir a plena capacidade durante dias, ou podem estar limitadas a produzir apenas durante algumas horas por dia.

que a unidade consegue funcionar corresponde à carga mínima do grupo, em vez de toda a unidade). No entanto, visto que as unidades hidroelétricas funcionam geralmente com apenas alguns dos seus grupos de geração, em vez de a plena capacidade, a reserva que uma unidade de vários grupos consegue fornecer é menor do que a sua capacidade total nominal. A Figura 9 mostra os diferentes perfis de capacidade de regulação secundária de uma unidade, dependendo do número de grupos de geração.

Figura 9: Capacidade de geração e reserva de uma unidade de geração com vários grupos



Há outros motivos pelos quais as unidades normalmente não são operadas à sua capacidade máxima. Estes motivos incluem fatores económicos, tais como eficiência reduzida, mas são principalmente de natureza técnica. As unidades operadas acima do seu nível de funcionamento ideal podem sofrer um maior desgaste, o que aumenta os custos de manutenção e o risco de falha.

Observamos que muitas unidades nunca tinham oferecido a sua capacidade de reserva secundária nominal máxima no mercado. A Tabela 1 mostra a relação entre a capacidade nominal e máxima oferecidas no mercado de reserva secundária.

Tabela 1: Capacidade de reserva máxima real vs. nominal

Unidade	Código	Capacidade de regulação		Razão
		Capacidade nominal	máxima Oferta máxima	
Unidades hídricas				
Aguieira	AGUIEI	156	112	0,72
Alto Lindoso	ALINDO	330	300	0,91
Cabril	CABRIL	58	54	0,93
Castelo de Bode	CBODE	84	81	0,96
Frades	FRADES	91	90	0,99
Bemposta	BEMPOS	90	90	1,00
Picote	PICOTE	90	90	1,00
Pocinho	POCINHO	111	104	0,93
Régua	REGUA	105	105	1,00
Torrão	TORRAO	60	60	1,00
Valeira	VALEIRA	150	150	1,00
Alqueva	ALQUE	154	150	0,97
Alqueva II	ALQUEII	190	168	0,88
Bemposta II	BEMPOS4	116	116	1,00
Picote II	PICOTE4	145	138	0,95
Unidades térmicas				
Lares - Group 1	LARES1	225	225	1,00
Lares - Group 2	LARES2	235	225	0,96
Pego C.C.- Group 3	PEGO3	98	96	0,98
Pego C.C.- Group 4	PEGO4	98	96	0,98
Ribatejo - Group 1	RIBATE1	177	150	0,85
Ribatejo - Group 2	RIBATE2	177	171	0,97
Ribatejo - Group 3	RIBATE3	177	156	0,88
Pego - Group 1	RPG01	58	58	1,00
Pego - Group 2	RPG02	58	58	1,00

Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN

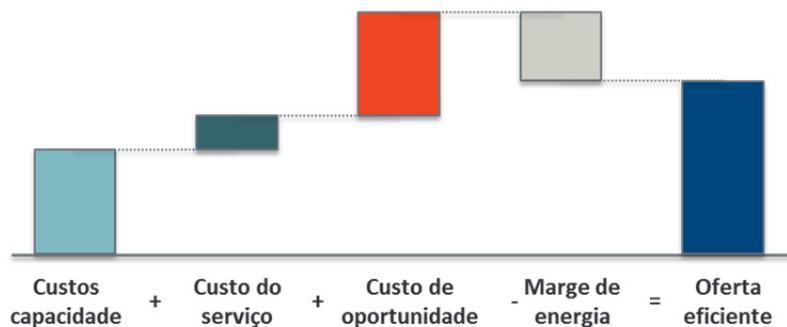
Nota: a capacidade nominal corresponde à capacidade de reserva secundária máxima que as unidades apresentaram entre janeiro de 2010 e março de 2014. A proposta máxima é a capacidade de reserva total mais elevada apresentada ao mercado de reserva secundária por cada unidade numa única hora entre janeiro de 2010 e março de 2014.

III.B. CUSTO DO FORNECIMENTO DE RESERVA SECUNDÁRIA

O quadro analítico apropriado para estudar o custo do fornecimento de reserva secundária depende do regime específico de mercado que está em vigor em cada jurisdição.³³ Portugal não tem diretrizes sobre a forma como as ofertas para o mercado de reserva secundária devem ser formadas. Por esta razão, desenvolvemos um quadro para estudar o mercado português que se baseia numa adaptação das diretrizes de desenvolvimento de custos do mercado da PJM dos Estados Unidos³⁴ para o serviço de regulação concebido para refletir as características do mercado de energia elétrica português e o serviço de reserva secundária.³⁵

O fornecimento de regulação secundária envolve a modificação do despacho económico de uma unidade de geração.³⁶ Os custos de fornecimento de reserva estão, portanto, relacionados com os custos de modificação do programa de geração de uma unidade de modo a que esta funcione a um nível abaixo do ideal.

Figura 10: Estrutura de custos dos serviços de regulação³⁷



Fonte: The Brattle Group.

³³ O quadro irá depender, por exemplo, do facto de a reserva e os mercados energéticos estarem, ou não, otimizados em conjunto ou de existir, ou não, um acordo energético em tempo real.

³⁴ Um mercado regional que abrange a totalidade ou partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jérsei, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia, Virgínia Ocidental e o Distrito de Colúmbia.

³⁵ O mercado da PJM tem diretrizes associadas a ofertas baseadas nos custos. Na PJM, os agentes nas áreas que são consideradas como apresentando poder de mercado estrutural podem estar sujeitos ao controlo das suas ofertas para evitar qualquer exercício desse poder de mercado. Isto é implementado através de ofertas baseadas nos custos.

³⁶ O despacho que a unidade seguiria se apenas respondesse ao preço da energia.

³⁷ Adaptado das diretrizes de desenvolvimento de custos da PJM; economia do sistema energético, conceção de mercados para eletricidade, capítulo 3-10 (Stoft, 2002) e oportunidades de resposta de carga industrial da NYISO: avaliação do mercado e recursos - relatório final da tarefa 2, 2009, secção 4-2.

Conforme ilustrado na Figura 10 acima, os custos do fornecimento de regulação secundária podem ser divididos nos seguintes componentes:³⁸

- Custos de capacidade:

Estes correspondem aos os custos de disponibilização da capacidade de reserva (e não aos custos de oportunidade). Estes incluem o aumento do consumo de combustível (ou água) como resultado da redução da eficiência energética, pois a unidade está a funcionar a uma carga inferior à ideal, além de uma margem de segurança para os riscos de participação no mercado.³⁹

- Custos de serviço:

A utilização da unidade para fornecer serviços de regulação envolve outros custos relacionados com as alterações no nível de produção necessário para a unidade. Estes custos correspondem ao aumento dos custos de O&M variáveis e ao aumento do consumo de combustível durante operações instáveis.

- Custos de oportunidade:

Quando uma unidade fornece regulação, esta abdica do lucro líquido que poderia obter através da participação noutros mercados. Se, de outra forma, a unidade não estivesse em funcionamento pois os seus custos são superiores ao preço do mercado energético, o lucro líquido seria negativo. Incluímos um aumento (*uplift*) para refletir esta situação.

- Margem de energia:

Esta é a diferença entre o preço de energia pago às unidades e o seu custo de produção marginal para a energia de reserva utilizada (ativada). Embora o preço da energia seja o mesmo para todas as unidades, os custos de produção de ativação variam por unidade. As unidades apenas têm o direito de vender/comprar esta energia se fornecerem reserva secundária, e, conseqüentemente, internalizarem esta margem nas respetivas

³⁸ O Appendix B fornece mais detalhes sobre estes custos e a forma como aplicamos este quadro à avaliação das ofertas para o mercado português.

³⁹ Este elemento é chamado “*margin/risk adder*” nos regulamentos da PJM. Neste relatório, iremos referir-nos a isto como prémio de risco.

O risco inclui os custos potenciais de uma maior probabilidade de a unidade falhar (custos de desvios, sanções em caso de incumprimento da reserva, perda de receitas nos mercados) e as potenciais margens negativas devido à incerteza dos custos de fornecimento de regulação.

Conforme descrito pela PJM, "estes riscos incluem a incerteza dos custos de fornecimento do serviço de regulação e o potencial aumento do risco de uma unidade falhar por estar a funcionar numa condição instável". PJM, uma análise dos elementos de custo e compensação de geração nos mercados da PJM, pág. 23. 2009

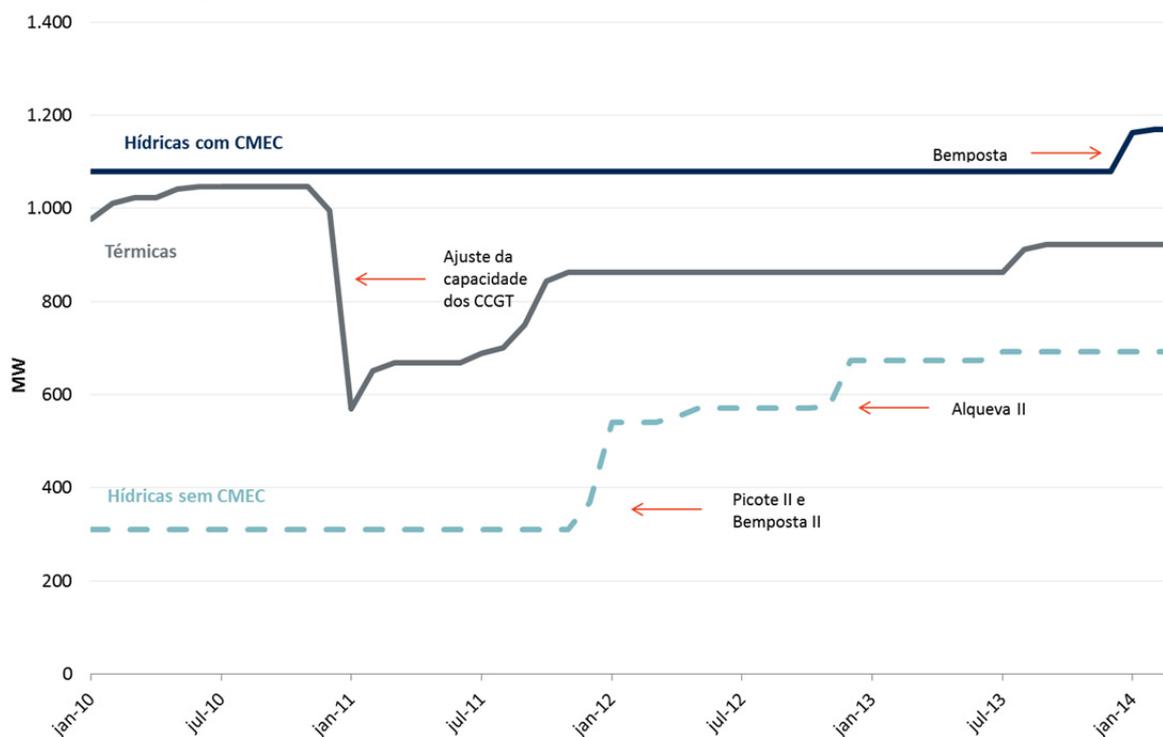
ofertas. Assim, a Margem de energia deve ser deduzida dos custos de capacidade a fim de estimar a oferta competitiva.

IV. Análise do Fornecimento ao Mercado de Reserva Secundária

IV.A. CAPACIDADE DE PRESTAR O SERVIÇO

A evolução dos fatores que explicam a disponibilidade que as unidades de geração têm para fornecer pontos de reserva secundária em direção a uma redução da capacidade real disponível para prestar o serviço, pelo menos durante uma parte significativa do período.⁴⁰ Embora a capacidade nominal das unidades tenha aumentado com a incorporação de novas unidades, o declínio da produção das CCGT (consultar abaixo) quase impediu que estas unidades fornecessem reserva secundária.

Figura 11: Evolução da capacidade de reserva secundária nominal



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

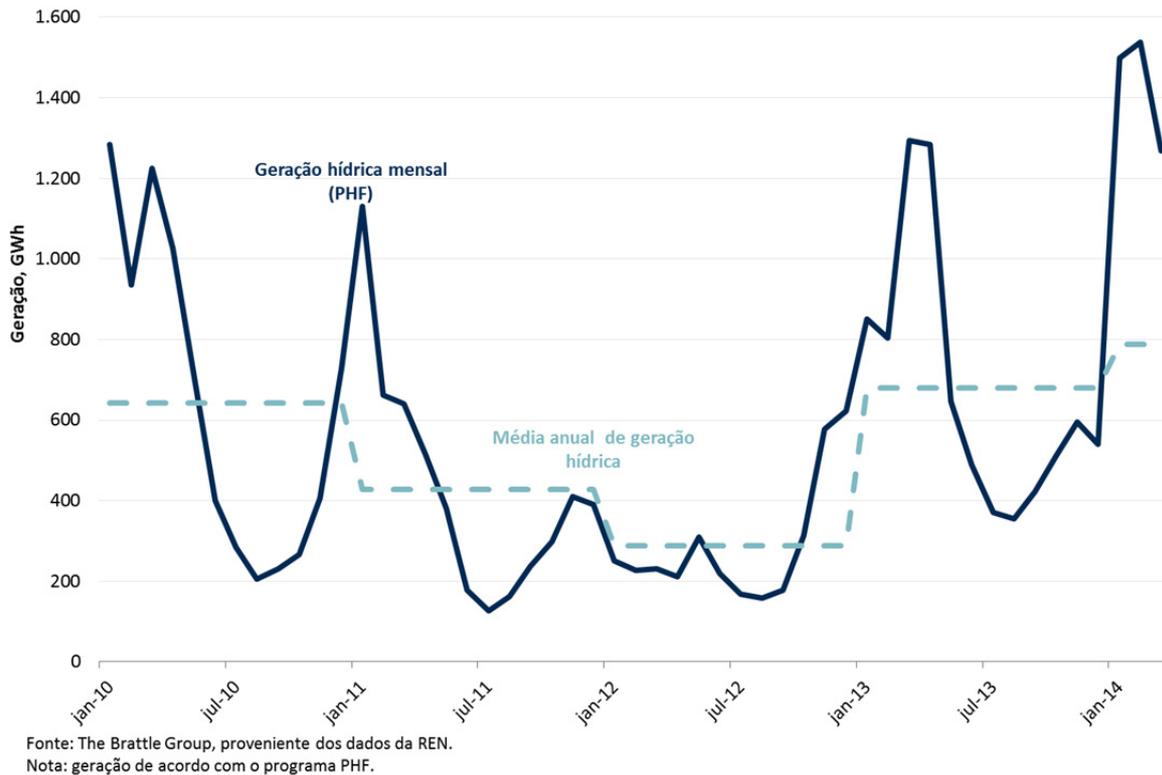
Nota: a queda da capacidade das unidades térmicas a partir de novembro de 2010 deve-se a uma série de revisões das capacidades de regulação das CCGT.

Durante o período em estudo, três novas unidades hidroelétricas foram colocadas em funcionamento (Bemposta II e Picote II, em dezembro de 2011, e Alqueva II, em dezembro de 2012) e uma unidade hidroelétrica existente foi adaptada para fornecer reserva (Bemposta, em janeiro de 2014).

⁴⁰ O Appendix A mostra as principais características das unidades capazes de fornecer reserva.

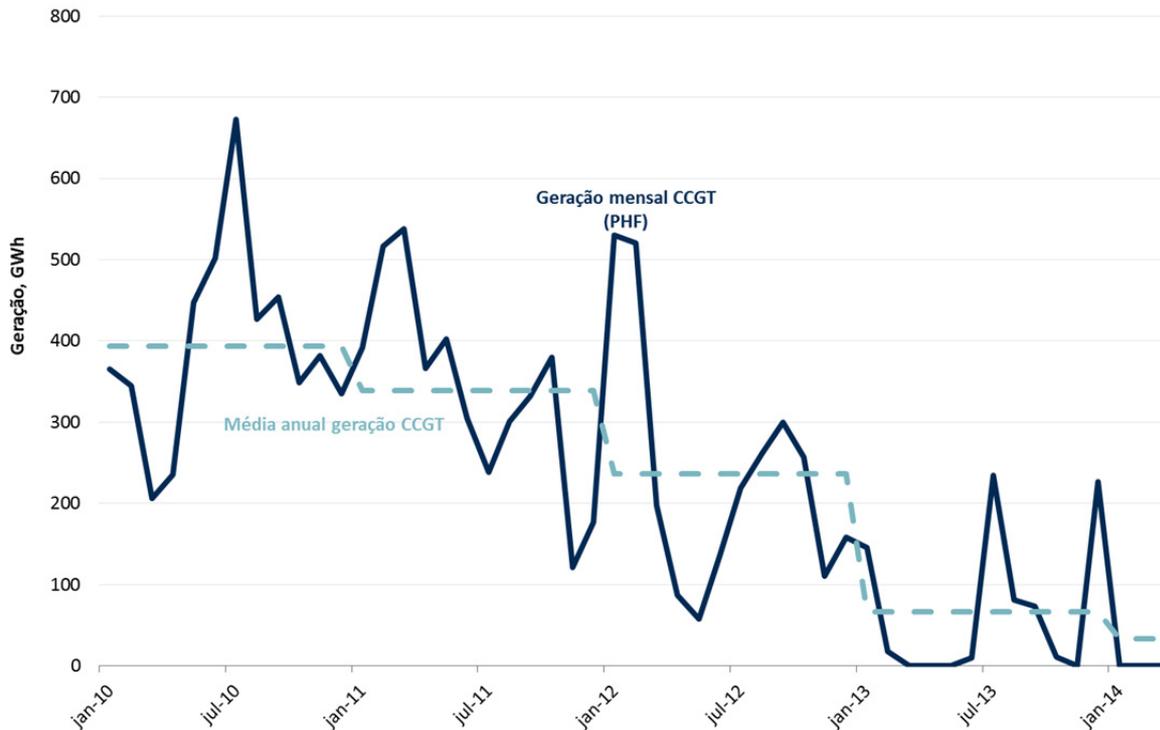
No entanto, conforme é explicado acima, as unidades precisavam de produzir para conseguirem fornecer reserva. A seca do outono e inverno de 2012 resultou em baixos níveis de produção hidroelétrica a partir da primavera de 2011 até o outono de 2012. É razoável que a redução da produção das unidades hidroelétricas tenha reduzido a sua capacidade de fornecer reserva. A Figura 12 mostra a produção mensal das unidades hidroelétricas que fornecem reserva secundária em Portugal.

Figura 12: Programa de geração mensal das unidades hidroelétricas que fornecem regulação secundária



A produção das CCGT também diminuiu durante o período em estudo, mas, ao contrário de produção hidroelétrica, esta não recuperou. O declínio da produção das CCGT, que é comum em muitos países da Europa, foi motivado por aumentos da geração de energias renováveis subsidiadas, pela evolução dos preços do gás natural em comparação a outras fontes de geração e pela diminuição do consumo de eletricidade como consequência da crise económica. As CCGT forneceram 60,0% da reserva secundária em 2010, mas, em 2014, essa percentagem diminuiu para apenas 2,8%. A Figura 13 mostra a evolução da produção mensal das CCGT.

Figura 13: Programa de geração mensal das unidades CCGT que fornecem regulação secundária



Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN.
Nota: geração de acordo com o programa PHF.

Apesar da provável redução da capacidade total das unidades portuguesas capazes de fornecer reserva - associada ao declínio da sua produção - houve um aumento significativo da quantidade de capacidade de regulação secundária oferecida ao mercado durante o ano de 2012.^{41,42} Este aumento proveio principalmente das unidades hidroelétricas abrangidas pelos CMEC e não esteve relacionado com o início de operação das novas unidades mencionadas acima. Analisamos este aumento através da determinação da capacidade total oferecida em diferentes faixas de preços, conforme ilustrado na Figura 14.

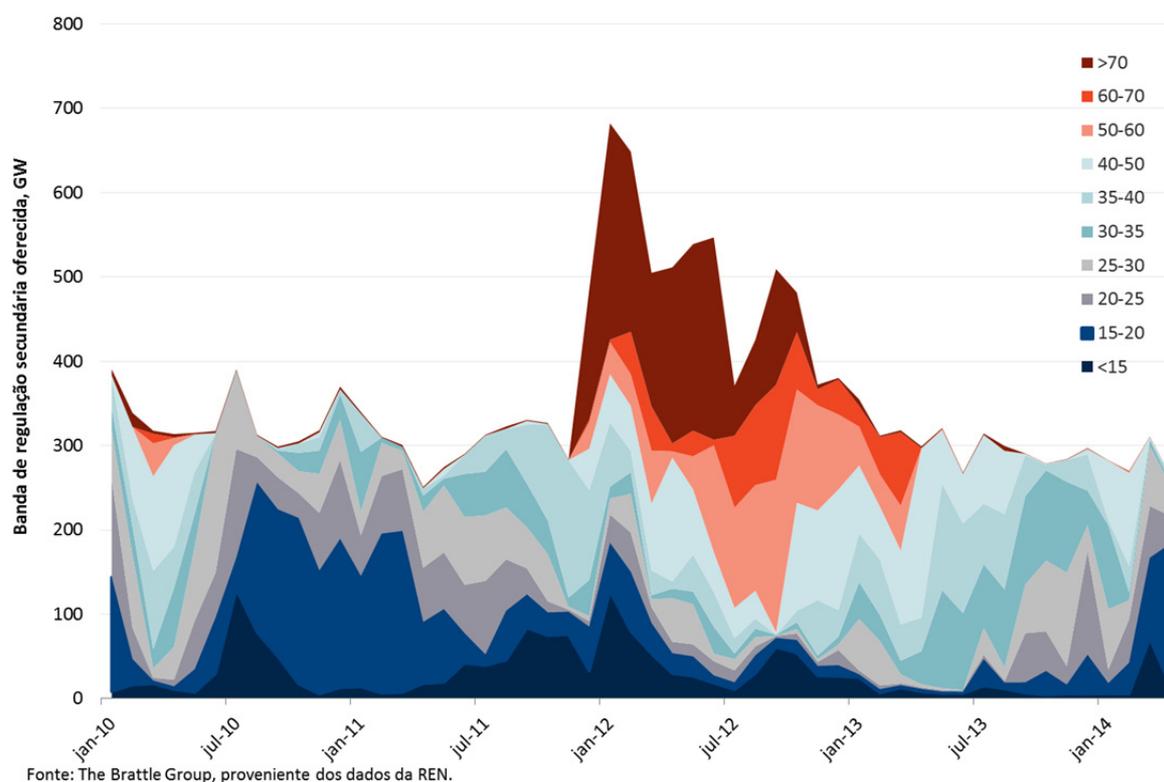
Isto demonstra que a maior parte do aumento da capacidade ficou associada às ofertas superiores a 70 €/MW. Este é um preço relativamente elevado, o que não tinha sido utilizado em grande extensão nos anos anteriores e que era superior à maioria dos preços por hora no mercado de regulação secundária neste momento.⁴³ Uma vez que a capacidade que é oferecida acima do preço de equilíbrio típico de um mercado não afeta os resultados do mercado, sugere que aumento do fornecimento foi teórico em vez de real.

⁴¹ ERSE, "Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012", março de 2013.

⁴² A capacidade total oferecida ao mercado mais do que duplicou entre outubro de 2011 (327 GW) e janeiro de 2012 (682 GW).

⁴³ O preço máximo em janeiro de 2012 foi de 79 €/MW.

Figura 14: Capacidade oferecida ao mercado de reserva secundário por variação de preços



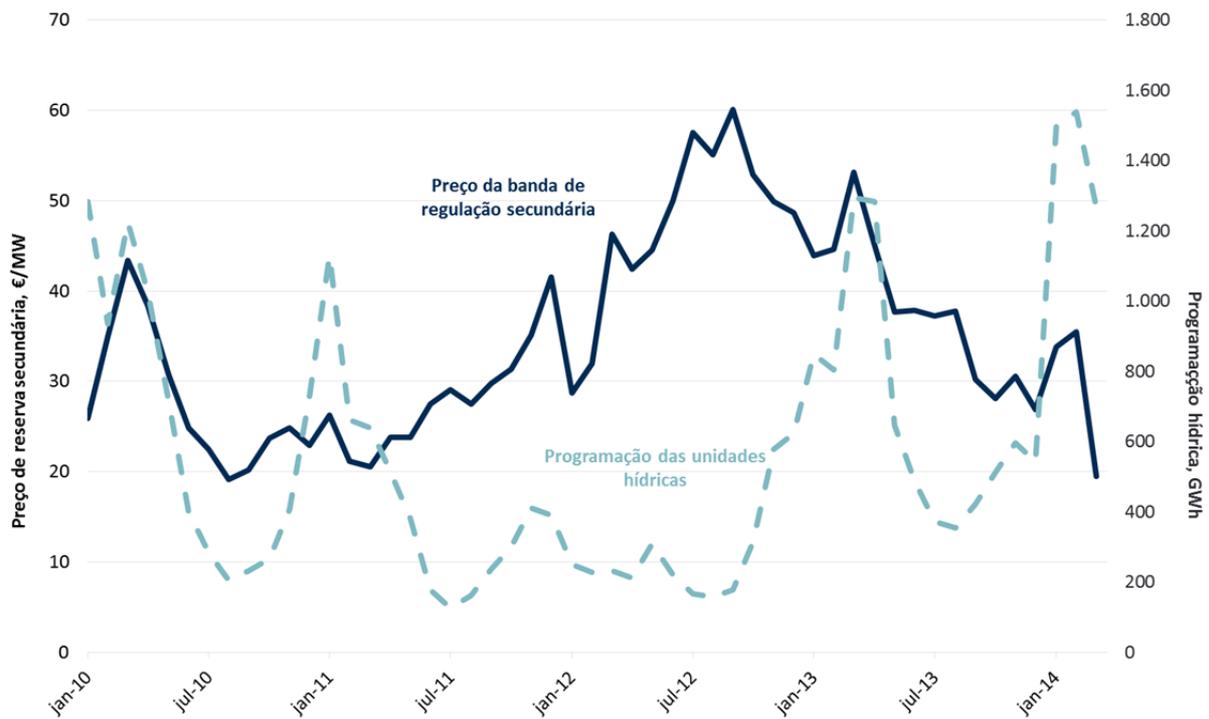
IV.B. EVOLUÇÃO DOS FATORES DE CUSTO

A evolução dos fatores que afetam o custo dos pontos de reserva secundários produziu um aumento no custo da prestação do serviço, pelo menos até o final de 2012. A redução da capacidade de geração capaz de fornecer a reserva implica que se tornou necessário utilizar a capacidade que anteriormente tinha sido pouco utilizada porque era mais dispendiosa. Além disso, as reduções na produção também aumentou os custos da capacidade restante.

Se uma unidade hidroelétrica tiver menos fluxo de água, vai utilizar essa mesma água na produção nas horas com os preços mais elevados. Isto aumenta o custo de oportunidade da água, caso tenha de ser utilizada para outra finalidade, como o fornecimento de regulação secundária. Por essa razão, é de esperar que a redução na produção hidroelétrica provocou um aumento nas ofertas das unidades hidroelétricas e um aumento do preço da reserva secundária. Conforme mostrado na Figura 15, o aumento do preço de reserva teve lugar durante um período de baixa produção hidroelétrica devido a um outono/inverno seco em 2011, e só começou a descer com o início da estação chuvosa no outono de 2012.^{44,45}

⁴⁴ A relação entre a produção hidroelétrica e a sua capacidade de fornecer reserva não é perfeita e as evidências gráficas disponíveis devem ser interpretadas em termos da correlação entre as diferentes séries temporais. Em primeiro lugar, esta relação não é linear: quando a produção hidroelétrica é muito alta, as unidades podem ser forçadas a verter água. Sob estas circunstâncias, as unidades não

Figura 15: Preços de reserva secundária em Portugal e produção hidroelétrica



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

Nota: unidades hidroelétricas programadas após todo o mercado intradiário (programa PHF).

O aumento dos custos de oportunidade de geração também é perceptível nos custos dos restantes serviços do sistema. Uma vez que as mesmas unidades podem fornecer reserva secundária e terciária, o preço da reserva terciária também fornece uma indicação do custo da prestação da reserva secundária: a unidade não iria fornecer uma reserva secundária se tivesse antecipado que iria ganhar receitas menores do que poderia obter fornecendo uma reserva

Continued from previous page

podem fornecer regulação descendente e não podem participar, por conseguinte, no mercado de reserva secundário. Além disso, nos níveis intermédios de produção hidroelétrica, o número de grupos é utilizado para proporcionar influências de saída da fonte e o nível de custos de reserva secundária disponível. Em segundo lugar, a produção hidroelétrica não é o único fator que afeta o preço da reserva secundária, e, portanto, não pode haver uma ligação clara e única entre as duas variáveis. Na realidade, as unidades hidroelétricas aumentaram a quantidade de reserva fornecida (embora a preços mais elevados), apesar da redução na sua capacidade porque as unidades CCGT foram ainda mais dispendiosas nesse momento. As unidades CCGT raramente eram capazes de cobrir os seus custos variáveis no mercado energético e exigiam um preço elevado no mercado de reservas para justificar o arranque.

⁴⁵ Para uma análise quantitativa do impacto da produção hidroelétrica no preço da reserva secundária referimos a nossa simulação de resultados de mercado na secção V.B.3.

terciária. A Figura 16 representa o preço de reserva secundária juntamente com o diferencial entre o preço de reserva terciária ascendente e o mercado diário.⁴⁶

Figura 16: Preço de reserva secundária em comparação com o diferencial do preço da energia de compensação



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

Nota: o diferencial do preço de equilíbrio consiste na diferença entre o preço de reserva de regulação ascendente e o mercado do dia anterior.

Além disso, como consequência da redução na produção global da maioria das unidades, os seus horários passaram a ser mais associados com a prestação da reserva secundária. Isto aumentou o custo da prestação da reserva secundária porque sinalizou que as decisões das unidades sobre a confirmação ou não da geração foram determinadas pela sua expectativa do nível dos preços de reserva.⁴⁷ Em condições normais, a reserva é fornecida por unidades que já estão programadas no mercado energético e apenas necessita de ser pago o custo de oportunidade para a reserva ascendente fornecida. Contudo, se a unidade funcionar

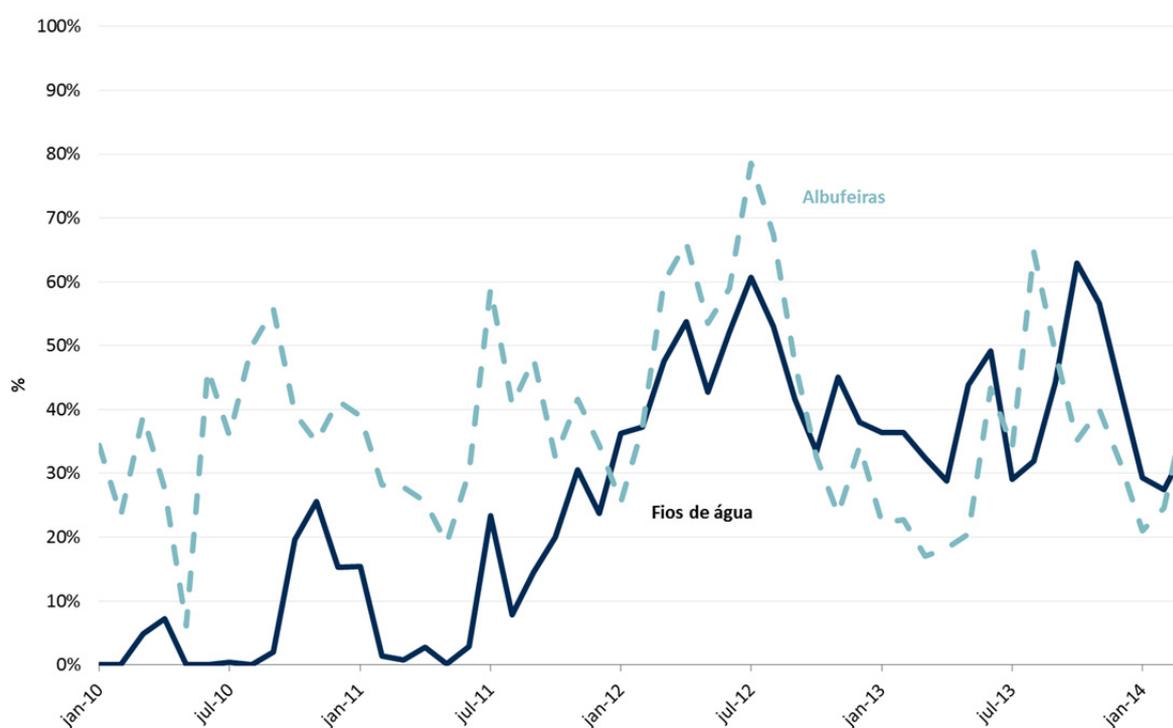
⁴⁶ A comparação mostrada na Figura 16 apenas se concentra no diferencial ascendente (preço da energia de compensação ascendente menos o preço de mercado diário, porque o secundário é utilizado principalmente para fornecer regulação ascendente. A comparação com o diferencial descendente (preço de mercado diário menos o preço da energia de compensação descendente) mostra uma relação semelhante.

⁴⁷ Temos observado que as unidades funcionam normalmente mesmo se o seu custo marginal de energia for superior ao preço do mercado da energia, enquanto participam no mercado de reserva secundária e realizam uma receita adicional que paga a diferença.

predominantemente para fornecer reserva, pode produzir uma perda no mercado energético e necessita de recuperar essa perda através do preço da reserva secundária.⁴⁸

A Figura 17 mostra qual foi a parte da produção de unidades hidroelétricas produzida durante as horas que estavam a fornecer reserva. Um aumento desta parte pode indicar que o caminho no qual uma unidade consiste em oferecer no mercado energético é concebido para poder fornecer reserva (em vez de apenas refletir o seu custo energético marginal), embora também possa estar relacionado com o aumento da prestação do serviço.

Figura 17: Partilha do coincidente de geração das unidades com a prestação da reserva secundária



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

Finalmente, as unidades de produção em Portugal podem ter tido de recuperar uma percentagem mais elevada dos seus custos do mercado de reserva secundária do que teria sido o caso se tivessem conseguido obter maiores receitas de outros serviços do sistema. Por exemplo, em Espanha, o mecanismo de “restrições técnicas”⁴⁹ é utilizado de forma mais frequente do que em Portugal e pode ser uma fonte de receita significativa para algumas centrais. Além disso, desde maio de 2012, Espanha teve um mecanismo de “reserva

⁴⁸ Consulte a descrição do aumento do custo de oportunidade, *uplift*, na secção B.III do Appendix B.

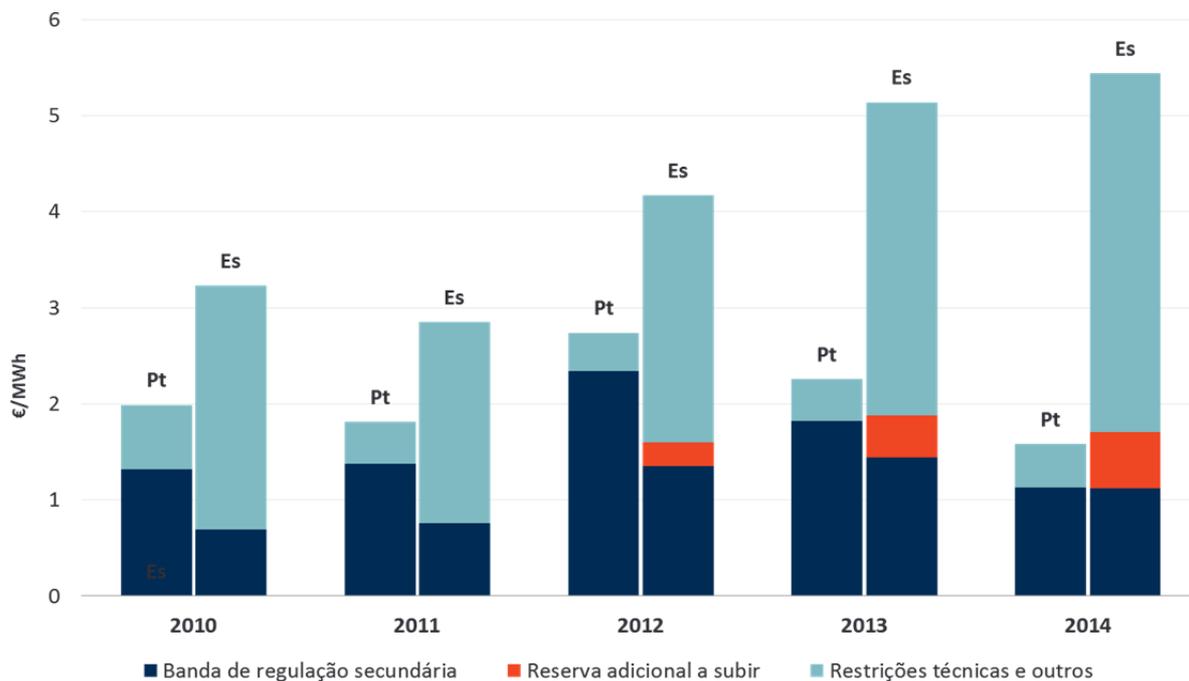
⁴⁹ O mecanismo de "restrições técnicas" é utilizado para resolver as restrições da rede local. Baseia-se num pagamento €/MWh por hora, mas geralmente a quantidade de energia adquirida é menor do que a produção total da unidade.

ascendente” e não há um mercado Português equivalente.⁵⁰ Embora estes mecanismos não sejam projetados para substituir o mercado de reserva secundária, ajudam a cobrir os custos de manutenção de um número de unidades online a menos do que uma produção total, reduzindo assim os custos de prestação da reserva secundária.

Embora o preço da reserva secundária fosse superior, tendo aumentado ainda mais em Portugal do que em Espanha durante o período em estudo, o custo dos outros serviços do sistema aumentou mais em Espanha. É provável que o aumento do custo dos restantes serviços do sistema tenha ajudado a compensar o custo da reserva secundária em Espanha. A Figura 18 compara o custo para os clientes dos diferentes serviços do sistema que são adquiridos com antecedência. Isto significa que não inclui os custos de desvios de energia, que dependem do saldo em tempo real do sistema. (a Tabela 22 no Appendix E mostra o preço final para os clientes em Portugal e Espanha, incluindo os custos de desvios).

⁵⁰ O mecanismo de "reserva ascendente" recompensa os geradores, na prática apenas a CCGT, para o arranque e fica a girar para fornecer reserva ascendente. Antes da introdução do mecanismo de "reserva ascendente", o operador do sistema espanhol utilizou o mecanismo de "restrições técnicas" para iniciar as CCGT de modo a fornecer reserva ascendente. A REE expeliu a geração térmica ao abrigo da etiqueta "RSI" (após Reserva a Subir Insuficiente).

Figura 18: Custo para os clientes de alguns serviços do sistema em Portugal e Espanha (exceto os preços de desvios).



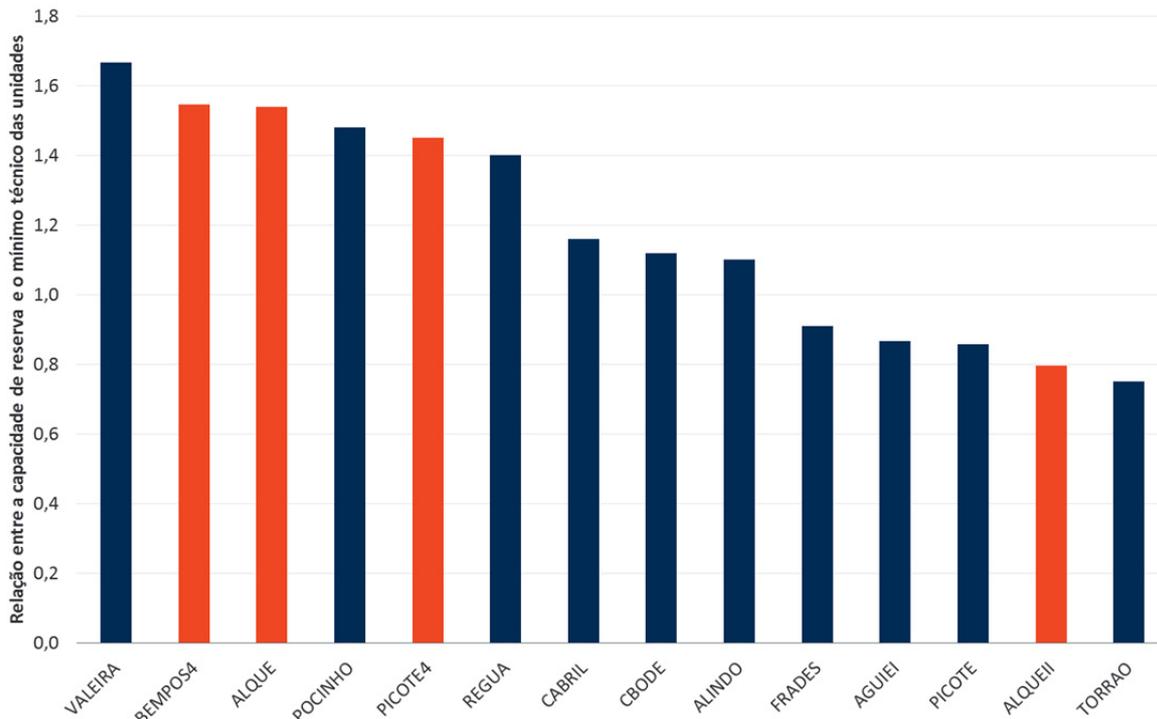
Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e REE.

Notas: o custo da energia de compensação é mais elevado em Portugal, de modo que o custo total final pago pelos clientes pelos serviços do sistema é semelhante em ambos os países. Os dados subjacentes podem ser encontrados na Tabela 22 do Appendix E, incluindo também o custo de energia de compensação.

Por outro lado, as características das três novas unidades hidroelétricas que foram encomendados durante o período de estudo (Bemposta II, Picote II e Alqueva II) e Alqueva parecem ter tido um efeito benéfico sobre os custos da reserva secundária. Estas unidades parecem ser mais flexíveis do que a maioria das unidades existentes, pois têm cargas mínimas inferiores. A carga mínima inferior aumenta a quantidade da reserva secundária fornecida por uma unidade, pois a capacidade de reserva representa aproximadamente a diferença entre a carga máxima e mínima. Além disso, permite que a reserva seja fornecida a um custo inferior caso a unidade tenha de ser iniciada para fornecer a reserva.⁵¹ Para demonstrar este efeito, a Figura 19 mostra a relação entre a capacidade da reserva secundária e a carga mínima para cada unidade hidroelétrica.

⁵¹ Consulte a descrição do aumento do custo de oportunidade na secção B.III do Appendix B.

Figura 19: Relação entre a capacidade da reserva secundária e a carga mínima das unidades hidroelétricas



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

Nota: as unidades com armazenamento por bombeamento, como Frades, Torrão, Agueira e Alqueva II apresentam uma relação inferior, independentemente da sua idade.

É também o caso típico de que as novas unidades são mais eficientes do que as unidades mais antigas existentes e que apresentam menores custos operacionais e de manutenção. Globalmente, essas características permitem que estas unidades desloquem outras unidades na lista de mérito para a prestação da regulação secundária.

IV.A. TROCAS DE DISTRIBUIÇÃO DA RESERVA

A participação no mercado de reserva secundária em Portugal é organizada em redor das unidades de geração física. As ofertas são enviadas por unidade, a relação da reserva ascendente e descendente deve ser observada por cada unidade e são as unidades físicas que estão ligadas à AGC do operador do sistema e respondem diretamente ao seu sinal.

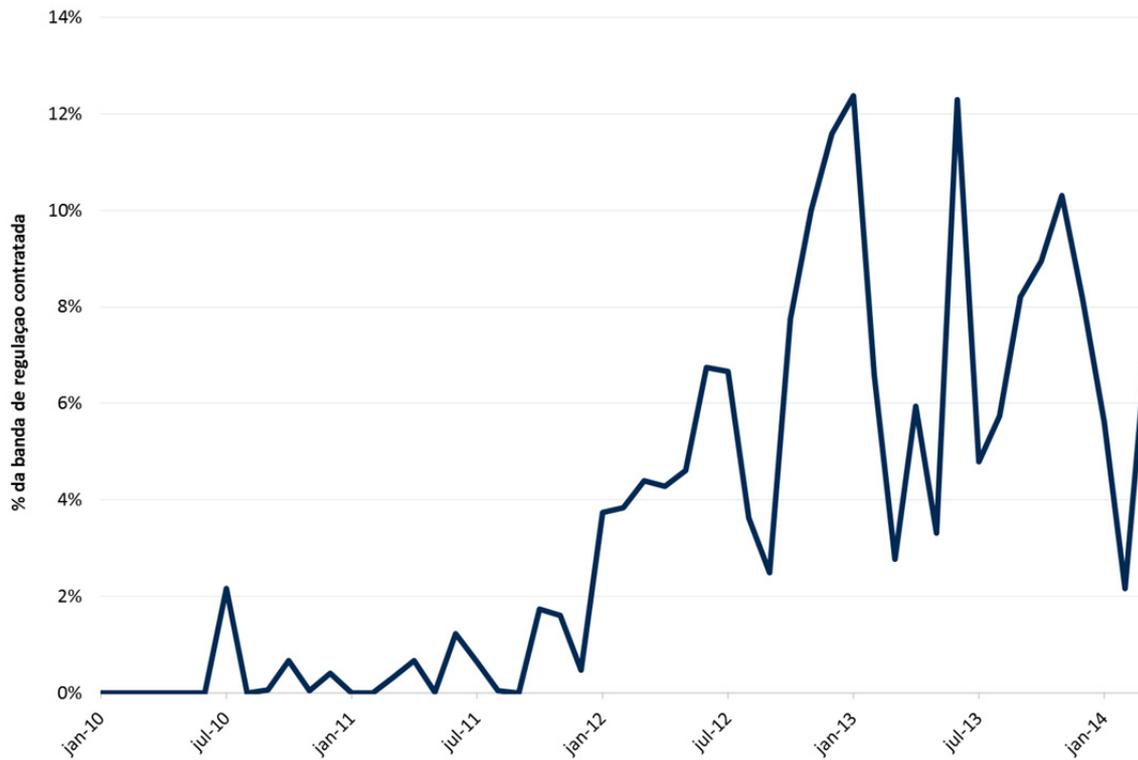
Contudo, as regras do mercado permitem que unidades físicas possam trocar o compromisso de reserva que adquiriram no mercado com outras unidades, enquanto a unidade de troca possa fornecer a mesma quantidade de reserva ao mesmo preço. A possibilidade de troca dos compromissos de reserva minimiza a necessidade de o operador do sistema intervir no mercado para reatribuir a reserva no caso de uma unidade posteriormente ficar indisponível. Também permite que os participantes do mercado possam evitar penalizações devido à falta de entrega dos seus compromissos e otimizar o seu portfólio de geração de forma muito próxima ao tempo real.

A possibilidade de troca de compromissos de reserva enfraquece a relação entre as ofertas de uma unidade e a sua capacidade real, bem como dos custos que iria incorrer para prestar o serviço. As trocas permitem que os participantes preparem as suas ofertas tendo em consideração o custo de todo o seu portfólio de unidades. Isto pode tornar a prestação de reserva menos dispendiosa, uma vez que cada participante pode otimizar internamente a prestação de reserva e diminuir os custos das suas ofertas. Contudo, também torna mais difícil a análise das ofertas das diferentes unidades, uma vez que eles estarão necessariamente e apenas relacionadas com a capacidade e os custos dessa unidade. Como consequência, também pode ser mais difícil garantir que os custos mais baixos são passados ao longo dos clientes através de uma concorrência eficaz.

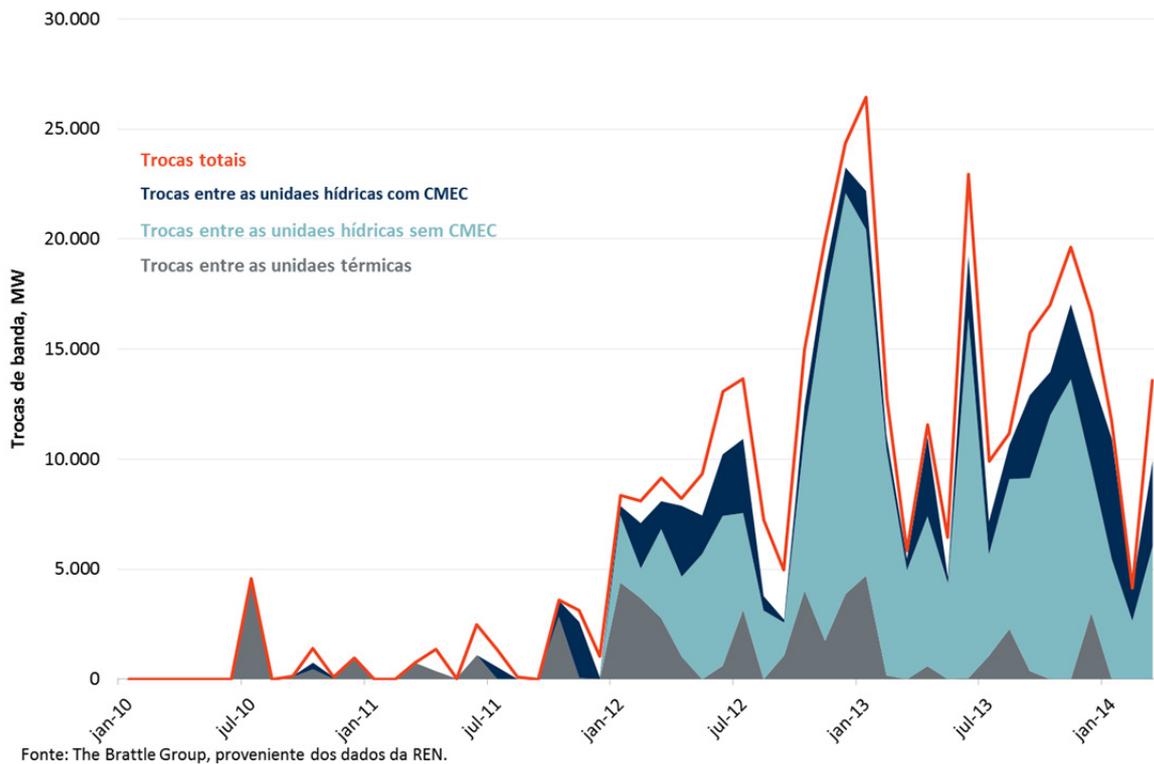
O operador do sistema não divulga informações sobre o nível ou padrão das trocas de reserva. Contudo, temos estudado estas trocas ao combinar as informações que estão disponíveis nas ofertas, preços e distribuições⁵² e descobrimos que a troca de compromissos de reserva secundária tem crescido de forma consistente durante o período em estudo, chegando aos 12,4% da distribuição de reserva total em janeiro de 2013. A Figura 20 mostra a evolução das trocas de reserva como uma percentagem da reserva secundária total atribuída.

⁵² Efetuamos uma estimativa das trocas de reserva ao comparar a distribuição final com a distribuição que resulta das ofertas para o mercado limpando todas as ofertas cuja oferta económica ficou abaixo do preço de mercado marginal e ao ajustar estas ofertas marginais não aceites na sua totalidade.

Figura 20: Troca de distribuições de reserva secundária



Com a finalidade de estudar estas trocas de reserva, agrupamos as unidades em diferentes categorias: unidades térmicas, unidades hidroelétricas com unidades CMEC e hidroelétricas sem CMEC. Verificou-se que a maior parte das trocas são efetuadas entre as unidades da mesma categoria, como pode ser visto a partir de Figura 21 . Esta Figura mostra as trocas de reservas líquidas entre as unidades térmicas e as unidades com e sem CMEC.

Figura 21: Trocas líquidas de reserva secundária dentro do mesmo grupo de unidades

V. Avaliação do Risco de Sobrecompensação

A AdC afirmou que o risco de sobrecompensação corresponde à possibilidade de que a EDP poderia obter lucros mais elevados do que aqueles a que foram originalmente intitulados devido a uma prestação ineficiente de regulação secundária pelas suas unidades que são abrangidas pela CMEC.⁵³ A nossa avaliação do risco é baseada em dois critérios:

- uma análise dos incentivos fornecidos no âmbito dos CMEC e, em particular, os procedimentos anuais de ajuste dos CMEC; e
- uma comparação entre o comportamento real das unidades CMEC e não CMEC no mercado em relação à nossa estimativa do que teria sido o seu comportamento eficiente (competitivo), com base numa série de suposições sobre as características técnicas e económicas das unidades.

Utilizamos os critérios iniciais para avaliar se seria racional modificar o funcionamento das unidades devido ao impacto dos CMEC. Utilizamos os critérios secundários para avaliar se há alguma evidência de que a EDP, na prática, modificou o funcionamento das suas unidades.

⁵³ consulte as notas de rodapé 3 e 4.

Os nossos resultados sugerem que as unidades com CMEC enfrentaram um incentivo para não participarem no mercado de reserva secundária, mesmo antes de o efeito sobre unidades afiliadas sem unidades CMEC ter sido considerado. Além disso, parece que o funcionamento destas unidades pode ter sido modificado, porque apresentaram uma participação inferior no mercado de reserva do que seria consistente relativamente à sua capacidade para fornecer reserva.

V.A. ANÁLISE DE AJUSTES DOS CMEC

A AdC considerou que o procedimento de ajuste dos CMEC não fornece incentivos para otimizar o fornecimento de reserva secundária.⁵⁴ Analisamos este incentivo ao olhar para três diferentes fatores: as receitas obtidas pelas unidades com CMEC, os custos destas unidades e as receitas das unidades EDP não abrangidas pelos CMEC.⁵⁵

Nós também chegamos à conclusão de que o ajuste anual dos CMEC não oferece incentivos às unidades para fornecer reserva secundária. Na nossa opinião, pode inclusive oferecer incentivos para uma não participação, mesmo antes de considerar o impacto de tal comportamento noutras unidades afiliadas não abrangidas pelos CMEC.

V.A.1. Tratamento das receitas do fornecimento da reserva secundária

A fórmula de ajuste dos CMEC subtrai da EDP toda a receita obtida pelas unidades participantes nos serviços de regulação. Contudo, o ajuste final de uma unidade não é independente da reserva de regulação proporcionada. O fornecimento da reserva secundária de uma unidade é considerado pelo modelo VALORAGUA ao estimar o que deveria ter sido o perfil de geração ótima das unidades. Esta abordagem não só fornece às unidades um incentivo para otimizarem a sua programação no mercado, mas também implica que as receitas estimadas não coincidem necessariamente com as receitas reais do mercado das unidades. Se

⁵⁴ AdC, Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", ¶33:

"Assim, do facto de a EDP não ter um incentivo explícito a maximizar as receitas de serviços de sistema com centrais em regime CMEC, poderão resultar comportamentos menos eficientes do ponto de vista económico, conduzindo, tudo o resto sendo constante, a compensações suportadas pelos consumidores mais elevadas do que aquelas que poderiam ser pagas na base de comportamentos otimizadores. Deste modo, existe um risco de sobrecompensação no auxílio atribuído que importaria acautelar"

⁵⁵ As análises nesta secção são baseadas na revisão dos regulamentos que afetam o ajuste anual dos CMEC e os relatórios anuais elaborados pela REN descrevendo a forma como os ajustes são verdadeiramente executados.

houvesse sempre uma correspondência, não haveria qualquer incentivo de todo. Isto também significa que uma unidade pode ter alguma capacidade de afetar a sua estimativa dos CMEC pela VALORAGUA ao escolher quanto e em que períodos de tempo fornece a reserva secundária.

O modelo VALORAGUA é ajustado de forma diferente, dependendo do momento no qual a reserva secundária é fornecida.^{56,57} Compreendemos que esta distinção foi baseada na suposição de que as unidades estão disponíveis e produzem mais nas horas de pico da carga do que nas horas normais, mas que não representa necessariamente o seu comportamento real.⁵⁸ A existência de diferentes ajustes para diferentes períodos de tempo pode influenciar as decisões das unidades relativamente ao momento no qual fornecem a reserva. Os incentivos para o não fornecimento de reserva em algumas horas poderia levar a uma redução do

⁵⁶ O ajuste difere entre os patamares de carga, que são os períodos em que a curva de duração da procura é dividida. A versão VALORAGUA utilizada no ajuste dos CMEC utiliza 5 patamares de carga por semana, por isso tem 260 intervalos de carga e preço discretos, em vez das habituais 8.760 horas anuais.

⁵⁷ Consulte a explicação em: REN, "Determinação do Montante de Ajustamento dos CMEC 2013, Dados e Resultados", fevereiro de 2014, p. 26.

"Os condicionamentos à exploração das centrais hidroelétricas decorrentes do fornecimento de serviços de telerregulação foram considerados na simulação com o modelo Valoragua. A forma de modelização destes condicionamentos foi a seguinte:

a) Nos períodos em que ocorreu telerregulação nos 1º, 2º e 3º postos horários, limitou-se a potência disponível à potência verificada; se a telerregulação ocorreu nos 4º e 5º postos horários, impõe-se uma potência correspondente à soma da base de telerregulação com a correspondente energia de regulação;

b) Nos períodos em que não houve telerregulação mas o produtor ofereceu banda de regulação e caso coincida com os 1º, 2º e 3º postos horários, limita-se a potência disponível a um valor correspondente à potência máxima deduzida de metade da potência da banda;

c) Em todos os outros períodos, não foi imposta qualquer restrição."

⁵⁸ Existem várias razões pelas quais a produção das unidades hidroelétricas não acompanha os patamares de carga no modelo VALORAGUA. Em primeiro lugar, as unidades são programadas consoante o preço de mercado, e não consoante a carga do sistema. Embora os preços sejam normalmente mais elevados quando a carga é elevada, a integração de grandes quantidades de fontes de geração intermitentes, como a energia eólica e solar, enfraqueceu essa relação. Os preços e a produção hidroelétrica podem ser muito reduzidos nas horas de pico da carga se houver vento ou produção solar suficiente. Em segundo lugar, as unidades limitadas a "combustível", incluindo as unidades hidroelétricas num período seco, não são necessariamente executadas em todos os horários de pico. Finalmente, a produção de algumas unidades numa hora não é independente da sua produção noutras horas. Por isso, pode ser induzido em erro ao modelar a capacidade da unidade em diferentes patamares de carga como sendo independente da sua produção noutras horas.

montante global da reserva fornecida por uma unidade, se a redução não for compensada noutros períodos de tempo. Contudo, consideramos que a Comissão de Acompanhamento é da opinião que a diferença nos ajustes a que nos referimos só ocorre se as unidades fornecerem capacidade de reserva sem o fornecimento de energia regular. A descrição dos ajustes efetuados não é clara sobre este ponto e pensamos que é, pelo menos, possível que os ajustes podem variar em circunstâncias diferentes daquelas descritas pela Comissão de Acompanhamento. Todavia, dada a incerteza sobre o mecanismo de ajuste e o fato de não termos sido capazes de estabelecer a frequência de programação da reserva, sem qualquer energia reguladora fornecida, a medida em que o mecanismo de ajuste não é mais do que uma distorção teórica permanece pouco clara.⁵⁹

V.A.2. Tratamento dos custos do fornecimento da reserva secundária

O ajuste dos CMEC não deixa qualquer margem de segurança explícita relativamente aos custos adicionais associados às unidades durante o fornecimento de regulação, em comparação aos custos associados apenas ao fornecimento de energia. Como consequência, as margens das unidades CMEC podem ser menores quando participam no mercado de reserva secundária e, portanto, poderiam ser incentivados a não participar neste mercado.

Embora tenhamos conseguido determinar claramente se todos os custos do fornecimento de reserva secundária são devidamente contabilizados no ajuste dos CMEC, consideramos que a falta de identificação destes custos e clareza na forma como são compensados reduzem a possibilidade do ajuste dos CMEC interferir com o fornecimento de reserva secundária.

Os custos adicionais do fornecimento de regulação secundária descritos na secção III.B eram:

- aumentos potenciais no consumo de combustível, embora notamos que o inverso pode ser verdadeiro para centrais hidroelétricas, dependendo de como eles estão a operar.^{60,61} Contudo, na ausência de curvas de eficiência detalhada para cada

⁵⁹ Temos observado que as unidades hidroelétricas a fio de água com e sem CMEC têm um perfil de tempo diferente no fornecimento de reserva, tanto ao nível dos patamares de carga utilizados pelo modelo VALORAGUA como na hora do dia. Contudo, a evidência que encontramos não é consistente o suficiente para permitir tirar conclusões sobre uma possível influência no âmbito dos CMEC.

⁶⁰ Normalmente, as unidades são mais eficientes quando estão a operar à produção total. Assim, a operação em carga parcial para o fornecimento de reserva vai aumentar o seu consumo de combustível. Contudo, este pode não ser sempre o caso, especialmente para as centrais hidroelétricas que podem não ter curvas de eficiência de aumento uniforme. Em centrais de energia hidroelétrica sensíveis à pressão, tais como o acionamento das centrais a fio de água ou

unidade hidroelétrica, assumimos que o fornecimento de reserva leva a uma redução da eficiência.⁶²

- Aumento dos custos de O&M variáveis, se não forem devidamente considerados no ajuste anual dos CMEC⁶³
- Eventuais riscos adicionais⁶⁴

De modo a evitar a concorrência da distorção no âmbito dos CMEC no mercado de reserva secundária e a consequência negativa nos resultados do mercado, as unidades com CMEC devem, no geral, ter a possibilidade de incluir os mesmos tipos de custos do que uma unidade sem CMEC inclui nas suas ofertas.

Contudo, uma vez que a finalidade da legislação CMEC consiste em fornecer unidades com as mesmas receitas que teria obtido com o seu PPA, pode não ser adequado para permitir a inclusão de um prémio de risco. Para determinar em que medida esta deve ser permitida, será necessário avaliar o tratamento da reserva secundária no âmbito dos CAE, que está fora do âmbito deste projeto. Em qualquer caso, as unidades abrangidas pelos CMEC enfrentam menos riscos do que as unidades não abrangidas pelos CMEC. Assim, não devem ser

Continued from previous page

centrais com reservatórios de pequenas dimensões, reduzir a produção de modo a fornecer regulação pode diminuir a perda de carga, aumentando a eficiência geral. Consequentemente, o impacto na eficiência de uma unidade hidráulica do fornecimento de reserva pode depender precisamente da reserva fornecida.

⁶¹ Este resultado depende das curvas de eficiência reais das unidades e da modulação incorreta do modelo VALORAGUA relativamente à eficiência instantânea das unidades em diferentes fatores de carga e ao aumento do consumo de combustível (água) quando as unidades fornecem reserva. Uma vez que o modelo VALORAGUA é um modelo a médio e longo prazo contando com uma curva de duração da procura simplificada não parece provável que tais ajustes sejam efetuados.

⁶² Se o oposto for de fato verdadeiro, ou seja, uma unidade hidroelétrica for mais eficiente quando fornece reserva, então o fato de que o modelo VALORAGUA se basear nas eficiências médias pode ser favorável para a EDP, pois provoca uma geração global ex-post inferior (para o mesmo consumo de combustível) à geração real.

⁶³ A Comissão de Acompanhamento informou-nos que todos os custos de O&M das unidades hidroelétricas estão incluídos como custos fixos e ajustados consequentemente. Na medida em que os custos adicionais de O&M devido ao fornecimento de reserva são adequadamente recompensados, este elemento de custo não distorce o fornecimento de reserva. .

⁶⁴ Consulte a nota de rodapé 39 para obter uma descrição de tais riscos.

autorizadas a reter o prémio completo.⁶⁵ Por outro lado, se não puderem manter um prémio adequado, não ficarão relutantes em participar no mercado.

V.A.3. Impacto no mercado e nas outras unidades

A ERSE e AdC já notaram que a participação possivelmente anormal das unidades com CMEC afetou os resultados da EDP porque tinha outras unidades que operam no mesmo mercado que não foram abrangidas pelos CMEC.⁶⁶

Uma unidade abrangida pelos CMEC pode modificar a sua participação no mercado de reserva secundária sem qualquer implicação financeira direta, pois o dinheiro envolvido no mercado de reserva secundária seria, em qualquer caso, ser removido ou reduzido pelo reajuste anual dos CMEC. Assim, uma unidade pode afetar os resultados do mercado sem ter de suportar o custo de o fazer.

Este impacto é possível porque as unidades CMEC são fornecedores centrais de reserva secundária - sem a sua capacidade de reserva não existe capacidade de reserva suficiente para fornecer o serviço de regulação necessário. Se o nível de concorrência no mercado for suficiente, as mudanças na participação das unidades CMEC afetariam apenas marginalmente as receitas auferidas pelas unidades não CMEC detidas pela mesma empresa, uma vez que o impacto seria distribuído entre muitas unidades. Portanto, o impacto dos CMEC depende da estrutura do mercado dos fornecimentos de reserva.

Assim, dada a estrutura do mercado em Portugal, a existência dos CMEC pode facilitar o exercício de práticas anticoncorrenciais, uma vez que estas podem ser realizadas sem quaisquer efeitos adversos para as unidades CMEC.

⁶⁵ O ajuste anual dos CMEC corrige possíveis variações nas margens feitas por estas unidades no mercado. Assim, estas unidades estão menos expostas aos riscos do mercado. Contudo, na medida em que pode haver fatores de risco não incluídos, tais como o pagamento de penalizações provocadas por falhas no fornecimento de reserva, as unidades com CMEC poderiam alegar que têm direito a determinada compensação.

⁶⁶ AdC, "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)", ¶29:

“Assim, a gestão eficiente das centrais no mercado de telerregulação pode atuar em benefício da redução da compensação, em favor dos consumidores, mas pode também atuar em potencial prejuízo das restantes centrais operadas pelo grupo EDP em telerregulação. A presença de interesses diversos e conflitantes fundamenta por isso a existência de um conflito de interesses na gestão simultânea das centrais CMEC e das centrais em regime de mercado.”

V.B. AVALIAÇÃO DAS OFERTAS NO MERCADO

Estimamos (numa base horária) a capacidade máxima da reserva secundária que cada unidade pode fornecer e qual o preço que deve ser fornecido por esta capacidade. Estas estimativas foram feitas ao seguir o quadro analítico apresentado na secção III, a qual é descrito detalhadamente nos Appendix B⁶⁷ e Appendix C.⁶⁸ Posteriormente, estimamos a previsão dos resultados do mercado se as unidades tivessem realizado uma oferta conforme estimado.

As unidades fazem ofertas no mercado de regulação secundária separadamente a cada hora do dia seguinte, enviando até 15 de tranches de capacidade diferente a cada hora. Como consequência, o conjunto completo de ofertas para o período de estudo constitui um conjunto de dados muito extenso. Para analisar estes dados, calculamos ofertas mensais médias agregadas para os diferentes tipos de unidades.⁶⁹ Em seguida, conseguimos comparar os dados reais e simulados nesta base agregada.

Comparamos as nossas ofertas estimadas com as ofertas reais e os resultados do mercado de reserva secundária. Reconhecemos que as nossas estimativas são baseadas numa série de pressupostos sobre a capacidade disponível e os custos das unidades.⁷⁰ Deste modo, só se pode aproximar do verdadeiro resultado competitivo. Contudo, utilizamos essas estimativas como referência para avaliar a evolução do comportamento real das unidades, em vez de identificar os desvios precisos dos resultados ideais.

As nossas análises sugerem que as unidades com CMEC efetuam ofertas consistentemente no mercado inferiores à capacidade disponível para fornecer a regulação secundária e que as suas ofertas podem ser mais elevadas do que os custos do fornecimento da reserva.

V.B.1. Avaliação da quantidade oferecida ao mercado

As unidades abrangidas pelos CMEC parecem oferecer nas capacidades do mercado de reserva secundária, que são substancialmente mais baixas do que a capacidade, estimamos que têm disponibilidade para oferecer. Enquanto as nossas ofertas de capacidade estimadas para outros

⁶⁷ Estimativa dos Custos do Fornecimento da Reserva Secundária.

⁶⁸ Estimativa de Sobrecompensação.

⁶⁹ Estes tipos são: unidades térmicas e hidroelétricas com e sem CEMC.

⁷⁰ A metodologia, os dados de entrada e os pressupostos que temos utilizado de modo a estimar a capacidade e do custo das unidades estão descritos nos Appendix B e Appendix C.

tipos de unidades também são desviadas da capacidade que realmente oferecem, o desvio entre as nossas ofertas estimadas e reais com CMEC é significativamente maior.

Não temos conhecimento de quaisquer restrições que limitam a capacidade de reserva oferecida pelas unidades com CMEC quando estão disponíveis para produzir.⁷¹ Além disso, as nossas estimativas são bastante conservadoras, pois são baseadas na programação da geração do horário final das unidades. Assim, só consideram a capacidade que uma unidade poderia ter fornecido em tempo real, em vez da capacidade total que uma unidade pode disponibilizar.^{72,73}

No momento em que as unidades enviam as suas ofertas ao mercado de reserva secundária, ainda têm a capacidade de modificar a sua programação de geração e, por conseguinte, modificar a sua capacidade para fornecer regulação. Também podem determinar as suas ofertas considerando os efeitos do portfólio, desde que tenham a possibilidade de troca da capacidade com outras unidades.⁷⁴ Assim, a capacidade de reserva que as unidades ofereceram no mercado não é limitada pela sua capacidade de tempo real em fornecer regulação e poderia ser superior, embora estes efeitos sejam suscetíveis de ser pequenos.

As Figura 22 e Figura 23 comparam as ofertas de quantidades estimadas e reais por unidades térmicas e hidroelétricas sem CMEC e mostram que, embora existam diferenças entre os dois conjuntos de ofertas, estas diferenças não são permanentes e são relativamente pequenas.

⁷¹ Consideramos as restrições de disponibilidade no que diz respeito à produção de energia incluída nas simulações VALORAGUA. Contudo, pode haver outras restrições das quais não temos conhecimento específico do fornecimento de reserva secundária.

⁷² A secção C.II.1 do Appendix C aborda o impacto do cálculo da capacidade de regulação da programação da geração final e da alternativa potencial. Verificamos que haveria apenas pequenas alterações ao utilizar a programação da geração a partir do último mercado intradiário.

⁷³ Isto implica que as quantidades simuladas devem inferiores à oferta de quantidades real. Contudo, uma vez consideramos a capacidade nominal das unidades, o que sobreavalia a sua capacidade real, o efeito líquido não é claro.

⁷⁴ Por exemplo, algumas unidades CCGT da mesma central elétrica normalmente trocam as distribuições de reserva a que estão atribuídas se qualquer uma das unidades não funcionar em tempo real. As trocas de reserva são descritas na secção IV.A.

Figura 22: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades térmicas

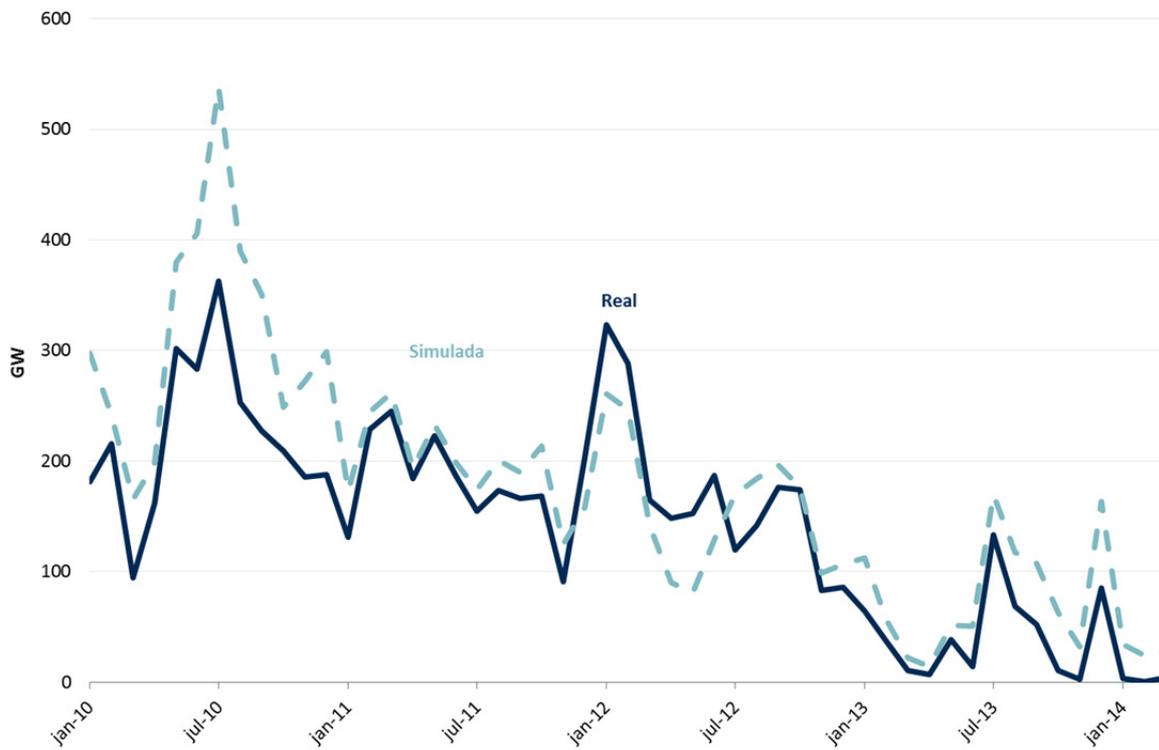
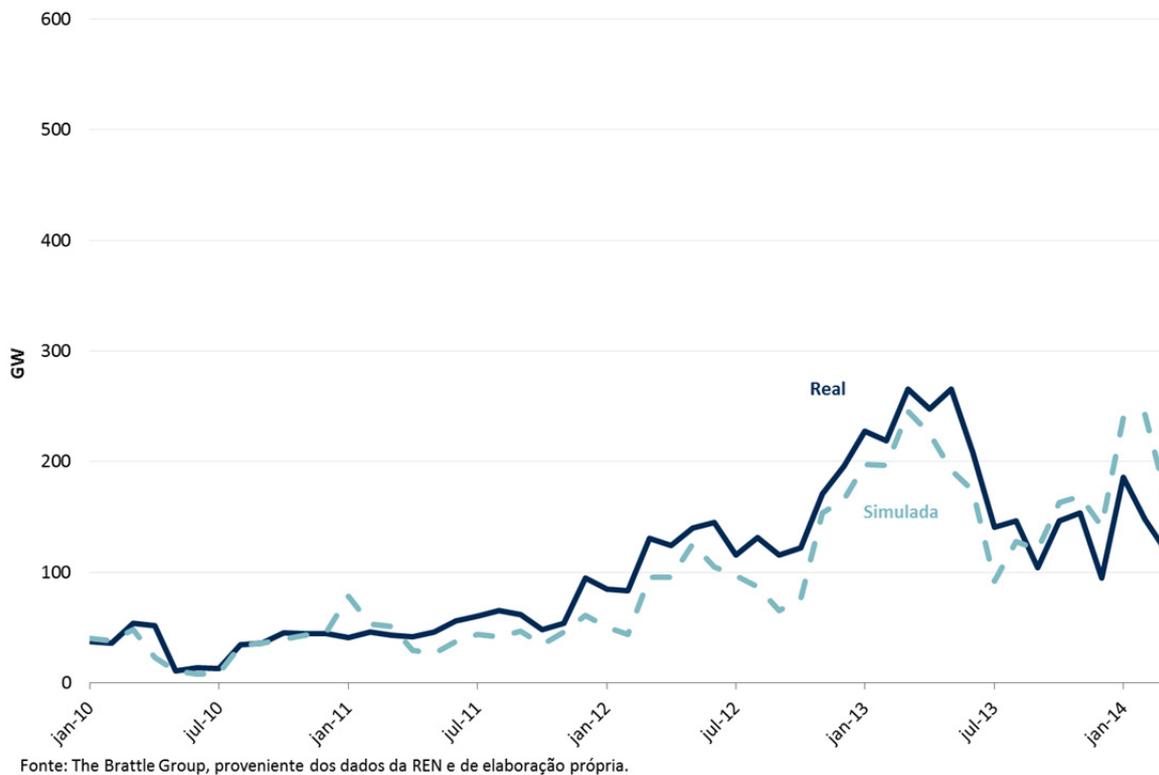
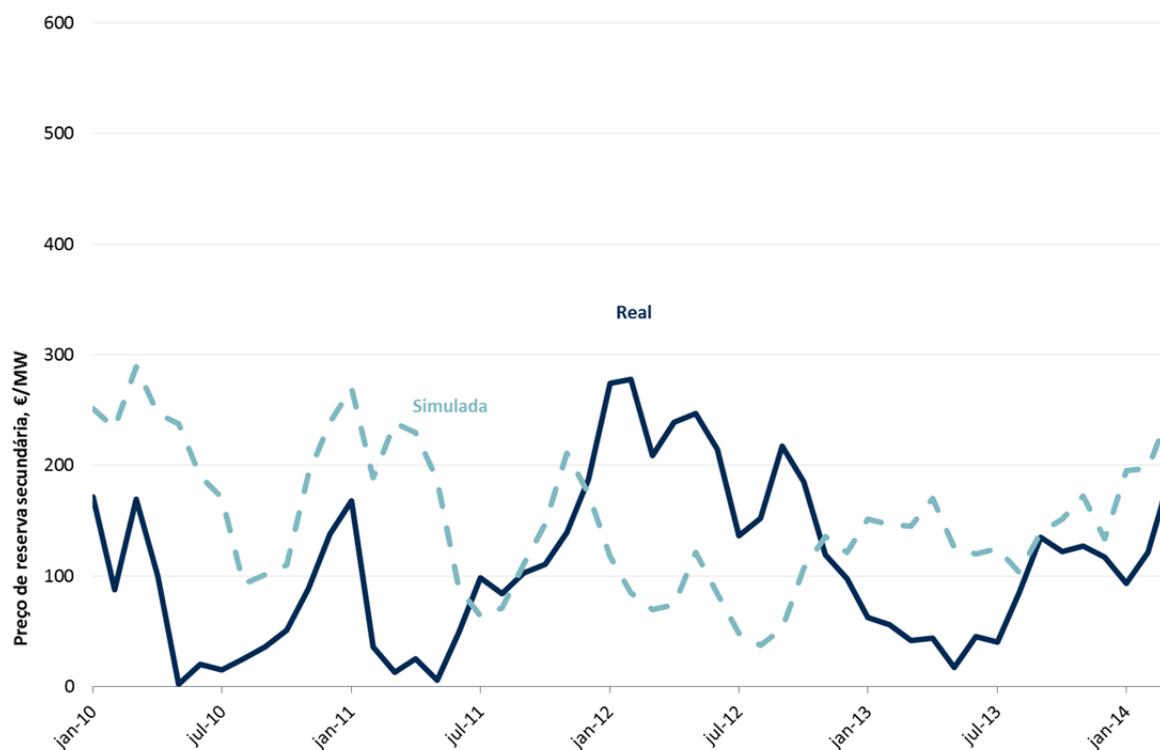


Figura 23: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas sem CMEC



Em contraste, a Figura 24 mostra que a oferta de quantidade real no mercado por unidades CMEC tem sido significativamente menor do que a nossa estimativa da capacidade de reserva disponível.

Figura 24: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por unidades hidroelétricas com CMEC

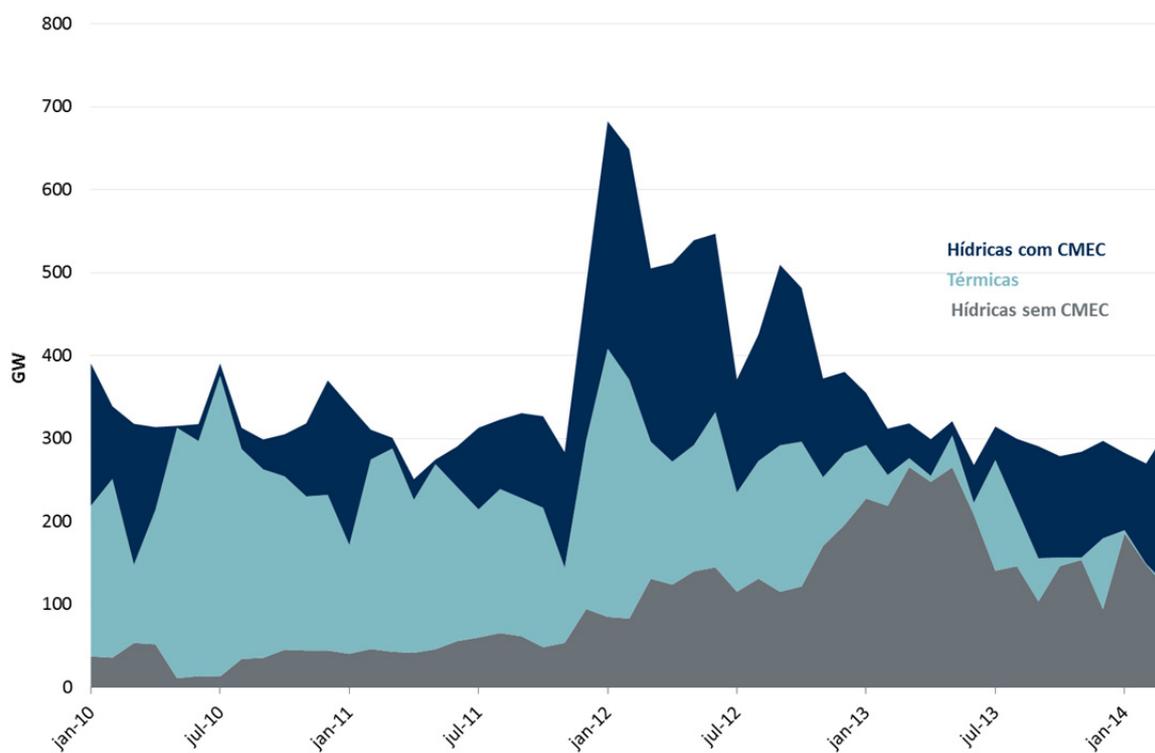


Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e de elaboração própria.

Contudo, o inverso foi verdade durante 2012.⁷⁵ Figura 25 mostra que em 2012 houve um aumento significativo no mercado de reserva secundária total oferecido ao mercado. As ofertas das unidades CMEC foram responsáveis por uma parte significativa deste aumento e, conforme demonstrado anteriormente, não parecem corresponder a um aumento paralelo na sua capacidade real para fornecer reserva.

Analisamos o aumento da oferta de capacidade na secção IV.A (consulte a Figura 14) e concluímos que o aumento foi mais teórico do que real porque era coincidente com um aumento significativo nos preços das ofertas, de modo que a capacidade adicional foi disponibilizada a preços acima do preço de equilíbrio típico do mercado.

⁷⁵ Esperamos que a capacidade de reserva secundária disponível estimada seja menor do que a capacidade real, porque a estimativa é conservadora, ou seja, considera apenas de forma limitada a possibilidade de modificar a programação de geração das unidades. Consulte a explicação na secção C.II.1 do Appendix C.

Figura 25: Reserva de regulação secundária oferecida ao mercado por tipo de unidades

V.B.2. Avaliação do preço das ofertas

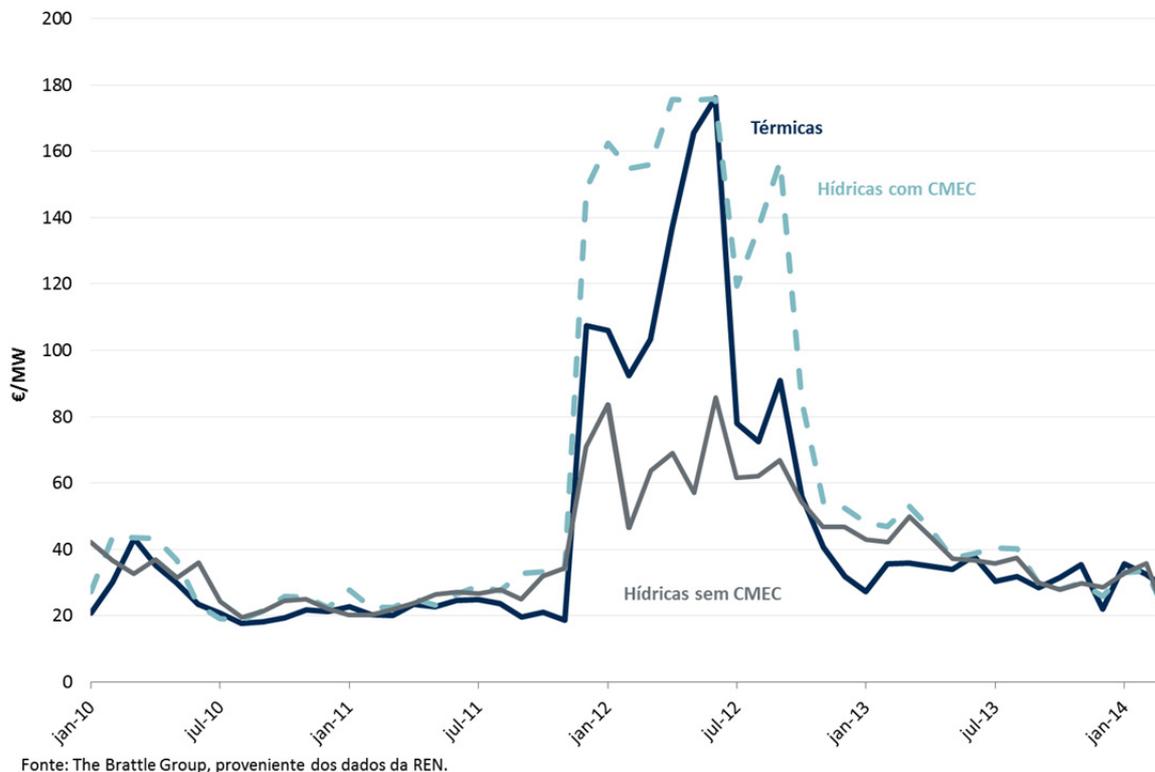
A partir de meados de 2011, as unidades abrangidas pelos CMEC também parecem ter submetido preços para o mercado de reserva secundária que são mais elevados do que os preços que prevemos que deveriam ter oferecido. Observamos um desvio semelhante para unidades hidroelétricas sem CMEC a partir do segundo trimestre de 2012. Por outro lado, as nossas estimativas para centrais térmicas encontram-se relativamente próximos das ofertas reais ao longo do período de estudo.

Chegamos a estas conclusões sobre o custo das ofertas por centrais hidroelétricas após filtrar todas as ofertas reais acima de 100 €/MW. Embora possa haver razões pelas quais a capacidade de reserva deve ser oferecida com preços acima desta figura,⁷⁶ as ofertas acima de 70 €/MW raramente foram apresentadas antes do final de 2011, mas foram extremamente comuns nos meses seguintes.⁷⁷ A Figura 26 mostra a média mensal das ofertas enviadas pelos diferentes tipos de unidades, ponderada pela capacidade oferecida.

⁷⁶ O limite de 100 €/MW não está relacionado com os custos potenciais suportados pelas unidades, mas apenas como um simples filtro. Contudo, a nossa estimativa dos custos do fornecimento de reserva secundária revela que os custos superiores a 100 €/MW são comuns.

⁷⁷ Como referência, consulte a Figura 15 e a análise na secção IV.A.

Figura 26: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária

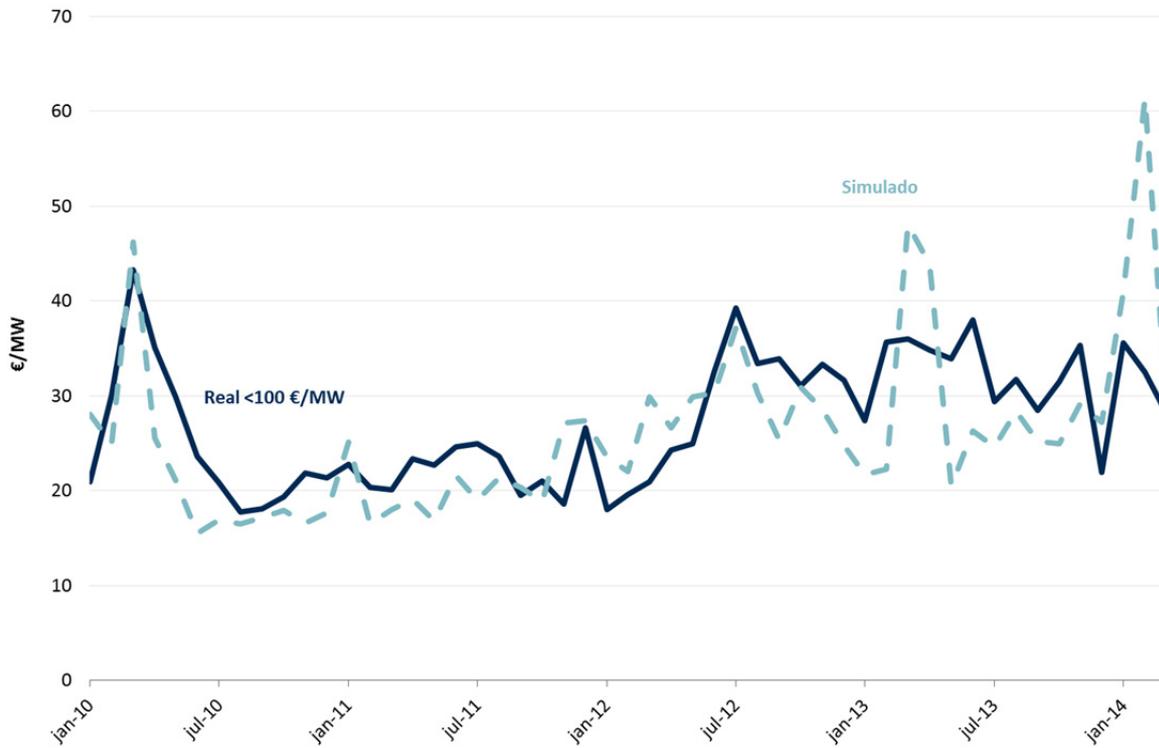


Parece possível que as ofertas superiores a 100 €/MW podem estar relacionadas com a capacidade que só poderia ser fornecida por incorrer em custos fora do intervalo normal de mercado.⁷⁸ Assim, excluímos estas ofertas para fins de comparabilidade. As figuras seguintes comparam as médias mensais das ofertas reais com preços abaixo de 100 €/MW e as nossas ofertas simuladas, ponderada pela capacidade oferecida, para unidades térmicas (Figura 27), unidades hidroelétricas sem CMEC (

Figura 28) e hidroelétricas unidades com CMEC (Figura 29).

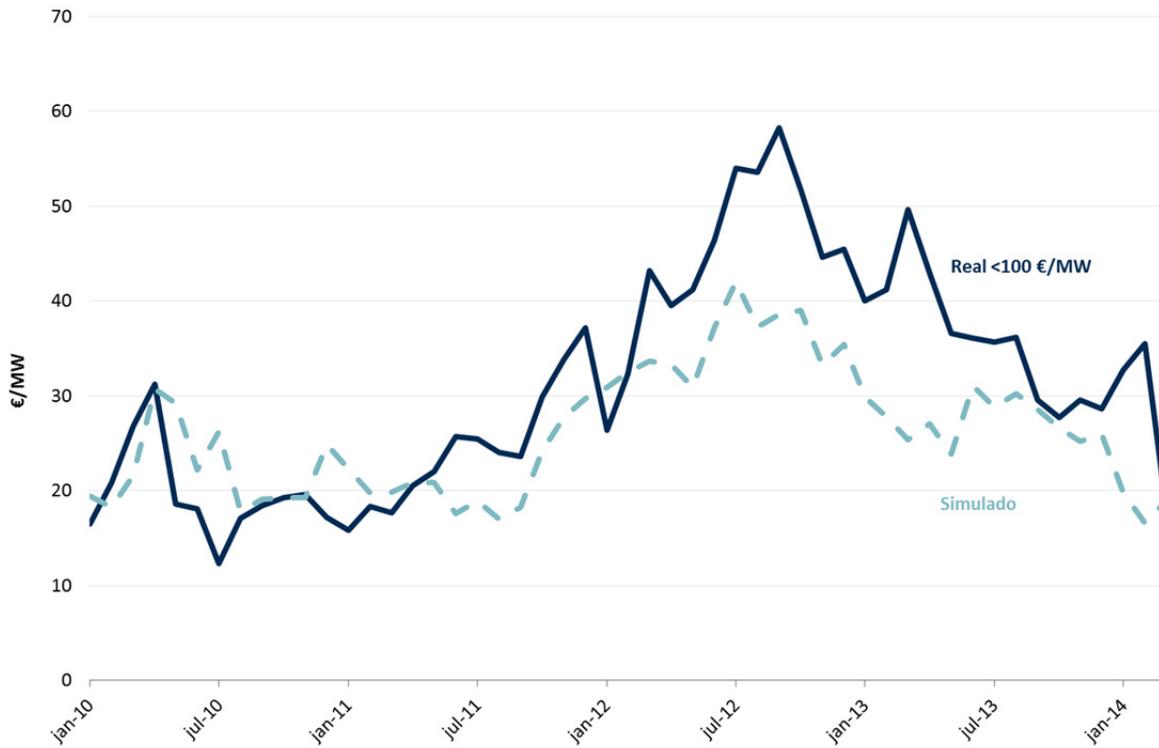
⁷⁸ A REN monitoriza se a capacidade de ofertas das unidades está dentro do intervalo que conseguem fornecer. Contudo, uma unidade com restrições de combustível não pode sustentar um elevado nível de fornecimento de reserva durante muito tempo. Assim, estes elevados níveis de capacidade no mercado não refletem as condições de funcionamento expectáveis.

Figura 27: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades térmicas inferiores a 100 €/MW



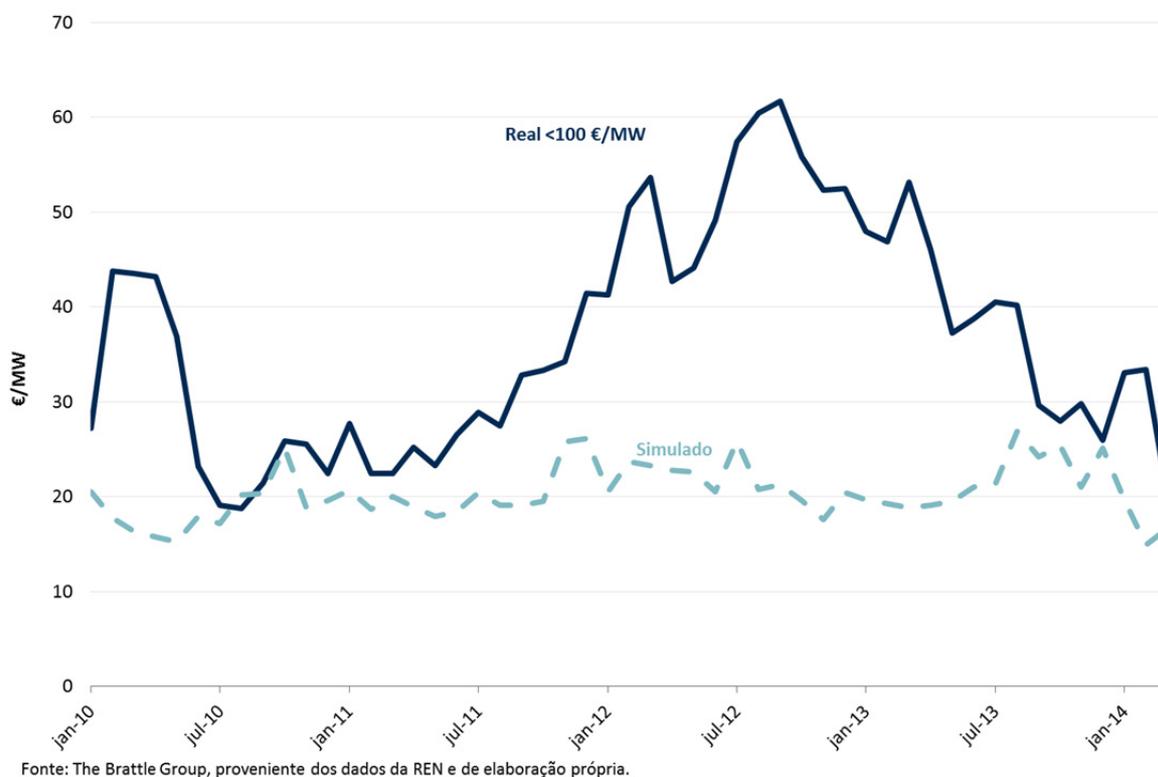
Fonte: The Brattle Group, proveniente dos dados da REN e de elaboração própria.

Figura 28: 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 29: Ofertas médias para o mercado de reserva secundária de unidades hidroelétricas com CMEC inferiores a 100 €/MW



V.B.3. Avaliação dos resultados do mercado

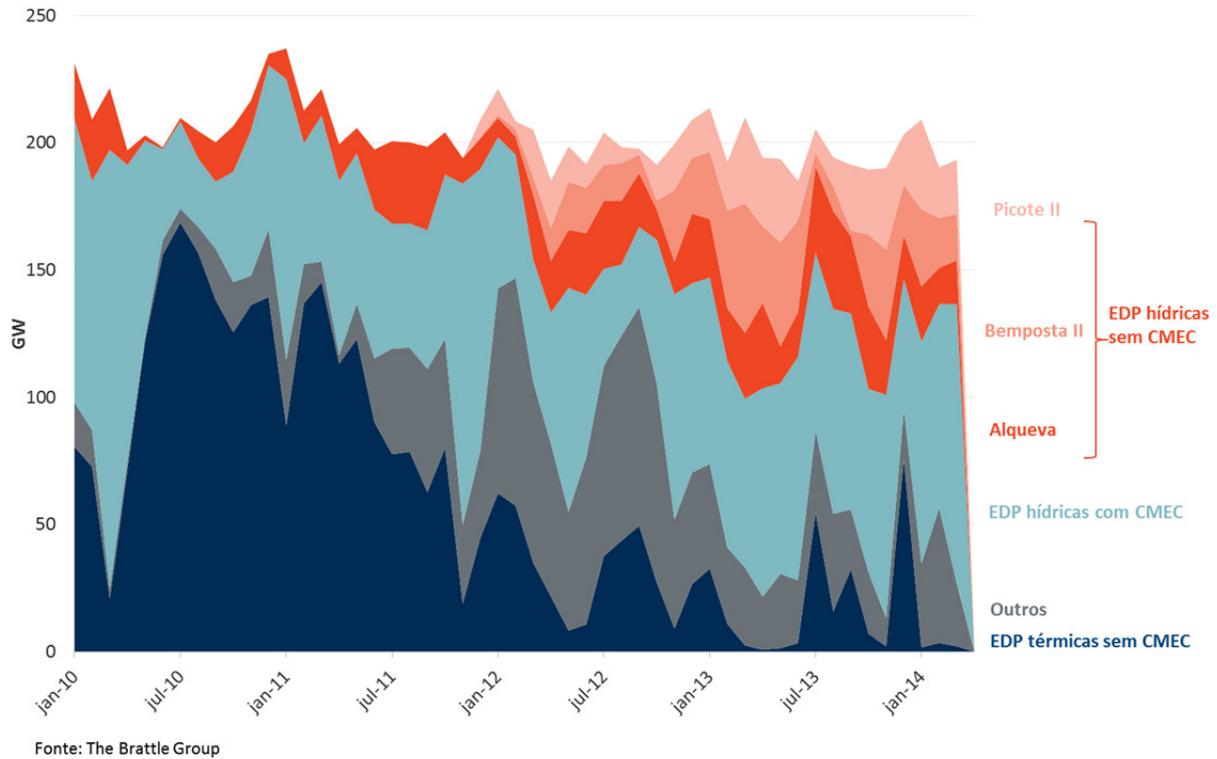
Estimamos um conjunto alternativo de resultados do mercado de hora utilizando a nossa estimativa do nível que reflete os custos das ofertas. Estes resultados consistem: (a) num preço ajustado para reserva secundária e (b) numa distribuição ajustada de reserva entre as diferentes unidades. Consistente com os resultados apresentados nas secções anteriores, estes resultados sugerem que as hidroelétricas com CMEC poderiam ter fornecido uma parcela superior da capacidade de regulação, deslocando os geradores térmicos no início do período em estudo e as unidades hidroelétricas sem CMEC a partir de 2012. Contudo, o preço de reserva secundária apenas é desviado significativamente da nossa referência entre 2012 e o terceiro trimestre de 2013.

Como no caso das comparações anteriores, estes resultados dependem dos pressupostos estabelecidos e não devem ser interpretados como uma estimativa precisa do que as distribuições de mercado e preços deveriam ter sido, mas como um ponto de referência, que podemos utilizar para avaliar as ofertas das unidades.

A Figura 30 mostra a distribuição simulada da reserva secundária, enquanto a

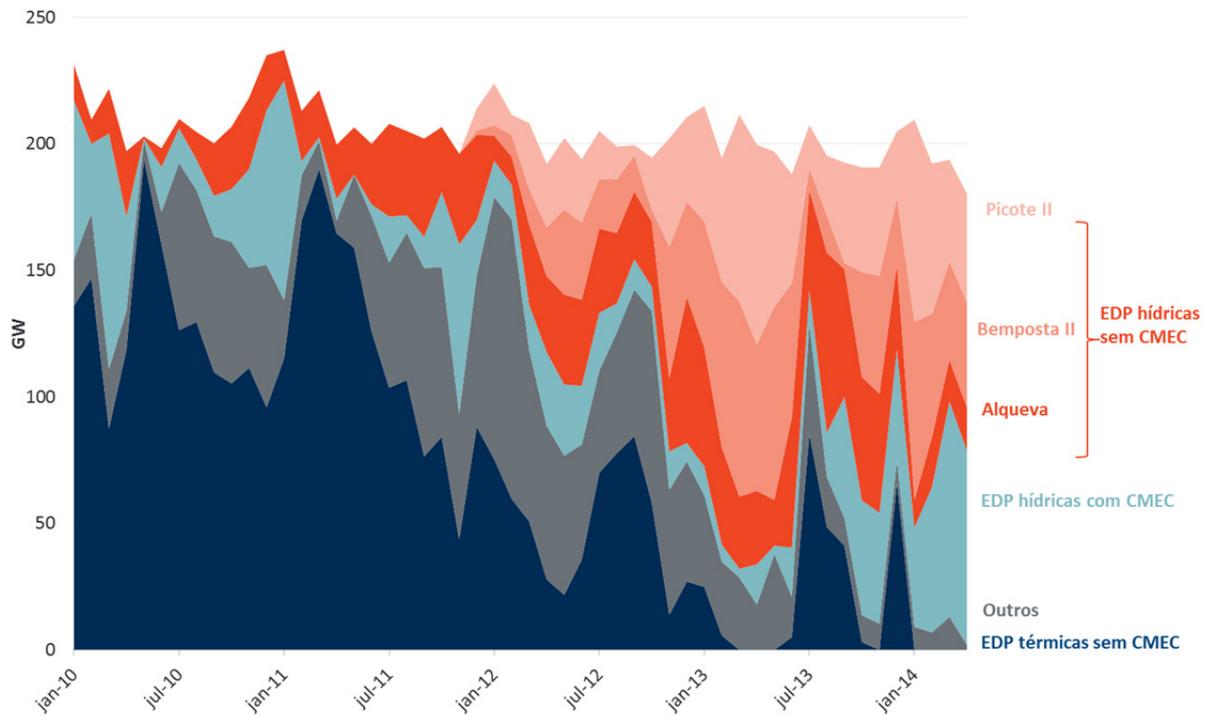
Figura 31 mostra a distribuição de reserva real. A Figura 32 compara o preço real para a reserva secundária com a nossa estimativa do preço.⁷⁹

Figura 30: Distribuição mensal simulada da reserva secundária



⁷⁹ Apesar das semelhanças entre a nossa estimativa do preço da reserva secundária em Portugal (mostrada na Figura 32) e o preço da reserva secundária real em Espanha (mostrado na Figura 4: Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha), não é possível comparar os preços nos dois mercados. As regras do mercado de reserva secundária espanholas diferem das portuguesas em áreas que afetam significativamente os preços, tais como a relação entre a reserva ascendente e descendente, bem como na utilização de unidades agregadas para fornecer reserva (em vez de a reserva ser fornecida pelas unidades individuais).

Figura 31: Distribuição mensal real da reserva secundária



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

Figura 32: Preço médio mensal simulado e real da reserva secundária



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

VI. Quantificação da Possível Sobrecompensação

Utilizamos a nossa estimativa de um conjunto de ofertas que refletem os custos e os resultados do mercado de hora em hora para quantificar o impacto que tal comportamento de oferta alternativo poderia ter tido sobre as unidades que fornecem a reserva secundária. Em concordância com os nossos resultados em secções anteriores, estimamos que esse impacto terá sido significativo principalmente em 2012 e 2013. É nestes anos em que a distribuição da reserva real e os preços sofrem o desvio máximo das nossas referências.

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 sob o nosso cenário que reflete os custos. Consequentemente, um impacto positivo implica que as unidades obtiveram uma margem maior no mundo atual 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 consoante:

- as alterações na medida em que as suas ofertas de reserva são aceites. Referimo-nos a este impacto como “o efeito de quantidade”.
- Quando uma unidade fornece mais reserva e todas as outras coisas ficam iguais (ou seja, se o preço de reserva permanecer igual), então vai ganhar uma margem mais elevada. Por outro lado, se a reserva fornecida pela unidade for reduzida, (como já estimamos que aconteceria às unidades não CMEC da EDP ao abrigo da oferta que reflete os custos), então a margem que pode obter deve cair.⁸⁰
- O efeito de quantidade corresponde ao cenário que a Comissão de Acompanhamento afirmou que melhor se encaixa no critério utilizado pelo Decreto-Lei 240/2004 para o cálculo da compensação global dos CMEC.⁸¹
- Alterações no preço de equilíbrio do mercado. Referimo-nos a este impacto como “o efeito do preço”.

⁸⁰ A margem de que uma unidade também varia de hora a hora, dependendo do custo da unidade e do preço da reserva a cada hora. Assim, uma alteração na quantidade de reserva também pode modificar a margem média de uma unidade.

⁸¹ A Comissão de Acompanhamento declarou que considera que o critério para avaliar a equidade da compensação ex-post dos CMEC deve considerar os preços reais de reserva secundária. Este é o critério utilizado pelo Decreto-Lei 240/2004 para o cálculo da compensação global dos CMEC, que é baseado nos preços reais do mercado grossista diário e não numa estimativa ex-post dos preços da energia que seriam observados por meio de simulações da VALORAGUA.

Se as ofertas oferecidas pelas unidades marginais forem inferiores, então o preço de compensação será menor e, mesmo que não haja qualquer efeito de quantidade, todas as unidades vão ganhar uma margem inferior.

Conforme acordado com a Comissão de Acompanhamento concebemos esta estimativa para dois grupos de unidades: as unidades detidas pela EDP e abrangidas pelos CMEC, bem como as unidades detidas pela EDP e não abrangidas. Uma vez que as unidades abrangidas pela CMEC estão sujeitas aos ajustes anuais dos CMEC, as margens estimadas não correspondem aos ganhos que as unidades que irão obter realmente no mercado.

As seguintes subsecções mostram as nossas estimativas do potencial de sobrecompensação, se considerarmos apenas o efeito de quantidade nas margens das unidades ou o efeito total. O efeito total consiste na combinação do efeito de quantidade e do preço. Uma vez que estes resultados dependem dos pressupostos realizados sobre os custos das unidades, apresentamos as nossas estimativas em três valores diferentes para o prémio de margem/risco (0, 5 e 10 €/MW).

VI.A. EFEITO DE QUANTIDADE

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

A margem total produzida por uma unidade consiste no resultado das diferentes margens produzidas por uma unidade a cada hora. Assim, a variação da margem depende tanto da quantidade total de reserva fornecida e das horas da nossa distribuição estimada de reserva secundária entre unidades, que difere da distribuição real.

Se considerarmos apenas o efeito da quantidade, estima-se que, no geral, a margem obtida pelas unidades da EDP não abrangidas pelos CMEC estaria entre 11 milhões de euros abaixo com a oferta que reflete os custos em 2012 e 2013 caso não incluamos uma margem de segurança para um prémio de risco. As suas margens com ofertas que refletem os custos teriam sido inferiores porque teriam fornecido uma reserva secundária menor, como resultado das unidades CMEC da EDP terem proporcionado um valor superior.

Se incluirmos um prémio de risco de 10 €/MW (perto do valor utilizado na PJM), então a margem das centrais não CMEC da EDP com ofertas que refletem os custos seria cerca de 5 milhões de euros inferior nestes anos. Teriam sido obtidos valores semelhantes em 2014, se o

Despacho 4694/2014 não tivesse sido aprovado. Nós tratamos o prémio de risco como um custo e, deste modo, o fornecimento inferior da reserva secundária é reduzido quando incluimos o prémio de risco nos nossos cálculos.

A Tabela 2 seguinte resume os resultados para o efeito de quantidade ao abrigo de três valores diferentes para o prémio de margem/risco, enquanto o Appendix D apresenta um conjunto detalhado dos resultados. Uma Figura positiva indica que a margem teria sido inferior com umas ofertas que refletissem o custo. Se não for incluído qualquer prémio de risco, estimamos que as unidades não CMEC tenham ganho cerca de 29,6 milhões de euros a mais do que teriam feito com uma oferta que refletissem o custo. O ganho total cai, essencialmente de uma forma linear, para cerca de 8,8 milhões de euros, se assumirmos um prémio de risco de 10 €/MW

Tabela 2: Diminuição da margem com ofertas que reflete os custos considerando apenas o efeito de quantidade (milhões de €)

Unidade	2010	2011	2012	2013	2014
	milh. €				
Prémio de risco 10 €/MW					
EDP com CMEC	-8,5	-5,6	-12,9	-12,8	-1,6
EDP sem CMEC	-3,6	-0,3	5,6	4,9	2,1
Prémio de risco 5 €/MW					
EDP com CMEC	-10,8	-8,6	-15,3	-16,0	-2,1
EDP sem CMEC	-2,7	2,0	8,4	8,4	3,0
Prémio de risco 0 €/MW					
EDP com CMEC	-13,1	-11,6	-17,7	-19,1	-2,6
EDP sem CMEC	-1,8	4,4	11,2	11,9	3,9

Fonte: The Brattle Group

Notas:

os valores positivos indicam que as margens são mais elevadas com as propostas reais do que com as propostas que refletem o custo.

Os resultados adicionais detalhados, incluindo os resultados de outros geradores, podem ser consultados no Appendix D e nos ficheiros de MS Excel que acompanha este relatório.

A nossa suposição de cenário para o prémio de risco é de 10 €/MW.

Estimativa até 31 de março de 2014.

A Tabela 2 também mostra a nossa estimativa da mudança nas margens para as unidades CMEC da EDP antes da consideração dos ajustes dos CMEC. Estes não devem ser vistos como alterações de margem real por causa dos ajustes de receitas aos quais as unidades CMEC estão sujeitas. Se não for incluído qualquer prémio de risco, estimamos que as unidades CMEC

teriam um valor superior de aproximadamente 64 milhões de euros com as ofertas de refletem os custos, uma vez que teria fornecido mais reserva secundária. O ganho total cai para cerca de 418 milhões de euros, se assumirmos um prémio de risco de 10 €/MW.

VI.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 de quantidade como no preço. Assim, neste caso as margens do mundo atual são calculadas utilizando o preço de mercado atual 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.

Uma vez que estimamos que os preços da reserva secundária que refletem os custos teriam sido inferiores aos preços reais, as margens médias no cenário que reflete os custos são mais baixas do que no mundo atual. Como consequência, a diferença entre as margens reais estimadas e as margens que refletem os custos são maiores do que se considerarmos apenas o efeito de quantidade.

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 atual muda com esse pressuposto sobre os custos, a margem no cenário que reflete os custos é sempre o mesmo porque o preço move-se com os custos.

Se considerarmos os efeitos do preço, bem como os efeitos de quantidade, estima-se que em 2012 e 2013 as margens obtidas pelas unidades não CMEC da EDP teriam sido inferiores de aproximadamente 30 milhões de euros por ano com umas ofertas que refletissem os custos se não incluir um prémio de risco e cerca de 15 milhões de euros inferior quando se inclui um prémio de risco de 10 €/MW. Em contraste com os resultados para o efeito de quantidade, parece que as unidades não CMEC da EDP também teriam ganho margens menores em 2010 e 2011 com umas ofertas que refletissem os custos. Durante todo o período do estudo, estima-se que as margens obtidas pelas unidades não CMEC da EDP teriam sido entre 46,7 milhões de euros (prémio de risco de 10 €/MW) e 118 milhões de euros (sem prémio de risco) inferiores com umas ofertas que refletissem os custos.

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 D apresenta um conjunto detalhado dos resultados.

Tabela 3: Diminuição da margem com ofertas que reflete os custos considerando os efeitos de preço e quantidade (milhões de €)

Unidade	2010	2011	2012	2013	2014
	milh. €				
Prêmio de risco 10 €/MW					
EDP com CMEC	3,0	0,7	-2,2	-0,1	1,8
EDP sem CMEC	6,6	5,7	14,2	15,7	4,6
Prêmio de risco 5 €/MW					
EDP com CMEC	5,0	2,0	-1,2	1,2	2,7
EDP sem CMEC	15,1	14,4	21,5	24,9	6,5
Prêmio de risco 0 €/MW					
EDP com CMEC	7,0	3,3	-0,2	2,5	3,6
EDP sem CMEC	23,7	23,2	28,9	34,1	8,4

Fonte: The Brattle Group.

Nota: os valores positivos indicam que as margens são mais elevadas com as propostas reais do que com as propostas que refletem o custo.

Os resultados adicionais podem ser consultados no Appendix D e nos ficheiros de MS Excel que acompanha este relatório.

A Tabela 3 também mostra a previsão da variação estimada das margens para as unidades CMEC da EDP. Mais uma vez, esta previsão não deve ser vista como alterações na margem real devido ao mecanismo de ajuste dos CMEC. Se não for incluído qualquer prémio de risco, estimamos que as unidades CMEC tenham ganho cerca de 16,1 milhões de euros a mais no total do que teriam ganho com umas ofertas que refletissem o custo. O ganho total cai, essencialmente de uma forma linear e à medida que o prémio de risco aumenta, para cerca de 3 milhões de euros para um prémio de risco de 10 €/MW. A razão pela qual os ganhos são maiores quando incluímos o efeito de preço é que o aumento na quantidade da reserva que teria sido fornecido pelas unidades CMEC é compensado por uma redução no preço que teria sido pago para fornecer essa reserva.

As Figura 33 e Figura 34 mostram as reduções globais da margem ao longo de todo o período de estudo para as unidades não CMEC e CMEC da EDP, respetivamente, em diferentes pressupostos consoante a margem de risco.

Figura 33: Efeitos de margem ao longo de todo o período do estudo para as unidades sem CMEC

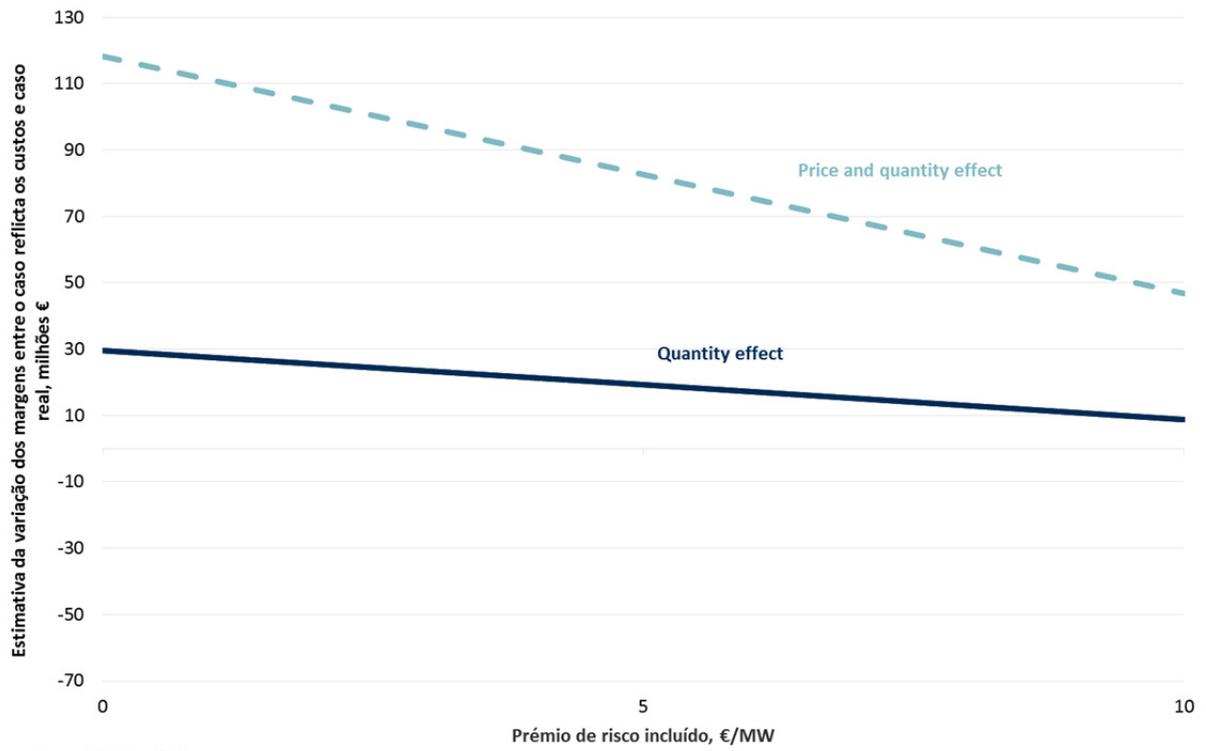
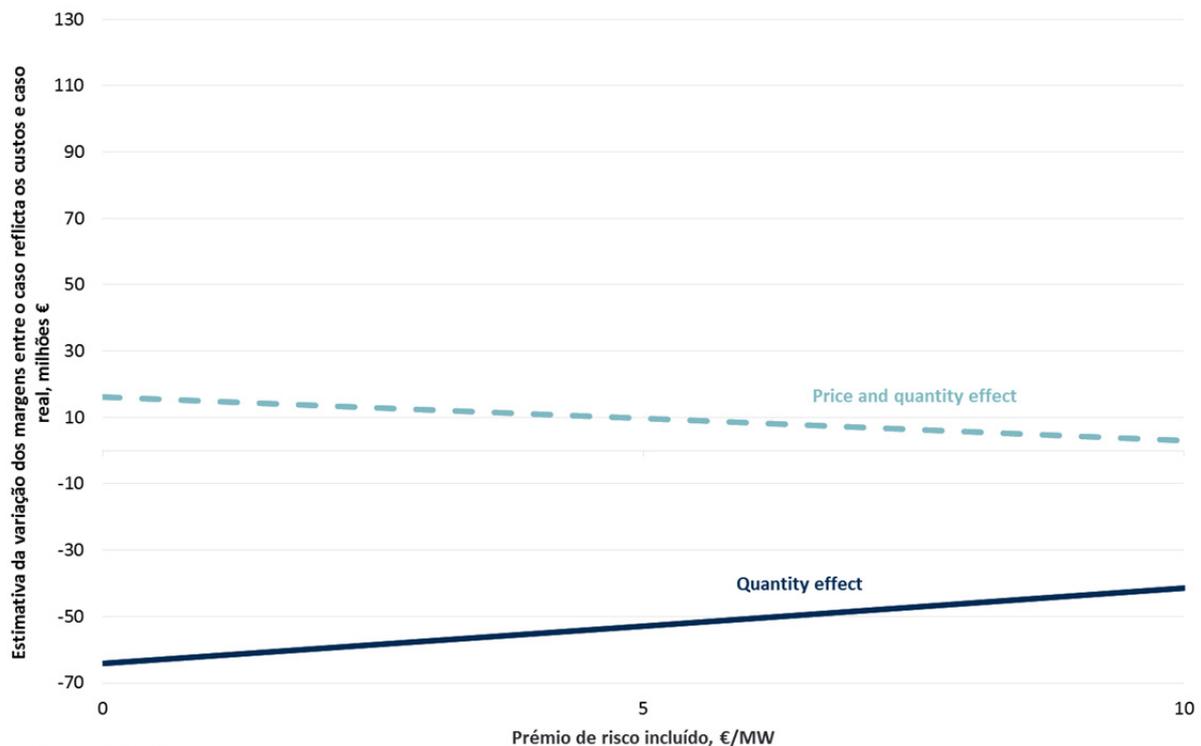


Figura 34: Efeitos de margem ao longo de todo o período do estudo para as unidades com CMEC



VII. Recomendações sobre o Desenho e a Política do Mercado

Durante a elaboração deste relatório, identificámos várias áreas de desenho do mercado que influenciam os resultados do mercado de reserva secundária e a estratégias de oferta dos agentes. Esta secção fornece algumas recomendações sobre potenciais alterações a estas áreas. As recomendações visam reduzir a assimetria de informações entre o regulador e os agentes de mercado e melhorar a monitorização do comportamento dos agentes.

- Publicação de diretrizes sobre o comportamento de oferta para o mercado de reserva, dando orientação à quantidade e preço que se espera que os agentes ofertem. As diretrizes podem ser subsequentemente utilizadas para monitorizar o comportamento de oferta dos agentes. A elaboração das diretrizes beneficiaria de um processo de consultoria pública para permitir que os agentes de mercado apresentem justificações pelo seu comportamento de oferta.
 - Relativamente aos custos, as diretrizes devem identificar os diferentes elementos de custo que podem ser incluídos nas ofertas e fornecer regras sobre como se espera que os custos sejam calculados.
 - Relativamente às quantidades, as diretrizes devem limitar o âmbito dos agentes em variar o montante da oferta de capacidade em diferentes unidades.

- As unidades dos CMEC devem, no geral, poder incluir o mesmo tipo de custos nas suas ofertas como unidades não CMEC. No entanto, é necessário realizar a análise do tratamento da reserva secundária nos CAE para determinar se, ou em que medida, podem incluir um prémio de risco.
- Estabelecimento de requisitos especiais para agentes dominantes no mercado grossista.

Determinados agentes podem ser sujeitos a requisitos adicionais relativamente à sua participação no mercado. Estes requisitos podem incluir a obrigação de ofertar no mercado de reserva secundária (semelhante à obrigação atual da reserva terciária) e fornecer informações adicionais ao regulador sobre como as ofertas são elaboradas.

- Avalie se as capacidades de monitorização do mercado atual necessitam de ser expandidas.
 - Pode ser utilizado um modelo de despacho de geração para monitorizar o mercado de energia a curto prazo e a provisão de serviços auxiliares, incluindo a reserva secundária. O modelo deve ser personalizado para reproduzir as características do mercado português.
 - Uma auditoria ex-post periódica da oferta de quantidade e preço por diferentes agentes não só ajudaria a verificar se as diretrizes de ofertas foram respeitadas, mas iria fornecer perspetivas sobre o comportamento de ofertas dos agentes.
- Alinhe os incentivos do operador do sistema com a redução dos custos de serviços do sistema.

Apesar da dificuldade de avaliar o desempenho do operador do sistema e prever os custos dos serviços do sistema, o operador do sistema deve defrontar-se com incentivos para minimizar estes custos. Esses incentivos foram implementados com sucesso na Grã-Bretanha.

- Incentive uma maior harmonização da desenho do mercado de serviços do sistema em diferentes países, particularmente entre Espanha e Portugal. A harmonização ajudaria a:
 - Fornecer mais opções para adquirir serviços do sistema e reduzir a possibilidade de o poder de mercado poder ser exercido.
 - Melhorar a quantidade de informações disponíveis ao regulador, uma vez que seria possível trocar informações sobre custos, monitorizar ferramentas ou melhores práticas regulamentares.

- Considerar implementar algumas alterações na desenho do mercado de reserva secundária:
 - Adaptar as regras para permitir comprar unidades, tal como unidades de armazenamento por bombeamento ou novos dispositivos de armazenamento não convencionais (por exemplo, baterias, armazenamento de volantes, etc.) para participar
 - Estudar a viabilidade técnica de uma provisão assimétrica de reserva por unidades, permitindo que algumas unidades forneçam apenas uma reserva ascendente e descendente, com diferentes preços. Isto iria reduzir o custo de prestação do serviço, pois aumentaria o fornecimento da capacidade de reserva e reduziria o custo de oportunidade de algumas unidades.
 - Alternativamente, considere avançar para uma reserva secundária sendo fornecida por portfólios de unidades, em vez de unidades físicas, como em Espanha.⁸² Por vezes, o mercado português já se comporta como se a reserva fosse fornecida por portfólios.⁸³
 - Avalie a relação 2:1 de ascendente a descendente. Esta relação, que parece ser baseada na falta de reserva terciária ascendente suficientemente rápida,⁸⁴ afeta o preço de compensação marginal da reserva secundária.
 - Pondere apropriar alguns custos depois da prestação do serviço de regulação secundária. Neste momento, as unidades ofertam com base em expectativas sobre alguns custos variáveis, portanto as ofertas são mais incertas e menos transparentes.
- Avalie se são necessários mais aperfeiçoamentos aos procedimentos de ajustes anuais dos CMEC relativamente à forma como as receitas e custos da reserva secundária são contabilizados.

⁸² O risco de alguma deterioração na resposta e na qualidade do serviço devido à utilização de AGC de série seria compensado por uma melhoria na eficiência da provisão.

⁸³ As trocas de reserva, especialmente alterações de último minuto que exigem modificações fora do mercado à programação de última geração (PHOF), levam a resultados que são semelhantes a mercados nos quais a participação não é organizada através de unidades físicas, mas com portfólios de unidades.

⁸⁴ Resposta da REN ao primeiro pedido de informações, questão 8.

Appendix A. Unidades que Fornecem Reserva Secundária no Período em Estudo

Tabela 4: Características das unidades que participaram no mercado de reserva secundária no período em estudo

Unidade	Código	Tipo	Rio	Capacidade de regulação atual, MW	CMEC
Unidades hídricas					
Aguieira	AGUIEI	Albufeira	Mondego	156,0	Yes
Alto Lindoso	ALINDO	Albufeira	Lima	330,0	Yes
Cabril	CABRIL	Albufeira	Tejo	58,0	Yes
Castelo de Bode	CBODE	Albufeira	Tejo	84,0	Yes
Frades	FRADES	Albufeira	Cávado	91,0	Yes
Bemposta	BEMPOS	Fios de água	Douro I.	90,0	Yes
Picote	PICOTE	Fios de água	Douro I.	90,0	Yes
Pocinho	POCINHO	Fios de água	Douro I.	111,0	Yes
Régua	REGUA	Fios de água	Douro N.	105,0	Yes
Torrão	TORRAO	Fios de água	Douro N.	60,0	Yes
Valeira	VALEIRA	Fios de água	Douro N.	150,0	Yes
Alqueva	ALQUE	Albufeira	Guadiana	154,0	No
Alqueva II	ALQUEII	Albufeira	Guadiana	190,0	No
Bemposta II	BEMPOS4	Fios de água	Douro I.	116,0	No
Picote II	PICOTE4	Fios de água	Douro I.	145,0	No
Unidades térmicas					
Lares - Group 1	LARES1	CCGT		165,0	No
Lares - Group 2	LARES2	CCGT		165,0	No
Pego C.C.- Group 3	PEGO3	CCGT		97,5	No
Pego C.C.- Group 4	PEGO4	CCGT		97,5	No
Ribatejo - Group 1	RIBATE1	CCGT		120,0	No
Ribatejo - Group 2	RIBATE2	CCGT		120,0	No
Ribatejo - Group 3	RIBATE3	CCGT		82,5	No
Pego - Group 1	RPG01	Carvão		37,5	No
Pego - Group 2	RPG02	Carvão		37,5	No
Total				2.852,5	

Fonte: The Brattle Group, de informações fornecidas pela REN.

Notas:

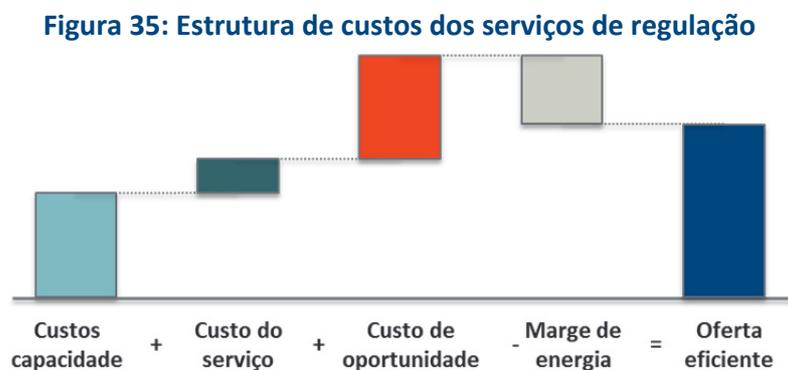
Embora a unidade de Aguieira seja formalmente abordada por CMEC, durante o período em estudo foi operada por Iberdrola e considerada como uma unidade sem CMEC.

A central termoelétrica a carvão de Sines estava formalmente disponível para fornecer reserva secundária, mas nunca participou no mercado.

Appendix B. Estimativa dos Custos do Fornecimento da Reserva Secundária

O quadro analítico para a avaliação de ofertas e custos associados à provisão da reserva secundária foi desenvolvido com base nas diretrizes de desenvolvimento de custos de mercado da PJM dos EUA para ofertas baseadas nos custos ao serviço de regulação.⁸⁵ Adaptámos estas diretrizes para refletirem as características do mercado de eletricidade português e do serviço de reserva secundária.

Identificámos quatro conceitos económicos diferentes envolvidos na formação de uma oferta eficiente para o mercado de reserva secundária. Estes conceitos são ilustrados na Figura 35 e descritos nas seguintes secções.⁸⁶



Fonte: The Brattle Group.

B.I. ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE CAPACIDADE

Os custos de capacidade incluem os custos de disponibilização da capacidade de reserva e não os custos de oportunidade. Estes custos incluem:

- O aumento dos custos em combustível (incluindo água) como um resultado da redução na eficiência energética pois a unidade está a operar a uma carga menor que a ideal.

⁸⁵ No mercado da PJM, os agentes nas áreas que são consideradas como apresentando poder de mercado estrutural podem estar sujeitos ao controlo das suas ofertas para evitar qualquer exercício desse poder de mercado. Isto é implementado através de ofertas baseadas nos custos.

⁸⁶ Adaptado das diretrizes de desenvolvimento de custos da PJM; economia do sistema energético, conceção de mercados para eletricidade, capítulo 3-10 (Stoft, 2002) e oportunidades de resposta de carga industrial da NYISO: avaliação do mercado e recursos - relatório final da tarefa 2, 2009, secção 4-2.

Quando uma unidade fornece regulação, pode necessitar de reduzir o seu nível de produção para um ponto ineficiente, aumentando o consumo de combustível ou água da unidade. Seguindo as diretrizes da PJM, estimámos este custo como o aumento no consumo de combustível da carga máxima para o ponto de referência de regulação,⁸⁷ multiplicado pelo custo do combustível (ou valor da água) e dividido pela quantidade de reserva oferecida.⁸⁸ Não permitimos estes custos se a unidade não necessitar de reduzir a sua produção, mas aumentá-la.

Relativamente a algumas unidades, tal como unidades hidroelétricas, a redução na produção para fornecer reserva pode levar a um aumento, e não uma diminuição, da eficiência da unidade. No entanto, na ausência de informações detalhadas sobre as curvas de eficiência, assumimos que as unidades hidroelétricas estão sempre a produzir a um nível no qual maximizam a sua eficiência.

- Uma margem de segurança para os riscos de participação no mercado.

Estes riscos incluem a incerteza dos custos de fornecimento de regulação e o potencial aumento de risco de uma unidade falhar por estar a funcionar numa condição instável.⁸⁹ O mercado da PJM permite uma capacidade de 12\$/MW para este conceito, sob o nome de *margin/risk adder* (adicionador de margem/risco). Referimo-nos a isto como prémio de risco. Com base neste valor, os nossos resultados principais assumem um valor de 10 €/MW⁹⁰ e efetuámos análises de sensibilidade com um valor de 5 e de 0 €/MW.

B.II. ESTIMATIVA DOS CUSTOS DO SERVIÇO

A provisão de regulação envolve alguns custos que não estão diretamente associados ao facto de uma unidade conseguir fornecer capacidade de reserva. Estes custos são:

- O aumento nos custos variáveis de O&M devido à utilização atual da capacidade de reserva

⁸⁷ A metodologia da PJM estima este consumo no ponto de regulação mínimo e não no ponto de referência de regulação.

⁸⁸ A fórmula é $[(\text{ponto de referência de regulação}/\text{efno ponto de referência de regulação}) - (\text{ponto de referência de regulação}/\text{ef. no ideal})] \times \text{preço do combustível}/\text{capacidade de regulação}$

⁸⁹ PJM, uma análise dos elementos de custo e compensação de geração nos mercados da PJM, pág. 23. 2009.

⁹⁰ Na PJM, as unidades submeteram simultaneamente ofertas de energia e reserva enquanto em Portugal as ofertas de reserva são submetidas depois de se ter conhecimento da programação de energia inicial. Consequentemente, é provável que os riscos associados ao fornecimento de reserva em Portugal sejam inferiores aos na PJM.

- O aumento no consumo de combustível durante operações em estado instável⁹¹

O aumento nos custos variáveis de O&M está associado à regulação atual fornecida e medida em €/MWh. A regulação é fornecida quando a produção de uma unidade é alterada no sentido ascendente ou descendente. Nos EUA, a quantidade da regulação atual é conhecida como “quilometragem”.⁹²

O nível de regulação fornecido por variar entre unidades pois nem todas as unidades podem fornecer o mesmo nível de capacidade de reserva, pois algumas unidades são capazes de subir e descer mais rápida e precisamente que outras. Nos Estados Unidos da América, a Comissão Federal Reguladora de Energia deliberou em 2011 que as unidades devem ser pagas de acordo com os serviços prestados, conforme medidos pela “quilometragem”.⁹³ Como não temos medida do serviço de regulação atual prestado, incluímos uma margem de segurança de custos genérica para todas as unidades da mesma tecnologia.⁹⁴

Relativamente ao segundo elemento, diz respeito ao aumento no consumo energético para oscilar a produção de uma unidade em vez de a manter estável. Não considerámos a pequena quantidade dos custos associados ao mesmo.⁹⁵

B.III. ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE OPORTUNIDADE

Os custos de oportunidade de uma unidade são os ganhos que renuncia noutros mercados para fornecer uma reserva secundária. Estes custos surgem porque quando uma unidade disponibiliza capacidade ao operador do sistema perde a possibilidade de utilizar essa capacidade noutros mercados e obter lucros dos mesmos.

⁹¹ Este custo de combustível está associado às alterações na produção das unidades necessárias para fornecer reserva e é variável com a quantidade de reserva atualmente fornecida. Difere do custo de combustível incluído no custo de capacidade sendo que o anterior considera o aumento do custo de combustível do nível de geração atual.

⁹² A quilometragem refere-se à utilização atual dos serviços de regulação, com movimentos ascendentes e descendentes para o nível de geração de unidades.

⁹³ O regulamento 755-2011 da FERC do mercado de eletricidade dos EUA deliberou que as unidades devem ser pagas de acordo com os serviços atuais prestados (a quilometragem).

⁹⁴ Esta margem de segurança baseia-se no pressuposto de que a quilometragem atual é 1. Embora este valor possa depreciar o custo total de O&M da prestação do serviço, não afeta as ofertas relativas de diferentes unidades e, portanto, não afeta a distribuição.

⁹⁵ As diretrizes de custo da PJM permitem um máximo de 0,35% dos custos em combustível.

Nos mercados de eletricidade que co-otimizam a energia e a reserva, tal como os mercados nos Estados Unidos da América, os custos de oportunidade podem ser avaliados e apropriados *ex-post*, assim que o preço em tempo real da eletricidade é conhecido e a operação económica da unidade (sem fornecer reserva) pode ser estimada. No sistema português, onde os mercados são administrados sequencialmente, é necessário avaliar os custos de oportunidade *ex-ante* pelos agentes e assimilados nas suas ofertas.

Estimamos os custos de oportunidade de uma unidade, de forma simplificada, como a diferença entre o preço de mercado e o custo marginal energético da unidade caso tenha estado a otimizar a sua participação nesse mercado.^{96,97}

Para estimar estes custos, consideramos duas situações diferentes:

- Se a unidade já tiver sido lançada economicamente (e necessitar de reduzir a sua produção de forma não económica para fornecer regulação): definimos os seus custos por referência aos ganhos precedentes mais elevados noutros mercados. O custo de oportunidade pode surgir em relação a:
 - O mercado energético padrão (mercados diários e intradiários).
 - Os mercados em tempo real, tal como regulação terciária e restrições técnicas em tempo real.⁹⁸

O custo de oportunidade associado ao mercado de reserva terciária pode surgir pois, embora a energia programada seja paga ao mesmo preço que a regulação secundária, a probabilidade de ser despachado - e o volume de receitas recebidas - varia entre os dois serviços do sistema.

O custo de oportunidade associado ao mercado de restrições técnicas em tempo real pode surgir adicionalmente pois os preços neste mercado são sempre iguais ou superiores aos preços do mercado de reserva terciária.⁹⁹

⁹⁶ Consulte, por exemplo, a apresentação da PJM sobre "Fundamentos do custo de oportunidade perdido de regulação, junho de 2014).

<http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/pc/20140610-energy/20140610-regulation-lost-opportunity-cost-overview.ashx>

⁹⁷ Na verdade, o cálculo é complexo pois exige saber qual seria o nível económico de produção, em que mercado a unidade participaria e o custo marginal real da unidade em diferentes níveis de carga.

⁹⁸ Estimámos estes custos de oportunidade de forma semelhante à nossa estimativa de margens energéticas, explicado na secção B.IV do Appendix B.

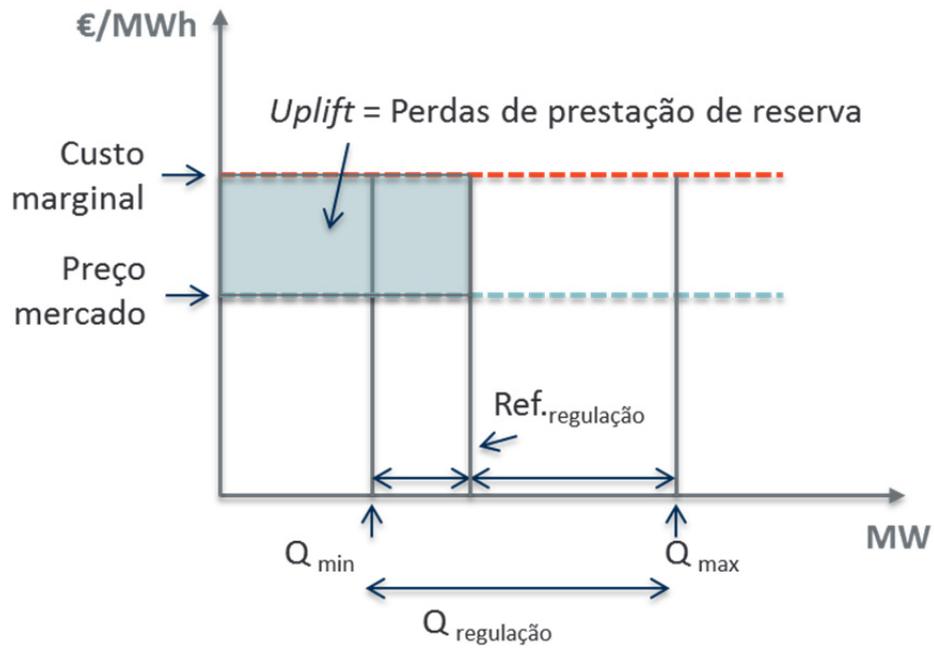
⁹⁹ O mercado de restrições técnicas é um mercado "pay-as-bid", mas se a oferta da unidade for inferior ao preço da reserva terciária, a unidade recebe o último.

- Se a unidade não tiver sido lançada economicamente, incluímos um aumento para refletir o custo do aumento da produção de forma não económica (*uplift*).
 - Os custos iniciais: não incluímos estes custos pois não são custos estritamente marginais. Os custos iniciais incorrem quando a unidade arranca e são recuperados durante algumas horas através do total de receitas obtidas em todos os mercados diferentes.
 - A perda na geração no ponto de referência de regulação. É calculada como a diferença entre o custo marginal da unidade e o preço do mercado energético. Se a unidade tiver uma carga técnica mínima (os dados da REN confirmam que todas as unidades hidroelétricas e térmicas têm uma carga mínima), irão incorrer perdas para todos os megawatts que iria produzir até ao ponto de referência de regulação e será necessário recuperar essas perdas no preço pago pela capacidade de reserva. Isto implica que é mais dispendioso fornecer reserva utilizando unidades nesta situação.¹⁰⁰

Por exemplo, o ponto de referência de regulação de uma unidade com 140 MW de capacidade e 80 MW de carga mínima seria 100 MW, se o objetivo for fornecer 60 MW de capacidade de regulação. Se o preço do mercado energético for 60 €/MWh e o custo marginal da unidade for 70 €/MWh, estaria a perder 10 euros por cada MWh que produz. Isto implica um custo de aumento (*uplift*) de 16,67 €/MW ($[(100 \text{ MW}_{\text{ponto de referência de regulação}} \times 10 \text{ €/MW}_{\text{perda}}) / 60 \text{ MW}_{\text{regulação}}]$), 67% superior à diferença entre o preço e o custo marginal. A Figura 36 ilustra esta situação.

¹⁰⁰ Presumimos que quando as unidades são programadas para fornecer reserva, o respetivo ponto de referência de geração ideal corresponde à carga máxima menos dois terços da respetiva capacidade de regulação. Isto não é exatamente correto para as unidades térmicas cuja capacidade de regulação está limitada por restrições de rampa. Neste caso, também pode ser possível que o ponto de referência de regulação seja a carga mínima com um terço da capacidade de regulação.

Figura 36: Necessidade de um uplift devido à carga mínima



Fonte: The Brattle Group.

A Figura seguinte resume as fórmulas que utilizámos no nosso modelo de acordo com o nosso juízo do estado operacional de uma unidade.

Figura 37: Estados operacionais alternativos das unidades assumidas

		Preço do mercado diário vs custo marginal de energia	
		P > C	P < C
Geração observada	Q ~ max	<i>Operação normal (1)</i> Custo Op. = $(P-C)*2/3$ Uplift = 0	<i>Capacidade residual (2)</i> Custo Op. = 0 Uplift = 0
	Q ~ min	<i>Prestação serviços de sistema (3)</i> Custo Op. = $(P-C)*2/3$ Uplift = 0 <i>Subindo/descendo (5)</i> Custo Op. = 0 Uplift = 0	<i>Prestação serviços de sistema (4)</i> Custo Op. = 0 Uplift = $(C-P)*$ $*(cap.min.+cap.reg./3)/cap.reg..$ <i>Evitando "cycling" (6)</i> Custo Op. = 0 Uplift = $(C-P)/3$
	Q ~ 0	<i>Evitando "cycling" (7)</i> Custo Op. = $(P-C)*2/3$ Uplift = custos de arranque	<i>Operação normal (8)</i> Custo Op. = 0 Uplift = $(C-P)*$ $*(cap.min.+cap.reg./3)/cap.reg..$

Fonte: The Brattle Group.

Nota: dada uma relação de 2:1 da regulação ascendente para descendente, estimamos o ponto de referência de regulação a 2/3 da capacidade de regulação total fornecida. O ponto de referência de regulação é estimado como a capacidade máxima menos 2/3 da capacidade de regulação quando a unidade está a funcionar na carga máxima ou como a carga mínima com um terço da capacidade de regulação.

B.IV. ESTIMATIVA DA MARGEM DE ENERGIA

A compensação do serviço de reserva secundária inclui um pagamento da unidade pela quantidade da capacidade disponibilizada ao operador do sistema e um pagamento ou cobrança pelo aumento ou diminuição da produção atual associado a esta capacidade de reserva, dependendo do facto de o saldo líquido horário ser positivo (regulação ascendente líquida, o que significa vender mais energia ao sistema) ou negativo (regulação descendente líquida, o que significa comprar energia ao sistema). Em Portugal, a regulação secundária é paga aos preços de reserva terciária.

As unidades que fornecem reserva secundária podem ter custos de produção energética marginal diferentes. Portanto, alguns custos podem criar uma margem entre o preço de compensação uniforme da energia de regulação utilizada e os custos energéticos marginais. Como as unidades são despachadas sem considerar os respetivos custos marginais energéticos, pode resultar em margens positivas e negativas para uma unidade. Se uma unidade for despachada em excesso e o preço obtido for superior ao custo marginal, a margem seria positiva. Por outro lado, se for despachada em excesso e o preço for inferior ao custo marginal,

a margem será negativa. Se uma unidade for despachada por defeito e o preço da energia for inferior ao custo marginal, a margem seria novamente positiva. Por outro lado, se for despachada por defeito e o preço da energia for superior ao custo marginal, a margem será negativa. Uma oferta competitiva deve deduzir esta margem dos custos de capacidade.

A margem de energia de uma unidade depende, portanto, da quantidade esperada de energia ativada, ascendente ou descendente, dos preços esperados recebidos/pagos por esta energia e os custos marginais energéticos da unidade. Como uma unidade sabe com antecedência que criaria uma margem a partir da energia ativada na capacidade de reserva contratada, pode internalizar essa margem nas suas ofertas.¹⁰¹

Como a margem de energia que as unidades internalizam nas suas ofertas se baseia nas expectativas, estimar que margem foi incluída, para monitorizar as ofertas, é complexo e pode estar sujeito a debates demorados com os agentes. No entanto, ao contrário de outros itens de custo, como o prémio de risco, a margem de energia pode ser verificada em retrospectiva.

O nosso modelo estima a margem de energia internalizada como se segue:

- A margem de energia é estimada como a diferença entre os preços de energia de reserva terciária esperados (ascendente ou descendente) e os custos marginais estimados das unidades multiplicada pela quantidade de energia que a unidade pode esperar que seja despachada.^{102, 103} Como uma unidade fornece uma relação de 2:1 de reserva ascendente ou descendente, para um MW de reserva, está a fornecer 2/3 da reserva ascendente e 1/3 da reserva descendente.
- Estimamos a quantidade de energia ativada que uma unidade pode esperar se forneceu a reserva utilizando a probabilidade de ser despachada. Estimámos esta probabilidade como a relação mensal real entre a energia ativada e a reserva

¹⁰¹ Isto baseia-se na obra de H.-P. Chao e R. Wilson, "Leilões de aquisição multidimensional para reservas de energia: regras de compensação e classificação compatível com incentivos robustos" no *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, n.º 2, págs. 161-183, 2002. Para obter uma explicação simplificada, consulte *Economia do sistema energético, conceção de mercados para eletricidade*, capítulo 3-10 (Stoft, 2002).

¹⁰² As unidades não sabem quanta energia irão vender, pelo que devem basear as respetivas ofertas nas expectativas. Adicionalmente, não há valores reais para todas as unidades, pois a maioria das unidades não fornece regulação ou, pelo menos, não todas as horas.

¹⁰³ Reconhecemos que o custo marginal energético de uma unidade que fornece reserva é superior do que se estivesse a produzir a rendimento total. Optámos por utilizar um único número para o custo marginal energético da unidade pois já estamos a utilizar uma estimativa do custo marginal e a presumir sobre a curva de eficiência da unidade.

fornecida para cada área de balanço. Se a área de balanço tiver apresentado valores de despacho muito elevados ou muito baixos em determinado mês,¹⁰⁴ consideramos que se deve a circunstâncias especiais e que as unidades não esperavam esses valores elevados ou baixos, pelo que alterámos a probabilidade estimada para uma proporção da média. Se uma área de balanço não tiver fornecido reserva, utilizamos a probabilidade média.

- Estimámos os preços de energia terciária que uma unidade pode esperar ao ofertar no mercado de reserva secundária utilizando uma regressão linear dos preços reais em comparação ao preço diário. A regressão é efetuada todas as semanas.

¹⁰⁴ Estes valores extremos ocorrem quando a capacidade de reserva fornecida tiver sido muito reduzida ou durante apenas algumas horas num mês. Nestas situações, não extrapolamos os pedidos de ativação.

Appendix C. Estimativa de Sobrecompensação

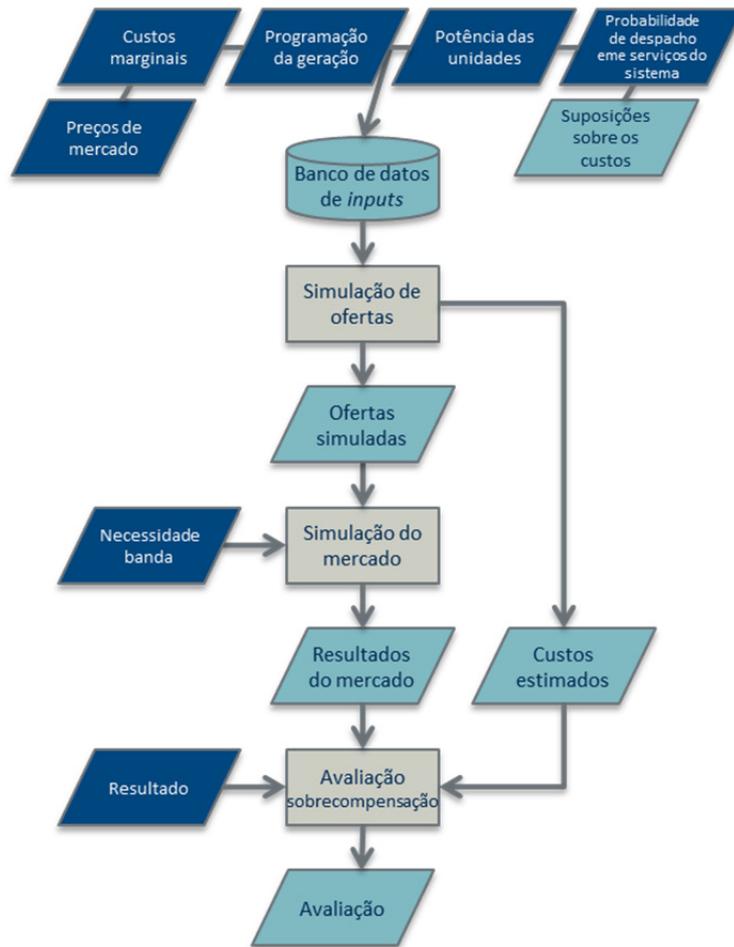
C.I. PROCEDIMENTO GERAL

A nossa estimativa da potencial sobrecompensação depende da determinação das margens que uma unidade criou e a margem que teria sido criada num mundo com ofertas que refletem o custo. Estruturámos esta análise como uma série de passos sequenciais, tendo em conta que esta análise é limitada pelos seguintes aspetos:

- A análise necessita de ser simples, para que possa ser compreendida e replicada, enquanto, ao mesmo tempo, se aproxima o mais possível dos impulsionadores complexos económicos e de engenharia da operação das unidades.
- O custo de fornecimento de reserva depende de uma série de parâmetros específicos, principalmente confidenciais, que necessitamos de aproximar.
- Alguns custos baseiam-se nas expectativas de potenciais resultados noutros mercados, não em valores observáveis reais.
- A avaliação quantitativa necessita de ter duas finalidades:
 - Fornecer uma referência para avaliar as ofertas no mercado de reserva secundária e, em particular, determinar o nível relativo das unidades CMEC e não CMEC com custos de geração semelhantes.
 - Determinar se os resultados do mercado atual são compatíveis com os resultados de um mercado não afetado pelos CMEC e quantificar qual seria a diferença na compensação de unidades CMEC se estivessem sem CMEC.

A Figura 38 ilustra este processo e identifica os dados de entrada e resultados dos diferentes passos da metodologia.

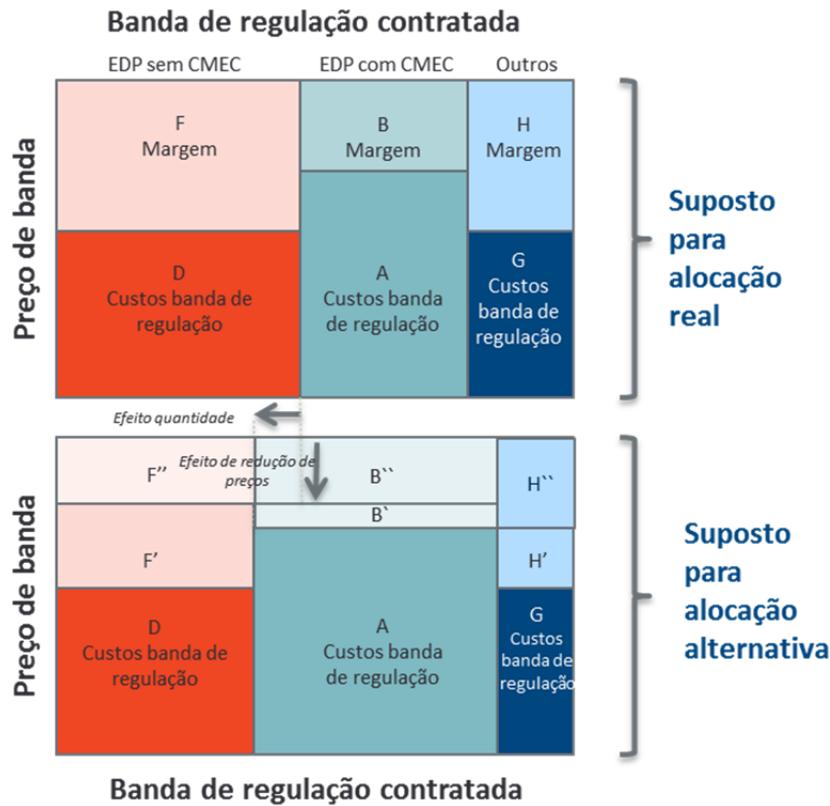
Figura 38: Metodologia geral



Fonte: The Brattle Group.

A avaliação final da potencial sobrecompensação é feita ao comparar os resultados do mercado atual com os resultados num cenário de mercado competitivo (que reflete os custos). Como a margem de cada unidade faz a diferença entre as receitas que ganha do mercado de reserva secundária e os custos de prestar o serviço, esta comparação é feita em termos das margens que uma unidade pode obter. A Figura 39 ilustra a nossa estimativa do impacto nas margens das ofertas que refletem os custos das unidades.

Figura 39: Estimativa do impacto nas margens das unidades de uma distribuição alternativa



Fonte: The Brattle Group.

Fizemos esta estimativa considerando quatro métricas diferentes, conforme acordado com a Comissão de Acompanhamento. Estas métricas representam o impacto em dois grupos de unidades (as unidades abrangidas pelos CMEC e as unidades detidas pela EDP e não abrangidas pelos CMEC) e consideram dois tipos de impactos (apenas o efeito de quantidade e o efeito combinado).¹⁰⁵

Na Figura 39 estas métricas são representadas pela diferença entre diferentes áreas:

- $F - F'$ para unidades EDP sem CMEC, isto é, considerando o efeito de quantidade e preço
- $F - (F' + F'')$ para unidades EDP sem CMEC, isto é, considerando apenas o efeito de quantidade
- $B - B'$ para unidades EDP com CMEC, isto é, considerando o efeito de quantidade e preço

¹⁰⁵ Embora a diferença nas margens entre o cenário real e alternativo inclua ambos os efeitos, o Despacho 4694/2014 efetua o ajuste dos CMEC mantendo os preços do mercado atual e ajustando apenas uma estimativa diferente da quantidade fornecida.

- $B - (B' + B'')$ para unidades EDP com CMEC, isto é, considerando apenas o efeito de quantidade

C.II. SIMULAÇÃO DE OFERTAS

C.II.1. Modelagem da ofertas de quantidade

Os modelos utilizados para a avaliação quantitativa presumem que as unidades podem fornecer diferentes níveis de capacidade de reserva secundária até ao nível máximo nominal comunicado pela REN. Como o custo de fornecimento de reserva secundária pode variar dependendo do nível de reserva fornecido (consulte o Appendix B), parametrizámos as ofertas de reserva para que possam ser 25%, 50%, 75% ou 100% da capacidade disponível da unidade. Esta abordagem baseia-se nas seguintes considerações:

- Uma unidade pode variar o respetivo nível de produção para fornecer vários níveis de capacidade de reserva, salvo se estiver limitada em termos de combustível.
- Normalmente, as unidades hidroelétricas estão limitadas em termos de combustível, quando os influxos de água são demasiado altos ou baixos.

A REN fornece informações sobre a capacidade de regulação secundária máxima das unidades. Observámos que a maioria das unidades nunca oferece a sua capacidade de reserva máxima ao mercado de reserva secundária.

Este facto indica que a capacidade de reserva nominal indicada pelo operador do sistema sobrestima a capacidade de reserva que se espera que uma unidade disponibilize. Não obstante, na ausência de critérios de objetivos para ajustar esta capacidade nominal, assumimos que a capacidade de reserva máxima é igual à indicada pela REN.

Modelámos a capacidade de reserva disponível por referência ao programa operacional horário final (PHOF). Escolhemos o PHOF pois as unidades muitas vezes modificam as suas programações próximas do tempo real para fornecer reserva.¹⁰⁶ Por este motivo, programações anteriores, tal como a programação após o último mercado intradiário, o PHF, podem depreciar a capacidade de reserva final das unidades. A escolha do PHOF tem duas implicações. Primeiro, pode depreciar a capacidade de reserva das unidades térmicas pois presumimos que não podem fornecer reserva salvo se estiverem programadas no PHOF (embora possam ter diferenciado esta programação numa fase anterior). Em segundo lugar, relativamente a unidades hidroelétricas, pode deturpar a capacidade de reserva real das

¹⁰⁶ Modificam a sua programação depois do último mercado intradiário. Como não há um mercado formal depois do último intradiário, esta modificação parece estar associada à provisão de reserva.

unidades pois o PHOF inclui parte (ou toda) da energia despachada como regulação terciária.¹⁰⁷ No entanto, consideramos que seja a melhor opção disponível.

Normalmente, as unidades hidroelétricas têm limitações de “combustível” relativas aos influxos de água, capacidade de armazenamento e limitações operacionais ambientais ou sociais. Portanto, a capacidade de fornecer reserva secundária pode ser limitada caso a unidade esteja a gerar a quase carga completa ou a cargas muito baixas por um período sustentado. Não obstante, mesmo nestas condições, as unidades retêm normalmente alguma capacidade para mover a produção de uma hora para horas adjacentes. As unidades hidroelétricas de vários grupos também têm flexibilidade sobre quantas turbinas operam. Portanto, pode ser proporcionado o mesmo nível de produção em diferentes níveis de capacidade de reserva.

Modelámos estas limitações não observando apenas a produção em todas as horas, mas também a produção nas horas próximas e o número de grupos de geração disponíveis. Esta abordagem possibilita a redução da capacidade de reserva disponível para refletir as limitações de “combustível” enquanto, ao mesmo tempo, mantém alguma flexibilidade da capacidade de reserva. Consistente com esta abordagem, modelamos o custo do fornecimento de reserva em cada hora independentemente do custo do fornecimento de reserva noutras horas.

C.II.2. Dados de entrada

A avaliação quantitativa da potencial sobrecompensação baseia-se em diferentes dados de entrada sobre as características das unidades e os diferentes mercados de eletricidade. Utilizámos, tanto quanto possível, informações públicas disponíveis do Sistema de Informação de Mercado de Energia da REN, SIME.¹⁰⁸ No entanto, parte das informações necessárias não é divulgada publicamente e foi fornecida pela REN através da Comissão de Acompanhamento. Estas informações incluem, por exemplo, as programações de geração numa base de unidade física¹⁰⁹ e os resultados do modelo VALORAGUA conforme utilizados para calcular o ajuste anual dos CMEC. Por fim, fizemos suposições para os parâmetros que são apenas conhecidos à EDP, tais como as curvas de eficiência das unidades.

¹⁰⁷ Se uma unidade estiver a operar com carga completa e estiver a fornecer regulação terciária descendente, pode parecer ter capacidade de reserva secundária quando, na verdade, não tem. Por outro lado, se uma unidade estiver a fornecer regulação terciária ascendente, pode parecer que tem menos capacidade de fornecer reserva do que tem na verdade.

¹⁰⁸ SIME significa Sistema de Informação de Mercado de Energia.

¹⁰⁹ As informações sobre as programações de geração são divulgadas agregadas por unidade de programação ou área de balanço.

Abaixo são descritos os diferentes dados de entrada que utilizamos:

- Preços de mercado

Estes dados incluem todos os preços de mercado necessários para quantificar os custos e receitas do fornecimento de reserva secundária, assim como avaliar os custos resultantes. A fonte destes dados é o SIME da REN ou o site Web da OMIE.

- Custos marginais energéticos das unidades

O custo marginal energético de uma unidade é o custo da unidade alterar o nível de produção a muito curto prazo. Este custo é difícil de avaliar pois, embora inclua um elemento de custo variável, está principalmente associado à curva de eficiência da unidade. Como a eficiência de uma unidade altera à medida que a produção altera¹¹⁰, o seu custo marginal pode variar mesmo numa hora. Além disso, relativamente às centrais hidroelétricas do reservatório, o custo marginal energético irá refletir o valor da água nesse momento, o que irá depender da vista da empresa sobre como (a) os preços evoluirão ao longo do tempo e (b) qual é o nível de futuros influxos.

Os custos marginais energéticos são utilizados para estimar os custos de fornecimento da reserva secundária. Estimámo-los utilizando três fontes alternativas diferentes, assumindo que estas estimativas correspondem ao custo marginal na carga completa. A Figura 40 no Appendix E mostra o preço de mercado estimado nos diferentes conjuntos de custos marginais utilizados. Como ambas as simulações são praticamente idênticas, utilizámos as simulações baseadas nos custos marginais fornecidos pelo modelo VALORAGUA.

- As ofertas para os mercados de regulação diária e terciária (reserva de regulação)

As ofertas das unidades para estes mercados não representam necessariamente os verdadeiros custos marginais das unidades.¹¹¹ No entanto, devem estar associadas aos custos marginais e são os custos declarados das unidades. Utilizámos a segunda oferta mais elevada para o mercado diário e a oferta mais baixa para o mercado de

¹¹⁰ O fator de capacidade instantânea é a relação da produção atual até à capacidade máxima.

¹¹¹ Na medida em que a concorrência no mercado diário é superior do que no mercado de regulação terciária, as ofertas para o mercado terciário podem ser tendenciosas no sentido ascendente. Não obstante, as ofertas para o mercado terciário consideram o estado da operação atual (por exemplo, quanto a unidade está a produzir) das unidades e podem ser facilmente monitorizadas pelo regulador do que as ofertas para outro mercado. Portanto, compreendemos que o risco de influenciar a estimativa do custo marginal é pequeno.

reserva terciária pois consideramos que são as ofertas que melhor refletem os custos marginais à carga completa.¹¹²

Uma dificuldade com estes dados é que as unidades físicas nem sempre participam nos mercados de reserva diária e terciária diretamente, mas como uma parte de unidades mais agregadas. A participação no mercado diário é organizada através de unidades de oferta,¹¹³ enquanto no caso do mercado de reserva terciária é organizada através de áreas de balanço. Esta agregação afeta especialmente unidades hidroelétricas. Presumimos que as ofertas das unidades agregadas representam os custos de todas as unidades físicas incluídas no grupo agregado.

- Evidência dos preços para as horas nas quais as unidades estão em funcionamento

Também estimámos o custo marginal com base no seu comportamento no mercado. Tomámos a média entre as horas com preços mais elevados nas quais as unidades não estão em funcionamento e as horas com preços mais baixos nas quais as unidades estão em funcionamento como uma indicação dos seus custos marginais. Ao fazê-lo, incluímos o preço no mercado de energia e o preço do mercado de reserva secundária.

- Custos marginais estimados pelo modelo VALORAGUA

O modelo VALORAGUA, como utilizado para calcular os ajustes anuais dos CMEC, fornece uma estimativa dos custos de geração marginal das unidades dos CMEC. Os resultados do modelo não podem ser considerados uma estimativa perfeita do verdadeiro custo marginal das unidades, mas uma aproximação útil destes custos. Algumas das limitações que identificámos são que o modelo não inclui: todas as receitas das unidades,¹¹⁴ limitações a curto prazo, variações nos custos marginais em diferentes níveis de carga ou informações específicas da

¹¹² No mercado diário, as unidades normalmente oferecem a parte final da capacidade no limite da oferta (180 €/MWh). Isto provavelmente é para refletir a dificuldade técnica da unidade em tamanha carga alta. A segunda oferta mais elevada deve, então, refletir o custo da central à capacidade completa. Relativamente a ofertas terciárias, a oferta mais baixa deve refletir o custo marginal nas condições operacionais atuais, que são, na maioria das vezes, carga completa.

¹¹³ A OMIE regista as unidades que participam nos respetivos mercados atribuindo códigos de "unidade de oferta". Estes códigos podem ser iguais pois os códigos utilizados para programar a unidade é o código utilizado pela OMIE.

¹¹⁴ Se uma unidade estiver a funcionar apenas quando pode vender energia e serviços do sistema em simultâneo, o custo de oportunidade da unidade deve considerar ambos os tipos de receitas e não apenas receitas da venda de energia, como os modelos parecem fazer. Esta abordagem é, não obstante, apropriada para a finalidade do modelo.

unidade sobre os custos variáveis de O&M. Como consequência, o modelo apenas fornece um número de custo marginal por semana para cada unidade.¹¹⁵

Como o modelo VALORAGUA só fornece uma estimativa dos custos marginais destas unidades que são abordadas pelos CMEC, utilizámos as nossas estimativas dos custos marginais para o resto das unidades (a evidência de mercado para as unidades hidroelétricas e a mediana de todas as outras estimativas para unidades térmicas).¹¹⁶

- Programações de geração das unidades

Estes dados, combinados com dados sobre a capacidade da unidade e a relação entre o custo marginal e o preço de mercado, permitem identificar o estado operacional da unidade, que utilizamos para identificar os custos da unidade (consulte a secção B.III do Appendix B para obter mais informações). As programações de geração por unidade física foram fornecidas pela REN. As programações incluídas como dados de entrada são:¹¹⁷

- Programação operacional de base diária (PDBF)
- Programação horária depois do último mercado intradiário (PHF)
- Programação operativa horária final, que inclui todas as reprogramações antes de 15 minutos de despacho (PHOF)

- Capacidade das unidades

Utilizamos estes dados para determinar a capacidade de reserva de uma unidade. Em particular, consideramos dados no máximo horário e produção mínima de uma unidade e a respetiva capacidade indisponível. A capacidade de reserva é vinculada pela diferença entre a capacidade máxima e mínima e pela rampas de variação de produção.¹¹⁸ Quando uma unidade está total ou parcialmente indisponível, a

¹¹⁵ Fomos informados pela Comissão de Monitorização na reunião de 14 de setembro que ValorAgua é um modelo de expansão a longo prazo que não inclui detalhes de modelagem a curto prazo tais como as curvas de eficiência.

¹¹⁶ Como estes valores variam de hora para hora, estimámos o custo marginal para cada hora como o valor mediano da evidência de mercado e as ofertas para a reserva diária e terciária nas seguintes 24 horas, então é a mediana de 72 valores.

¹¹⁷ A REN alertou-nos que as programações de geração originais são por área de balanço e que a desagregação destas programações nas unidades físicas é fornecida pelos agentes de mercado e podem ser imprecisos.

¹¹⁸ A rampas de variação de produção é o ritmo, medido em MW/minuto, ao qual uma unidade pode variar a produção. Esta velocidade limita a capacidade para fornecer reserva.

capacidade total e de reserva foi ajustada em conformidade. Estes dados foram fornecidos pela REN.

- Pressupostos sobre os custos

Tivemos de fazer os nossos pressupostos sobre os seguintes dados:

- *Margin/risk adder* (Adicionador de margem/risco). É um prémio de risco que se presume que as unidades incluem ao participar no mercado de reserva secundária.¹¹⁹
- Custos de manutenção e operacionais variáveis (O&M) para fornecer regulação.¹²⁰
- Curvas de eficiência. A curva de eficiência mede a relação entre a eficiência da unidade e o fator de capacidade instantâneo. As curvas de eficiência reais só são conhecidas pelos proprietários das unidades.¹²¹ Fizemos uma aproximação linear da curva de eficiência de diferentes tecnologias,^{122,123} utilizando com entradas as eficiências a carga completa e a 50% de carga, com base nos valores para unidades padrão.¹²⁴

¹¹⁹ Consulte a secção III.B e a secção B.II do Appendix B para um debate da natureza deste valor.

¹²⁰ Corresponde aos custos específicos de O&M associados à provisão de reserva. Como a provisão de reserva implica um diferente padrão de utilização das instalações, estes custos não correspondem necessariamente aos custos padrão de O&M associados à produção de energia.

¹²¹ Fomos informados do facto de que o modelo VALORAGUA não inclui entradas sobre a curva de eficiência das unidades em diferentes fatores de carga. Isto é razoável pois o modelo VALORAGUA é um modelo de médio a longo prazo que não é capaz de refletir condições operacionais a curto prazo.

¹²² Como a curva de eficiência de algumas unidades não aumentam uniformemente, a eficiência real pode aumentar ao fornecer reserva. Em centrais de energia hidroelétrica sensíveis à pressão, tais como o acionamento das centrais a fio de água ou centrais com reservatórios de pequenas dimensões, reduzir a produção de modo a fornecer regulação pode diminuir a perda de carga, aumentando a eficiência geral. Consequentemente, o impacto na eficiência de uma unidade hidráulica do fornecimento de reserva pode depender precisamente da reserva fornecida. Contudo, na ausência de curvas de eficiência detalhada para cada unidade hidroelétrica, assumimos que o fornecimento de reserva leva a uma redução da eficiência.

¹²³ Se as curvas de eficiência forem concavas, esta abordagem pode depreciar a verdadeira eficiência, salvo se a central estiver abaixo da carga a 50% ou se a eficiência máxima for alcançada abaixo de uma carga a 100%.

¹²⁴ Consulte, por exemplo, as seguintes referências:

- Wärtsilä, motor de combustão vs. turbina a gás: eficiência e flexibilidade da carga da peça. <http://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-part-load-efficiency-and-flexibility>
- KEMA, análise dos custos LRMC da geração de eletricidade CCGT em Singapura, para a autoridade do mercado de energia de Singapura, relatório atualizado a novembro de 2008. https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/Licensees/CCGT_RMC_Calcs.pdf

Tabela 5: Pressupostos sobre os custos das unidades

Unidade	Código	O&M variáveis €/MWh [A]	Margin risk adder €/MW [B]	Parâmetros de eficiência	
				Plena carga % [C]	Meia carga % [D]
Unidades hídricas					
Aguieira	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Alto Lindoso	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Cabril	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Castelo de Bode	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Frades	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Bemposta	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Picote	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Pocinho	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Régua	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Torrão	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Valeira	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Alqueva	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Alqueva II	Albufeira	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Bemposta II	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Picote II	Fios de água	1,0	10,0	87,0%	74,0%
Unidades térmicas					
Lares - Group 1	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Lares - Group 2	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Pego C.C.- Group 3	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Pego C.C.- Group 4	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Ribatejo - Group 1	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Ribatejo - Group 2	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Ribatejo - Group 3	CCGT	2,0	10,0	52,0%	47,0%
Pego - Group 1	Carvão	3,5	10,0	33,0%	30,0%
Pego - Group 2	Carvão	3,5	10,0	33,0%	30,0%

Sources and notes:

[A]-[D]: Assumido. Suposições explicado acima na seção atual.

[A]: Este custo corresponde aos custos específicos de O&M variáveis relacionados com a prestação de reserva, em vez de com a produção normal de energia.

Continued from previous page

- IEA, rede de tecnologia de energia, resumo de tecnologia E02: alimentado a gás, abril de 2010. http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e02-gas_fired_power-gs-ad-gct.pdf
- Loucos anos 40, submissão suplementar da análise de AEMC dos padrões operacionais de frequência da Tasmânia, agosto de 2008. <http://www.aemc.gov.au/getattachment/8cbfc028-19bc-4aba-b343-4b672c74cd73/Roaring-40s-Supplementary-Submission.aspx>

- Requisitos da reserva secundária

O valor total da reserva secundária contratada a cada hora no mercado de reserva secundária, tal como previsto pelo SIME da REN. Estamos a utilizar a reserva finalmente distribuída, em vez dos requisitos de reserva iniciais, para evitar qualquer impacto nos resultados decorrentes de diferenças na distribuição final.¹²⁵

- Resultados reais do mercado

Dependemos dos preços finais de reserva secundária e da distribuição de reserva por unidade física, conforme previsto pelo SIME da REN. Os dados sobre a distribuição não refletem os resultados iniciais do mercado, mas sim a distribuição final após tomar em consideração as trocas de reserva pelos agentes de mercado.

C.III. CÁLCULO DOS RESULTADOS DO MERCADO

Após estimarmos os custos de fornecimento de reserva de cada unidade e obtermos um conjunto de ofertas alternativas que refletem os custos para o mercado de reserva secundária, estimamos quais teriam sido os preços de mercado e a distribuição de reserva de acordo com esse conjunto de ofertas.

Inserimos as novas ofertas num ficheiro MS Excel que reproduz o algoritmo da REN para compensar o mercado de reserva secundária, embora com algumas simplificações.

- A procura modelada de reserva é a reserva distribuída na realidade, e não o requisito de reserva inicial. Fazemos isto para evitar qualquer distorção decorrente da utilização de quantidades de reserva ligeiramente diferentes.
- O modelo apenas compensa a capacidade de reserva total e não trata as ofertas de reserva ascendente e descendente de forma diferente. Isto não deveria ter qualquer impacto, visto que todas as ofertas têm uma proporção entre as ambas as capacidades igual ou quase igual a 2:1.
- Se várias ofertas tiverem o mesmo preço, apenas é distribuída reserva às três primeiras.

Existem algumas diferenças entre os nossos resultados e os resultados reais do mercado que não resultam destas simplificações:

- O nosso modelo distribui a reserva tendo apenas em conta as quantidades oferta no mercado, ao passo que as distribuições de reserva indicadas pela REN também têm

¹²⁵ O algoritmo do mercado de reserva secundária, conforme descrito no MPGGS, permite que a distribuição final se desvie até 10% do requisito inicial.

em conta as trocas de reserva de acordo com o mercado. Estas trocas de reserva podem ser responsáveis periodicamente por uma percentagem significativa da distribuição total.

- Algumas diferenças do preço de mercado entre o nosso modelo e o resultado real pareciam dever-se ao facto de os algoritmos da REN filtrarem as ofertas comunicadas.¹²⁶ O nosso modelo não consegue reproduzir estes efeitos de filtragem, uma vez que não sabemos quais são os filtros aplicados.

C.IV. ESTIMATIVA DE UMA POTENCIAL SOBRECENSAÇÃO

Estimamos uma potencial sobrecompensação seguindo a abordagem descrita na secção VI e o procedimento estabelecido na secção C.I do Appendix C). Esta abordagem implica estimar a margem real obtida pelas unidades com base na sua ativação e distribuição de reserva reais e subtrair a margem estimada obtida nos cenários alternativos. Para efetuar esta estimativa, procedemos da seguinte forma:

- Incluíamos uma estimativa da margem obtida a partir da energia ativada a partir da reserva secundária.¹²⁷ Isto é necessariamente uma estimativa, uma vez que:
 - A REN informa a energia de reserva secundária por área de balanço, e não por unidade física, pelo que estimamos primeiro a quantidade de energia que cada unidade fornecia com base na quantidade de capacidade de reserva que esta estava a fornecer.
 - Não sabemos qual seria a ativação destas reservas num cenário alternativo, uma vez que a regulação secundária é ativada pelo operador do sistema de acordo com os critérios técnicos.
- Estimamos os custos de fornecimento de reserva para a distribuição de reserva real utilizando a mesma ferramenta e as mesmas opções que utilizamos nos cenários alternativos. A estimativa de custos foi realizada pressupondo que as unidades ofertam 100% da sua capacidade de reserva total.¹²⁸

¹²⁶ Por exemplo, na 8.^a hora de 9 de fevereiro de 2012, a REN distribuiu 309 MW de reserva por 5 unidades térmicas (PEGO3, PEGO4, RPG01 e RPG02 e LARES1). Embora a oferta marginal da unidade marginal (LARES1) fosse de 59,95 €/MW, o preço de mercado foi fixo a 69,73 €/MW. Esta situação foi comum ao longo do ano de 2012.

¹²⁷ Utilizamos a mesma estimativa do custo marginal de energia como se a unidade estivesse a produzir ao custo total (consulte a nota de rodapé 103).

¹²⁸ Observamos que a distribuição de reserva mais comum corresponde a, ou perto de, 100% da capacidade de reserva das unidades, pelo que este é o nível de reserva que melhor reflete os custos reais das unidades. Embora os custos de fornecimento de reserva variem com a quantidade de capacidade fornecida, a variação potencial é pequena.

A fórmula seguinte descreve a estimativa de uma determinada unidade “i”:

$$\begin{aligned}
 \text{Impact on margins}_i &= \sum_h^N [\text{Margin}_{\text{Actual}} - \text{Margin}_{\text{Alternative}}] = \\
 &= \sum_h^N [\text{Revenues}_{\text{Actual}} - \text{Costs}_{\text{Actual}} + \text{Revenues}_{\text{Altern.}} - \text{Costs}_{\text{Altern.}}] = \\
 &= \sum_h^N [\text{Cap. Rev.}_{\text{Actual}} - \text{Cap. Costs}_{\text{Est. for actual}} + \text{Energy Rev.}_{\text{Est. for actual}} - \text{Energy Costs}_{\text{Est. for actual}}] \\
 &\quad - [\text{Cap. Rev.}_{\text{Altern.}} - \text{Cap. Costs}_{\text{Altern.}} + \text{Energy Rev.}_{\text{Altern.}} - \text{Energy Costs}_{\text{Altern.}}]
 \end{aligned}$$

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.

D.I. SOBRECENSAÇÃO ESTIMADA

**Tabela 6: Impacto estimado nas margens das unidades.
Efeito de quantidade.**

Unit	Margem total						Margem em capacidade						Margem em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	-1,6	-1,1	-2,4	-3,5	-0,8	-9,5	-1,5	-0,6	-1,9	-3,0	-0,7	-7,6	-0,1	-0,6	-0,5	-0,5	-0,2	-1,9
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	-0,3	0,7	-1,0	-0,1	-0,1	-0,7	-0,2	0,8	-0,8	-0,2	0,0	-0,4	-0,1	-0,1	-0,2	0,1	0,0	-0,3
Castelo Bode	-0,7	-0,4	-0,5	-1,4	-0,2	-3,2	-0,6	-0,3	-0,4	-1,2	-0,2	-2,7	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	-0,5
Picote	-0,1	-0,6	-1,0	-1,1	-0,1	-2,9	-0,1	-0,4	-0,9	-0,9	-0,1	-2,3	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	0,0	-0,6
Pocinho	-2,2	-0,4	0,5	-0,4	-0,2	-2,8	-1,8	-0,3	0,4	-0,4	-0,2	-2,2	-0,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,6
Regua	-1,2	-1,2	-2,3	-1,7	-0,1	-6,5	-1,0	-0,9	-1,9	-1,6	-0,1	-5,5	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-1,0
Torrao	-0,4	-0,4	-1,4	-1,1	-0,1	-3,5	-0,3	-0,2	-1,1	-1,0	0,0	-2,7	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,9
V.Nova II(Frades)	0,2	-0,5	-1,4	-1,4	0,1	-3,0	0,0	-0,3	-1,2	-1,3	0,1	-2,6	0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,1	-0,3
Valeira	-2,0	-1,7	-3,5	-2,0	-0,1	-9,3	-1,7	-1,4	-3,1	-2,0	-0,1	-8,2	-0,3	-0,3	-0,4	0,0	0,0	-1,1
EDP com CMEC	-8,5	-5,6	-12,9	-12,8	-1,6	-41,5	-7,1	-3,5	-11,0	-11,5	-1,4	-34,4	-1,4	-2,2	-2,0	-1,3	-0,3	-7,1
Alqueva	-0,4	0,4	1,4	0,9	-0,1	2,2	-0,5	0,1	1,3	0,8	-0,1	1,6	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,6
Alqueva II	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,1	-0,9	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,1	-0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
Bemposta II	0,0	0,0	1,1	2,8	1,1	5,0	0,0	0,0	0,9	2,5	0,7	4,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,9
Picote II	0,0	0,0	1,0	2,2	1,1	4,3	0,0	0,0	0,9	2,3	0,8	3,9	0,0	0,0	0,1	-0,1	0,4	0,4
CC. Ribatejo 1	-1,5	-0,8	-0,2	-0,1	0,0	-2,6	-1,4	-0,9	-0,2	-0,1	0,0	-2,6	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1
CC. Ribatejo 2	-0,9	-0,8	-0,1	0,0	0,0	-1,7	-0,7	-0,9	-0,1	0,0	0,0	-1,7	-0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
CC. Ribatejo 3	-0,9	-0,2	0,0	0,0	0,0	-1,0	-0,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,9	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2
CC. Lares 1	0,3	1,0	2,2	0,0	0,1	3,6	0,2	0,2	1,7	0,0	0,1	2,3	0,1	0,7	0,5	0,0	0,0	1,3
CC. Lares 2	-0,3	0,2	0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,3	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,4	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3
EDP sem CMEC	-3,6	-0,3	5,6	4,9	2,1	8,8	-3,3	-1,7	4,5	4,7	1,4	5,6	-0,3	1,4	1,1	0,3	0,7	3,1
Pego coal 1	0,0	0,4	-3,1	-0,8	0,0	-3,6	-0,2	0,1	-2,5	-0,6	0,0	-3,2	0,2	0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,4
Pego coal 2	0,1	0,4	-2,6	-0,8	0,0	-2,9	-0,2	0,1	-2,1	-0,6	0,0	-2,7	0,3	0,3	-0,5	-0,2	0,0	-0,2
REN Trading	0,1	0,7	-5,7	-1,6	-0,1	-6,6	-0,4	0,2	-4,6	-1,2	0,0	-6,0	0,5	0,5	-1,2	-0,4	-0,1	-0,6
Aguieira	-0,1	-0,3	-0,4	-1,2	-1,3	-3,2	-0,3	-0,4	-0,3	-1,1	-1,0	-3,2	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,1
CC. Pego. G3	0,0	-0,2	-0,9	0,0	0,0	-1,2	0,0	-0,2	-1,3	-0,1	0,0	-1,6	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4
CC. Pego. G4	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,6	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
Outros	-0,1	-0,6	-1,6	-1,2	-1,3	-4,8	-0,3	-0,7	-2,2	-1,2	-1,0	-5,4	0,3	0,1	0,6	0,0	-0,3	0,7
Total	-12,0	-5,8	-14,6	-10,7	-1,0	-44,1	-11,1	-5,7	-13,2	-9,2	-1,0	-40,2	-1,0	-0,1	-1,4	-1,4	0,0	-3,9

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

**Tabela 7: Impacto estimado nas margens das unidades.
Efeito total.**

Unit	Margem total						Margem em capacidade						Margem em energia						
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	2,0	0,0	-0,3	0,3	0,4	2,4	2,2	0,5	0,2	0,9	0,6	4,3	-0,1	-0,6	-0,5	-0,5	-0,2	-1,9	
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Cabril	0,0	1,2	-0,3	0,4	0,0	1,3	0,1	1,3	-0,1	0,3	0,0	1,6	-0,1	-0,1	-0,2	0,1	0,0	-0,3	
Castelo Bode	-0,1	0,0	-0,1	-0,2	0,1	-0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	-0,5	
Picote	0,1	0,0	-0,3	-0,1	0,0	-0,3	0,1	0,2	-0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	0,0	-0,6	
Pocinho	-0,5	-0,1	0,5	0,1	0,4	0,3	-0,1	0,1	0,4	0,1	0,4	0,8	-0,4	-0,2	0,0	0,0	0,0	-0,6	
Regua	-0,2	-0,2	-0,5	-0,3	0,1	-1,1	0,0	0,1	-0,2	-0,1	0,2	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-1,0	
Torrao	0,1	-0,1	-0,4	-0,1	0,0	-0,4	0,3	0,1	-0,1	0,1	0,1	0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,9	
V.Nova II(Frades)	1,2	0,1	0,1	0,0	0,6	2,0	1,1	0,3	0,3	0,2	0,5	2,4	0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,1	-0,3	
Valeira	0,3	-0,2	-0,9	-0,2	0,3	-0,8	0,6	0,2	-0,6	-0,2	0,3	0,3	-0,3	-0,3	-0,4	0,0	0,0	-1,1	
EDP com CMEC	3,0	0,7	-2,2	-0,1	1,8	3,1	4,4	2,8	-0,3	1,2	2,0	10,2	-1,4	-2,2	-2,0	-1,3	-0,3	-7,1	
Alqueva	0,9	1,3	4,0	3,7	0,1	10,1	0,8	1,1	3,8	3,6	0,2	9,4	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,6	
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	
Bemposta II	0,0	0,0	2,1	6,6	2,1	10,9	0,0	0,0	1,9	6,3	1,7	10,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,9	
Picote II	0,0	0,0	1,9	4,7	2,2	8,8	0,0	0,0	1,8	4,8	1,8	8,4	0,0	0,0	0,1	-0,1	0,4	0,4	
CC. Ribatejo 1	-0,7	-0,4	-0,2	0,1	0,0	-1,3	-0,6	-0,5	-0,2	0,1	0,0	-1,2	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	
CC. Ribatejo 2	-0,3	-0,9	-0,1	-0,1	0,0	-1,3	-0,1	-1,0	-0,1	-0,1	0,0	-1,3	-0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
CC. Ribatejo 3	0,6	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,8	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	
CC. Lares 1	2,0	4,2	5,1	0,4	0,2	11,8	1,9	3,4	4,6	0,4	0,2	10,5	0,1	0,7	0,5	0,0	0,0	1,3	
CC. Lares 2	4,1	1,6	1,2	0,4	0,0	7,4	4,1	1,4	1,1	0,4	0,0	7,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	
EDP sem CMEC	6,6	5,7	14,2	15,7	4,6	46,7	6,9	4,2	13,1	15,4	3,9	43,6	-0,3	1,4	1,1	0,3	0,7	3,1	
Pego coal 1	0,4	0,9	-1,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,6	-0,5	0,1	0,0	0,5	0,2	0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,4	
Pego coal 2	0,4	0,9	-0,5	0,1	0,0	0,8	0,1	0,6	0,0	0,3	0,0	1,0	0,3	0,3	-0,5	-0,2	0,0	-0,2	
REN Trading	0,8	1,8	-1,6	0,0	-0,1	0,9	0,3	1,2	-0,5	0,4	0,0	1,5	0,5	0,5	-1,2	-0,4	-0,1	-0,6	
Agueira	0,0	-0,3	0,4	-0,1	0,1	0,1	-0,2	-0,4	0,4	0,0	0,4	0,2	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,1	
CC. Pego. G3	0,0	0,3	2,8	0,0	0,0	3,2	0,0	0,3	2,4	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4	
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	
Outros	0,0	0,0	3,6	0,1	0,1	3,9	-0,2	-0,1	2,9	0,1	0,4	3,2	0,3	0,1	0,6	0,0	-0,3	0,7	
Total	10,4	8,2	13,9	15,7	6,4	54,6	11,4	8,3	15,3	17,2	6,4	58,5	-1,0	-0,1	-1,4	-1,4	0,0	-3,9	

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

D.II. SENSIBILIDADE DE UMA SOBRECENSAÇÃO ESTIMADA PARA O PRESSUPOSTO DE PRÉMIO DE RISCO

Tabela 8: Impacto estimado nas margens das unidades da simulação de mercado para diferentes prémios de risco. Efeito de quantidade.

Unit	Margem total. prémio de risco 10 €/MW						Margem total. prémio de risco 5 €/MW						Margem total. prémio de risco 0 €/MW					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	-1,6	-1,1	-2,4	-3,5	-0,8	-9,5	-2,0	-1,7	-2,8	-4,4	-1,2	-12,1	-2,4	-2,2	-3,3	-5,3	-1,5	-14,7
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2
Cabril	-0,3	0,7	-1,0	-0,1	-0,1	-0,7	-0,5	0,5	-1,2	-0,3	-0,1	-1,6	-0,7	0,2	-1,4	-0,5	-0,1	-2,5
Castelo Bode	-0,7	-0,4	-0,5	-1,4	-0,2	-3,2	-1,0	-0,6	-0,6	-1,7	-0,1	-4,0	-1,2	-0,7	-0,7	-2,0	-0,1	-4,8
Picote	-0,1	-0,6	-1,0	-1,1	-0,1	-2,9	-0,1	-0,8	-1,2	-1,5	-0,1	-3,7	-0,2	-1,0	-1,4	-1,8	-0,1	-4,5
Pocinho	-2,2	-0,4	0,5	-0,4	-0,2	-2,8	-2,8	-0,6	0,6	-0,4	-0,2	-3,5	-3,3	-0,8	0,7	-0,5	-0,2	-4,1
Regua	-1,2	-1,2	-2,3	-1,7	-0,1	-6,5	-1,5	-1,6	-2,7	-2,0	-0,2	-8,0	-1,9	-2,1	-3,0	-2,3	-0,2	-9,5
Torrao	-0,4	-0,4	-1,4	-1,1	-0,1	-3,5	-0,7	-0,7	-1,7	-1,5	-0,2	-4,8	-0,9	-1,0	-2,0	-1,8	-0,3	-6,0
V.Nova II(Frades)	0,2	-0,5	-1,4	-1,4	0,1	-3,0	0,3	-0,8	-1,6	-1,7	0,2	-3,6	0,5	-1,0	-1,9	-2,1	0,2	-4,2
Valeira	-2,0	-1,7	-3,5	-2,0	-0,1	-9,3	-2,6	-2,3	-4,1	-2,4	-0,1	-11,5	-3,1	-3,0	-4,7	-2,9	-0,1	-13,8
EDP com CMEC	-8,5	-5,6	-12,9	-12,8	-1,6	-41,5	-10,8	-8,6	-15,3	-16,0	-2,1	-52,9	-13,1	-11,6	-17,7	-19,1	-2,6	-64,2
Alqueva	-0,4	0,4	1,4	0,9	-0,1	2,2	-0,1	0,9	2,0	1,6	-0,1	4,3	0,1	1,4	2,5	2,4	-0,1	6,3
Alqueva II	0,0	0,0	0,0	-0,7	-0,1	-0,9	0,0	0,0	0,1	-0,5	-0,2	-0,6	0,0	0,0	0,1	-0,4	-0,2	-0,4
Bemposta II	0,0	0,0	1,1	2,8	1,1	5,0	0,0	0,0	1,7	3,8	1,5	7,0	0,0	0,0	2,2	4,8	2,0	8,9
Picote II	0,0	0,0	1,0	2,2	1,1	4,3	0,0	0,0	1,6	3,5	1,6	6,8	0,0	0,0	2,2	4,9	2,1	9,2
CC. Ribatejo 1	-1,5	-0,8	-0,2	-0,1	0,0	-2,6	-1,4	-0,6	-0,2	-0,1	0,0	-2,3	-1,3	-0,4	-0,2	-0,2	0,0	-2,1
CC. Ribatejo 2	-0,9	-0,8	-0,1	0,0	0,0	-1,7	-0,7	-0,4	0,0	0,0	0,0	-1,2	-0,4	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,6
CC. Ribatejo 3	-0,9	-0,2	0,0	0,0	0,0	-1,0	-1,0	-0,2	0,0	0,0	0,0	-1,2	-1,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	-1,3
CC. Lares 1	0,3	1,0	2,2	0,0	0,1	3,6	0,6	1,8	3,1	0,1	0,1	5,7	0,8	2,7	4,0	0,2	0,0	7,7
CC. Lares 2	-0,3	0,2	0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,6	0,3	0,1	0,0	0,9	0,2	1,0	0,4	0,2	0,0	1,8
EDP sem CMEC	-3,6	-0,3	5,6	4,9	2,1	8,8	-2,7	2,0	8,4	8,4	3,0	19,2	-1,8	4,4	11,2	11,9	3,9	29,6
Pego coal 1	0,0	0,4	-3,1	-0,8	0,0	-3,6	0,4	0,7	-3,5	-1,1	-0,1	-3,6	0,9	1,1	-3,9	-1,4	-0,2	-3,6
Pego coal 2	0,1	0,4	-2,6	-0,8	0,0	-2,9	0,6	0,7	-2,9	-1,1	-0,1	-2,8	1,1	1,0	-3,2	-1,3	-0,2	-2,6
REN Trading	0,1	0,7	-5,7	-1,6	-0,1	-6,6	1,1	1,4	-6,4	-2,2	-0,2	-6,4	2,0	2,1	-7,2	-2,8	-0,4	-6,3
Aguieira	-0,1	-0,3	-0,4	-1,2	-1,3	-3,2	0,4	-0,1	-0,2	-0,9	-1,6	-2,3	0,9	0,1	0,0	-0,7	-1,8	-1,5
CC. Pego. G3	0,0	-0,2	-0,9	0,0	0,0	-1,2	0,0	-0,3	-0,8	0,0	0,0	-1,1	0,0	-0,4	-0,6	0,0	0,0	-1,0
CC. Pego. G4	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	-0,4	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,3	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,2
Outros	-0,1	-0,6	-1,6	-1,2	-1,3	-4,8	0,4	-0,5	-1,2	-0,9	-1,6	-3,7	0,9	-0,4	-0,7	-0,6	-1,8	-2,6
Total	-12,0	-5,8	-14,6	-10,7	-1,0	-44,1	-12,0	-5,6	-14,5	-10,6	-1,0	-43,8	-12,0	-5,5	-14,4	-10,6	-1,0	-43,5

Fonte: The Brattle Group

Tabela 9: Impacto estimado nas margens das unidades da simulação de mercado para diferentes prémios de risco. Efeito de quantidade.

Unit	Total margin. prêmio de risco 10 €/MW						Total margin. prêmio de risco 5 €/MW						Total margin. prêmio de risco 0 €/MW					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	2,0	0,0	-0,3	0,3	0,4	2,4	2,9	0,1	-0,3	0,5	0,6	4,0	3,9	0,3	-0,2	0,8	0,8	5,6
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	1,2	-0,3	0,4	0,0	1,3	0,0	1,2	-0,3	0,4	0,0	1,3	0,1	1,2	-0,3	0,4	0,0	1,3
Castelo Bode	-0,1	0,0	-0,1	-0,2	0,1	-0,3	-0,1	0,3	-0,1	-0,1	0,2	0,2	0,0	0,5	-0,1	0,0	0,3	0,7
Picote	0,1	0,0	-0,3	-0,1	0,0	-0,3	0,2	0,1	-0,3	-0,1	0,0	-0,1	0,3	0,3	-0,3	-0,1	0,0	0,2
Pocinho	-0,5	-0,1	0,5	0,1	0,4	0,3	-0,5	0,0	0,7	0,3	0,6	0,9	-0,5	0,1	0,8	0,5	0,8	1,6
Regua	-0,2	-0,2	-0,5	-0,3	0,1	-1,1	-0,1	0,0	-0,4	0,0	0,2	-0,3	0,0	0,2	-0,2	0,2	0,2	0,5
Torrao	0,1	-0,1	-0,4	-0,1	0,0	-0,4	0,2	-0,1	-0,4	-0,1	0,0	-0,4	0,2	-0,1	-0,4	-0,1	0,0	-0,3
V.Nova II(Frades)	1,2	0,1	0,1	0,0	0,6	2,0	1,8	0,2	0,4	0,2	0,7	3,3	2,3	0,3	0,6	0,5	0,9	4,6
Valeira	0,3	-0,2	-0,9	-0,2	0,3	-0,8	0,5	0,1	-0,6	0,1	0,4	0,6	0,8	0,5	-0,3	0,5	0,6	2,0
EDP com CMEC	3,0	0,7	-2,2	-0,1	1,8	3,1	5,0	2,0	-1,2	1,2	2,7	9,6	7,0	3,3	-0,2	2,5	3,6	16,1
Alqueva	0,9	1,3	4,0	3,7	0,1	10,1	1,9	2,9	5,7	5,8	0,3	16,5	2,8	4,5	7,3	7,9	0,5	23,0
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	-0,2	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	0,0	0,2	0,6	0,1	1,0
Bemposta II	0,0	0,0	2,1	6,6	2,1	10,9	0,0	0,0	3,4	9,2	2,9	15,5	0,0	0,0	4,7	11,8	3,7	20,2
Picote II	0,0	0,0	1,9	4,7	2,2	8,8	0,0	0,0	3,2	7,4	3,1	13,8	0,0	0,1	4,5	10,1	4,0	18,7
CC. Ribatejo 1	-0,7	-0,4	-0,2	0,1	0,0	-1,3	0,4	0,2	0,0	0,2	0,0	0,7	1,6	0,8	0,1	0,3	0,0	2,8
CC. Ribatejo 2	-0,3	-0,9	-0,1	-0,1	0,0	-1,3	0,9	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,9	2,1	0,7	0,1	0,2	0,0	3,0
CC. Ribatejo 3	0,6	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8
CC. Lares 1	2,0	4,2	5,1	0,4	0,2	11,8	3,2	7,9	7,2	1,0	0,2	19,5	4,4	11,6	9,3	1,6	0,2	27,1
CC. Lares 2	4,1	1,6	1,2	0,4	0,0	7,4	6,6	3,6	1,9	1,0	0,0	13,0	9,1	5,5	2,5	1,5	0,0	18,6
EDP sem CMEC	6,6	5,7	14,2	15,7	4,6	46,7	15,1	14,4	21,5	24,9	6,5	82,5	23,7	23,2	28,9	34,1	8,4	118,3
Pego coal 1	0,4	0,9	-1,1	-0,1	0,0	0,1	1,2	1,9	-0,4	0,2	0,0	2,8	1,9	2,8	0,2	0,6	0,0	5,5
Pego coal 2	0,4	0,9	-0,5	0,1	0,0	0,8	1,2	1,7	0,2	0,3	0,0	3,4	1,9	2,6	0,9	0,6	0,0	6,0
REN Trading	0,8	1,8	-1,6	0,0	-0,1	0,9	2,3	3,6	-0,3	0,6	0,0	6,2	3,9	5,4	1,1	1,2	0,0	11,5
Aguieira	0,0	-0,3	0,4	-0,1	0,1	0,1	0,6	0,1	0,9	0,5	0,3	2,4	1,2	0,5	1,4	1,1	0,4	4,6
CC. Pego. G3	0,0	0,3	2,8	0,0	0,0	3,2	0,0	0,5	4,2	0,1	0,0	4,8	0,0	0,7	5,6	0,2	0,0	6,5
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,5	0,0	0,1	1,0	0,2	0,0	1,3	0,0	0,1	1,5	0,4	0,0	2,0
Outros	0,0	0,0	3,6	0,1	0,1	3,9	0,6	0,7	6,0	0,9	0,3	8,5	1,2	1,3	8,5	1,6	0,4	13,1
Total	10,4	8,2	13,9	15,7	6,4	54,6	23,1	20,7	26,1	27,6	9,4	106,8	35,8	33,2	38,3	39,4	12,3	159,0

Fonte: The Brattle Group

D.III. ESTIMATIVA DE RESULTADOS REAIS

Tabela 10: Margens estimadas das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014)

Unit	Margem total						Margem em capacidade						Margem em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	2,3	0,3	0,2	0,5	0,2	3,4	1,5	0,1	0,1	0,3	0,0	2,1	0,8	0,1	0,0	0,1	0,2	1,3
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Castelo Bode	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1	0,7	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,4
Picote	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
Pocinho	0,0	0,2	0,9	0,2	0,4	1,7	0,0	0,1	0,8	0,2	0,3	1,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,3
Regua	0,1	0,4	0,8	0,4	0,1	1,8	0,0	0,2	0,7	0,4	0,1	1,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,5
Torrao	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
V.Nova II(Frades)	1,3	0,3	0,9	0,2	0,6	3,2	0,9	0,2	0,8	0,1	0,4	2,3	0,4	0,1	0,1	0,0	0,2	0,8
Valeira	1,0	0,8	1,4	0,7	0,3	4,1	0,7	0,5	1,2	0,6	0,2	3,2	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,9
EDP com CMEC	4,9	2,3	4,2	2,1	1,7	15,2	3,3	1,1	3,7	1,7	0,9	10,7	1,7	1,2	0,5	0,4	0,8	4,5
Alqueva	1,6	2,9	6,1	5,4	0,2	16,2	1,0	1,9	5,5	4,9	0,1	13,4	0,6	1,0	0,6	0,4	0,1	2,8
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Bemposta II	0,0	0,0	2,9	8,3	2,3	13,6	0,0	0,0	2,7	7,5	1,6	11,9	0,0	0,0	0,2	0,8	0,6	1,7
Picote II	0,0	0,0	2,4	5,5	2,4	10,4	0,0	0,0	2,3	5,4	1,7	9,4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7	1,0
CC. Ribatejo 1	-0,1	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	-0,5	-0,5	-0,1	0,2	0,0	-0,9	0,4	0,4	0,1	0,0	0,0	0,9
CC. Ribatejo 2	0,3	-0,6	0,0	0,1	0,0	-0,3	0,1	-1,0	-0,1	0,0	0,0	-1,0	0,2	0,4	0,1	0,1	0,0	0,7
CC. Ribatejo 3	1,5	-0,1	0,0	0,0	0,0	1,4	0,9	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,8	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7
CC. Lares 1	2,6	7,3	7,1	0,8	0,0	17,8	2,0	4,5	6,0	0,7	0,0	13,2	0,6	2,8	1,1	0,1	0,0	4,6
CC. Lares 2	4,6	2,4	1,7	0,8	0,0	9,5	3,6	1,3	1,4	0,7	0,0	7,0	1,0	1,1	0,3	0,1	0,0	2,5
EDP sem CMEC	10,4	11,8	20,4	21,3	5,0	68,9	7,0	6,1	17,8	19,5	3,5	54,0	3,4	5,7	2,6	1,7	1,5	14,9
Pego coal 1	0,6	2,0	3,3	1,5	0,0	0,0	0,2	1,2	2,6	1,2	0,0	0,0	0,4	0,8	0,7	0,3	0,0	0,0
Pego coal 2	0,6	1,9	3,5	1,2	0,0	0,0	0,2	1,1	2,8	1,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,7	0,2	0,0	0,0
REN Trading	1,2	3,9	6,7	2,7	0,0	0,0	0,4	2,3	5,4	2,1	0,0	0,0	0,8	1,6	1,3	0,6	0,0	0,0
Aguieira	0,1	0,0	1,0	0,3	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	0,8	0,2	-0,3	-0,1	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	-0,1
CC. Pego. G3	0,0	0,5	5,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,5	0,1	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,0	1,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0
Outros	0,1	0,6	7,9	0,7	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	5,5	0,4	-0,3	-0,1	0,3	0,5	2,4	0,3	0,2	-0,1
Total	16,7	18,5	39,2	26,8	6,7	6,7	10,5	9,5	32,4	23,8	4,2	6,7	6,2	8,9	6,8	3,0	2,5	6,7

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 11: Receitas estimadas das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014)

Unit	Custos totais						Custos de capacity						Custos de energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	7,7	1,4	0,5	1,9	1,4	12,9	6,2	1,0	0,4	1,4	0,9	9,9	1,5	0,4	0,1	0,6	0,5	3,0
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Castelo Bode	0,1	1,9	0,3	0,7	0,6	3,6	0,1	1,4	0,2	0,5	0,5	2,8	0,0	0,5	0,1	0,1	0,1	0,8
Picote	0,7	1,2	0,1	0,0	0,0	2,1	0,6	0,9	0,1	0,0	0,0	1,6	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5
Pocinho	0,0	0,9	2,3	1,7	1,4	6,2	0,0	0,7	1,9	1,2	1,1	5,0	0,0	0,2	0,3	0,4	0,3	1,3
Regua	0,6	1,9	2,2	2,1	0,3	7,1	0,4	1,4	1,9	1,6	0,2	5,5	0,2	0,5	0,4	0,5	0,1	1,6
Torrao	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
V.Nova II(Frades)	3,9	0,9	2,6	1,8	1,4	10,6	3,4	0,6	2,2	1,4	1,1	8,7	0,5	0,2	0,5	0,4	0,2	1,8
Valeira	2,2	2,9	3,6	3,0	0,9	12,5	1,8	2,1	3,0	2,3	0,7	9,8	0,4	0,8	0,6	0,7	0,2	2,7
EDP com CMEC	15,7	11,2	11,7	11,2	6,0	55,9	12,9	8,3	9,8	8,5	4,7	44,1	2,8	3,0	1,9	2,7	1,4	11,8
Alqueva	6,4	12,7	19,3	18,9	1,1	58,4	4,9	9,1	15,8	14,7	0,8	45,4	1,5	3,6	3,5	4,2	0,2	13,0
Alqueva II	0,0	0,0	0,9	3,7	0,5	5,1	0,0	0,0	0,7	2,9	0,4	4,1	0,0	0,0	0,2	0,8	0,1	1,0
Bemposta II	0,0	0,1	15,7	26,2	6,2	48,1	0,0	0,1	13,0	21,5	5,1	39,7	0,0	0,0	2,6	4,7	1,1	8,4
Picote II	0,0	0,4	15,4	26,5	7,1	49,4	0,0	0,3	12,9	22,3	5,8	41,3	0,0	0,1	2,5	4,2	1,3	8,1
CC. Ribatejo 1	7,7	4,5	2,0	0,8	0,0	15,0	5,5	3,0	1,5	0,6	0,0	10,5	2,2	1,5	0,5	0,2	0,0	4,5
CC. Ribatejo 2	9,1	6,0	0,6	1,0	0,0	16,7	7,1	4,0	0,5	0,6	0,0	12,2	2,0	2,0	0,1	0,4	0,0	4,6
CC. Ribatejo 3	11,2	0,6	0,1	0,1	0,0	12,1	8,3	0,4	0,1	0,1	0,0	8,9	2,9	0,3	0,0	0,0	0,0	3,2
CC. Lares 1	8,5	30,7	27,0	5,9	0,0	72,1	6,5	20,9	21,2	4,0	0,0	52,7	1,9	9,8	5,8	1,8	0,0	19,3
CC. Lares 2	17,4	13,2	7,7	5,1	0,0	43,3	13,4	9,2	5,9	3,6	0,0	32,0	4,0	4,0	1,8	1,5	0,0	11,4
EDP sem CMEC	60,3	68,2	88,7	88,1	14,8	320,1	45,8	46,9	71,6	70,2	12,1	246,7	14,5	21,2	17,0	17,9	2,7	73,4
Pego coal 1	4,6	7,2	7,2	3,4	0,0	0,0	3,4	5,7	5,8	2,6	0,0	0,0	1,2	1,6	1,4	0,7	0,0	0,0
Pego coal 2	4,5	6,8	7,6	2,7	0,0	0,0	3,3	5,4	6,1	2,1	0,0	0,0	1,2	1,4	1,5	0,6	0,0	0,0
REN Trading	9,1	14,0	14,9	6,1	0,1	0,1	6,7	11,1	12,0	4,7	0,1	0,1	2,4	3,0	2,9	1,3	0,0	0,1
Aguieira	4,1	2,6	5,5	5,2	0,8	0,8	3,6	2,1	4,4	4,3	0,6	0,8	0,6	0,5	1,1	0,9	0,2	0,8
CC. Pego. G3	0,0	1,9	16,5	0,7	0,0	0,0	0,0	1,2	12,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,7	4,4	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,2	6,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,1	4,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,3	0,0	0,0
Outros	4,1	4,7	28,1	6,9	0,8	0,8	3,6	3,5	20,8	5,5	0,6	0,8	0,6	1,2	7,2	1,4	0,2	0,8
Total	89,3	98,1	143,3	112,3	21,8	21,8	69,0	69,7	114,2	88,9	17,4	21,8	20,3	28,4	29,1	23,4	4,4	21,8

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 12: Custos estimados das unidades com resultados do mercado atual (até 31 de março de 2014)

Unit	Total costs						Costs of capacity						Costs of energy					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	5,4	1,1	0,4	1,5	1,2	9,5	4,7	0,9	0,3	1,0	0,9	7,9	0,7	0,3	0,1	0,4	0,2	1,7
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Castelo Bode	0,1	1,6	0,2	0,5	0,5	2,9	0,1	1,3	0,2	0,4	0,5	2,5	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,5
Picote	0,7	1,2	0,1	0,0	0,0	2,1	0,6	1,0	0,1	0,0	0,0	1,7	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3
Pocinho	0,0	0,7	1,4	1,5	0,9	4,5	0,0	0,6	1,1	1,1	0,8	3,6	0,0	0,2	0,3	0,4	0,2	1,0
Regua	0,5	1,5	1,4	1,7	0,2	5,3	0,4	1,2	1,2	1,2	0,2	4,2	0,1	0,3	0,3	0,5	0,0	1,1
Torrao	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V.Nova II(Frades)	2,6	0,6	1,7	1,6	0,8	7,4	2,4	0,5	1,4	1,3	0,8	6,4	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	1,0
Valeira	1,2	2,1	2,2	2,3	0,6	8,4	1,1	1,6	1,8	1,7	0,5	6,6	0,1	0,5	0,4	0,6	0,1	1,8
EDP com CMEC	10,8	9,0	7,5	9,1	4,3	40,7	9,6	7,2	6,1	6,7	3,8	33,4	1,1	1,8	1,4	2,4	0,6	7,3
Alqueva	4,8	9,8	13,2	13,6	0,8	42,2	3,9	7,2	10,3	9,8	0,7	31,9	0,9	2,6	2,9	3,8	0,1	10,2
Alqueva II	0,0	0,0	0,8	3,6	0,4	4,8	0,0	0,0	0,6	2,8	0,4	3,9	0,0	0,0	0,1	0,7	0,0	0,9
Bemposta II	0,0	0,1	12,7	17,8	3,9	34,5	0,0	0,1	10,3	14,0	3,4	27,8	0,0	0,0	2,4	3,8	0,5	6,7
Picote II	0,0	0,4	13,0	21,0	4,7	39,0	0,0	0,3	10,6	16,9	4,1	31,9	0,0	0,1	2,4	4,1	0,6	7,1
CC. Ribatejo 1	7,8	4,7	2,0	0,6	0,0	15,0	6,0	3,5	1,6	0,4	0,0	11,5	1,8	1,2	0,4	0,2	0,0	3,6
CC. Ribatejo 2	8,8	6,6	0,7	1,0	0,0	17,0	7,0	5,0	0,6	0,6	0,0	13,1	1,8	1,6	0,1	0,4	0,0	3,8
CC. Ribatejo 3	9,7	0,7	0,1	0,1	0,0	10,6	7,5	0,5	0,1	0,1	0,0	8,1	2,3	0,2	0,0	0,0	0,0	2,5
CC. Lares 1	5,9	23,4	19,9	5,0	0,0	54,2	4,5	16,4	15,2	3,3	0,0	39,5	1,4	7,0	4,7	1,7	0,0	14,8
CC. Lares 2	12,8	10,8	5,9	4,3	0,0	33,8	9,8	7,9	4,4	2,9	0,0	25,0	3,0	2,9	1,5	1,4	0,0	8,8
EDP sem CMEC	49,9	56,4	68,3	66,9	9,8	251,2	38,8	40,8	53,8	50,7	8,6	192,7	11,1	15,6	14,4	16,2	1,2	58,5
Pego coal 1	4,0	5,3	4,0	1,9	0,0	0,0	3,2	4,5	3,2	1,5	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,4	0,0	0,0
Pego coal 2	4,0	4,9	4,2	1,5	0,0	0,0	3,2	4,3	3,4	1,1	0,0	0,0	0,8	0,6	0,8	0,4	0,0	0,0
REN Trading	7,9	10,2	8,2	3,4	0,0	0,0	6,3	8,8	6,6	2,6	0,0	0,0	1,6	1,4	1,6	0,8	0,0	0,0
Aguieira	4,0	2,6	4,5	4,9	0,9	0,9	3,8	2,4	3,6	4,1	0,9	0,9	0,3	0,2	0,9	0,8	0,0	0,9
CC. Pego. G3	0,0	1,4	10,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,9	7,9	0,5	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,1	4,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,1	3,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,2	0,0	0,0
Outros	4,0	4,1	20,1	6,2	0,9	0,9	3,8	3,4	15,3	5,1	0,9	0,9	0,3	0,7	4,8	1,1	0,0	0,9
Total	72,6	79,7	104,1	85,6	15,1	15,1	52,2	51,4	75,2	62,5	13,2	15,1	12,5	18,1	20,7	19,7	1,8	15,1

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 13: Capacidade atual distribuída e distribuição energética estimada (até 31 de março de 2014)

Unit	Banda regulação secundária						Energia líquida de regulação secundária					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GW
Alto Lindoso	184	37	11	43	40	314	23	6	1	8	9	47
Bemposta	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0
Cabril	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Castelo Bode	4	51	5	14	20	94	0	6	1	2	3	13
Picote	20	27	2	1	1	51	2	4	0	0	0	6
Pocinho	0	21	38	39	41	140	0	3	4	7	7	20
Regua	17	42	37	49	11	157	2	6	5	8	2	23
Torrao	10	3	1	0	0	14	1	0	0	0	0	2
V.Nova II(Frades)	111	18	48	45	35	257	5	2	6	6	5	24
Valeira	54	63	60	68	28	273	6	10	8	12	5	41
EDP com CMEC	402	261	201	259	180	1.303	40	37	25	43	31	176
Alqueva	185	318	337	421	32	1.294	24	43	43	67	4	181
Alqueva II	0	0	15	81	15	111	0	0	2	12	2	17
Bemposta II	0	2	260	519	158	937	0	0	36	84	25	145
Picote II	0	9	261	541	179	990	0	1	33	78	28	140
CC. Ribatejo 1	233	124	36	15	0	408	35	21	6	3	0	65
CC. Ribatejo 2	239	158	16	24	0	437	35	28	2	5	0	69
CC. Ribatejo 3	309	15	4	2	0	330	48	3	0	0	0	52
CC. Lares 1	236	745	420	128	0	1.529	34	131	71	25	0	261
CC. Lares 2	504	386	125	111	0	1.127	69	59	22	21	0	171
EDP sem CMEC	1.707	1.755	1.474	1.842	384	7.162	245	287	215	296	59	1.101
Pego coal 1	155	188	132	63	1	1	20	17	19	12	0	1
Pego coal 2	152	175	140	51	1	1	20	14	21	10	0	1
REN Trading	307	363	271	114	2	2	40	31	40	22	0	2
Aguieira	120	82	102	118	27	27	6	4	13	14	4	27
CC. Pego. G3	0	41	271	16	0	0	0	8	54	3	0	0
CC. Pego. G4	0	4	117	21	0	0	0	1	24	3	0	0
Outros	120	127	490	155	27	27	6	12	91	20	4	27
Total	2.535	2.143	2.165	2.256	591	591	330	367	370	382	95	591

Fonte: The Brattle Group

D.IV. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO DE QUANTIDADE)

Tabela 14: Margens estimadas das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014)

Unit	Margem total						Margem em capacidade						Margem em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €	milh. €
Alto Lindoso	3,9	1,4	2,6	4,0	1,0	12,9	3,0	0,7	2,0	3,3	0,7	9,7	1,0	0,7	0,5	0,6	0,4	3,2
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,3	-0,7	1,0	0,1	0,1	0,7	0,2	-0,8	0,8	0,2	0,0	0,4	0,1	0,1	0,2	-0,1	0,0	0,3
Miranda II	0,8	0,8	0,6	1,5	0,2	3,9	0,6	0,4	0,5	1,3	0,2	3,0	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,9
Picote	0,1	0,6	1,0	1,1	0,1	3,0	0,1	0,3	0,8	0,9	0,1	2,2	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,7
Pocinho	2,2	0,6	0,4	0,6	0,6	4,5	1,8	0,4	0,4	0,6	0,5	3,6	0,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,9
Regua	1,3	1,6	3,0	2,2	0,2	8,3	1,0	1,1	2,6	2,0	0,1	6,8	0,3	0,5	0,4	0,2	0,1	1,5
Torrao	0,7	0,5	1,4	1,1	0,1	3,8	0,5	0,2	1,1	1,0	0,0	2,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,9
V.Nova II(Frades)	1,1	0,8	2,3	1,6	0,4	6,1	0,9	0,5	1,9	1,4	0,3	4,9	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1	1,2
Valeira	3,0	2,5	4,9	2,7	0,4	13,4	2,4	1,8	4,4	2,6	0,3	11,5	0,6	0,6	0,5	0,1	0,1	2,0
EDP com CMEC	13,4	7,9	17,1	14,9	3,4	56,7	10,4	4,6	14,7	13,2	2,3	45,1	3,1	3,3	2,5	1,7	1,1	11,6
Alqueva	2,0	2,5	4,6	4,5	0,3	14,0	1,5	1,7	4,2	4,1	0,2	11,8	0,5	0,8	0,4	0,3	0,1	2,2
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	0,8	0,2	1,1	0,0	0,0	0,1	0,8	0,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Bemposta II	0,0	0,0	1,8	5,5	1,2	8,6	0,0	0,0	1,8	5,0	0,9	7,7	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,8
Picote II	0,0	0,0	1,4	3,3	1,3	6,1	0,0	0,0	1,4	3,1	0,9	5,4	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7
CC. Ribatejo 1	1,4	0,7	0,2	0,3	0,0	2,6	0,9	0,4	0,1	0,3	0,0	1,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,9
CC. Ribatejo 2	1,2	0,2	0,0	0,1	0,0	1,5	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,4	0,2	0,0	0,1	0,0	0,7
CC. Ribatejo 3	2,4	0,1	0,0	0,0	0,0	2,5	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8
CC. Lares 1	2,2	6,3	4,9	0,8	-0,1	14,2	1,7	4,3	4,3	0,7	-0,1	10,9	0,5	2,0	0,6	0,1	0,0	3,3
CC. Lares 2	4,9	2,2	1,6	0,9	0,0	9,6	3,8	1,4	1,4	0,8	0,0	7,4	1,1	0,9	0,2	0,1	0,0	2,2
EDP sem CMEC	14,0	12,1	14,7	16,3	3,0	60,1	10,3	7,8	13,3	14,8	2,1	48,4	3,7	4,2	1,5	1,5	0,8	11,8
Pego coal 1	0,6	1,6	6,4	2,3	0,1	0,0	0,4	1,1	5,1	1,8	0,0	0,0	0,2	0,5	1,3	0,5	0,1	0,0
Pego coal 2	0,5	1,5	6,1	2,0	0,1	0,0	0,3	1,0	4,9	1,6	0,0	0,0	0,1	0,5	1,2	0,4	0,0	0,0
REN Trading	1,1	3,1	12,5	4,3	0,1	0,0	0,8	2,1	9,9	3,4	0,0	0,0	0,3	1,0	2,5	0,9	0,1	0,0
Aguieira	0,2	0,3	1,3	1,5	1,3	-0,1	0,1	0,1	1,1	1,3	0,7	-0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	-0,1
CC. Pego. G3	0,0	0,8	6,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	5,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	1,1	0,0	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,1	1,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0
Outros	0,2	1,1	9,5	1,9	1,3	-0,1	0,1	0,7	7,8	1,6	0,7	-0,1	0,1	0,4	1,8	0,3	0,5	-0,1
Total	28,7	24,2	53,9	37,4	7,7	6,7	21,6	15,2	45,6	33,0	5,1	6,7	7,2	9,0	8,2	4,4	2,5	6,7

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 15: Receitas estimadas das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014)

Unit	Total Receitas						Receitas em capacidade						Receitas em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	10,5	5,7	5,7	10,9	3,8	36,6	8,4	3,8	4,2	8,5	3,0	27,8	2,1	1,9	1,5	2,4	0,8	8,7
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	1,3	2,3	2,3	2,1	0,1	8,1	1,1	1,6	1,8	1,7	0,1	6,3	0,2	0,7	0,5	0,4	0,0	1,8
Castelo Bode	2,1	3,3	1,5	3,7	0,5	11,0	1,6	2,3	1,1	2,9	0,4	8,4	0,4	1,0	0,4	0,7	0,1	2,6
Picote	1,1	3,1	2,5	3,2	0,1	10,1	0,8	2,3	2,0	2,5	0,1	7,8	0,3	0,8	0,5	0,7	0,0	2,3
Pocinho	4,5	2,4	1,1	1,8	1,5	11,4	3,8	1,8	0,9	1,5	1,2	9,2	0,7	0,7	0,2	0,3	0,3	2,2
Regua	3,2	5,5	6,7	5,1	0,7	21,2	2,6	4,1	5,4	4,1	0,6	16,7	0,6	1,5	1,4	1,0	0,2	4,6
Torrao	2,2	2,2	3,7	3,3	0,6	12,1	1,7	1,6	2,9	2,7	0,5	9,3	0,4	0,7	0,9	0,6	0,2	2,8
V.Nova II(Frades)	3,1	2,9	5,6	5,3	1,0	17,8	2,6	2,1	4,4	4,2	0,8	14,2	0,5	0,8	1,2	1,1	0,2	3,7
Valeira	6,7	8,0	10,4	7,5	1,1	33,7	5,5	5,9	8,4	6,0	0,9	26,7	1,2	2,1	2,0	1,5	0,2	7,0
EDP com CMEC	34,7	35,5	39,5	42,8	9,7	162,2	28,2	25,3	31,1	34,1	7,8	126,5	6,5	10,1	8,4	8,7	1,9	35,7
Alqueva	5,2	8,5	13,6	12,2	1,1	40,6	4,1	6,0	10,8	9,6	0,8	31,3	1,1	2,5	2,8	2,6	0,3	9,3
Alqueva II	0,0	0,0	0,2	2,0	0,7	2,9	0,0	0,0	0,2	1,7	0,6	2,4	0,0	0,0	0,1	0,3	0,2	0,6
Bemposta II	0,0	0,0	9,4	16,3	2,7	28,4	0,0	0,0	7,8	13,4	2,2	23,5	0,0	0,0	1,6	2,9	0,5	4,9
Picote II	0,0	0,3	8,5	12,5	3,0	24,4	0,0	0,3	7,1	10,3	2,4	20,0	0,0	0,1	1,4	2,3	0,6	4,4
CC. Ribatejo 1	6,6	2,9	1,7	1,0	0,0	12,3	4,8	2,0	1,3	0,7	0,0	8,7	1,9	0,9	0,5	0,3	0,0	3,6
CC. Ribatejo 2	6,0	3,1	0,4	1,1	0,0	10,5	4,3	2,1	0,2	0,6	0,0	7,2	1,7	1,0	0,1	0,4	0,0	3,3
CC. Ribatejo 3	10,4	0,5	0,1	0,1	0,0	11,1	7,6	0,3	0,1	0,0	0,0	8,1	2,8	0,2	0,0	0,0	0,0	3,0
CC. Lares 1	6,4	22,4	14,8	4,7	0,2	48,5	4,9	15,9	11,8	3,2	0,2	35,9	1,5	6,5	3,0	1,5	0,0	12,5
CC. Lares 2	15,3	10,0	5,3	3,7	0,0	34,4	11,5	7,1	4,2	2,6	0,0	25,4	3,8	3,0	1,1	1,1	0,0	8,9
EDP sem CMEC	50,0	47,8	54,1	53,6	7,8	213,1	37,2	33,6	43,5	42,1	6,2	162,6	12,8	14,1	10,6	11,4	1,6	50,5
Pego coal 1	2,2	4,9	12,9	6,0	0,6	0,0	1,7	3,6	10,5	4,8	0,4	0,0	0,5	1,3	2,4	1,2	0,2	0,0
Pego coal 2	1,7	4,6	12,3	5,1	0,5	0,0	1,3	3,3	10,0	4,1	0,3	0,0	0,4	1,3	2,3	1,0	0,1	0,0
REN Trading	3,9	9,5	25,3	11,1	1,0	0,1	3,0	6,9	20,5	8,8	0,7	0,1	0,9	2,6	4,7	2,2	0,3	0,1
Aguieira	0,7	1,5	3,8	3,2	3,2	0,8	0,5	1,0	2,9	2,6	2,7	0,8	0,1	0,4	1,0	0,6	0,5	0,8
CC. Pego. G3	0,0	2,4	14,5	0,5	0,0	0,0	0,0	1,7	11,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7	3,2	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,3	4,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,2	3,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	0,3	0,0	0,0
Outros	0,7	4,2	22,9	4,5	3,2	0,8	0,5	2,9	17,7	3,5	2,7	0,8	0,1	1,2	5,2	1,0	0,5	0,8
Total	89,2	96,9	141,7	112,0	21,8	21,8	68,9	68,8	112,8	88,6	17,4	21,8	20,4	28,1	28,9	23,4	4,4	21,8

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 16: Custos estimados das unidades (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014)

Unit	Custos totais						Custos de capacity						Custos de energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	6,6	4,3	3,1	7,0	2,7	23,7	5,4	3,1	2,2	5,2	2,3	18,1	1,2	1,2	0,9	1,8	0,4	5,5
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	1,0	3,0	1,3	2,0	0,0	7,4	0,9	2,5	1,0	1,5	0,0	5,9	0,1	0,5	0,3	0,5	0,0	1,5
Castelo Bode	1,3	2,5	0,9	2,1	0,3	7,2	1,1	1,9	0,6	1,6	0,3	5,4	0,3	0,7	0,2	0,5	0,0	1,8
Picote	1,0	2,5	1,5	2,1	0,1	7,1	0,8	2,0	1,1	1,6	0,1	5,5	0,2	0,5	0,4	0,5	0,0	1,6
Pocinho	2,3	1,8	0,7	1,2	0,9	6,9	2,0	1,4	0,5	0,9	0,8	5,6	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1	1,3
Regua	1,9	4,0	3,7	2,9	0,5	13,0	1,6	3,0	2,7	2,2	0,4	9,9	0,3	1,0	1,0	0,8	0,0	3,1
Torrao	1,5	1,8	2,4	2,1	0,5	8,3	1,3	1,3	1,7	1,7	0,4	6,5	0,2	0,5	0,6	0,5	0,1	1,8
V.Nova II(Frades)	2,0	2,1	3,3	3,7	0,6	11,7	1,7	1,6	2,5	2,8	0,5	9,2	0,3	0,5	0,8	0,9	0,1	2,5
Valeira	3,7	5,5	5,5	4,8	0,7	20,2	3,1	4,0	4,0	3,4	0,6	15,2	0,6	1,5	1,5	1,4	0,1	5,0
EDP com CMEC	21,3	27,6	22,3	27,9	6,4	105,5	17,8	20,8	16,4	20,9	5,5	81,4	3,4	6,8	5,9	7,1	0,9	24,1
Alqueva	3,2	6,0	8,9	7,7	0,8	26,6	2,6	4,2	6,6	5,4	0,6	19,5	0,6	1,7	2,4	2,3	0,1	7,1
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	1,2	0,5	1,8	0,0	0,0	0,1	0,9	0,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4
Bemposta II	0,0	0,0	7,6	10,8	1,5	19,9	0,0	0,0	6,0	8,4	1,3	15,7	0,0	0,0	1,5	2,4	0,2	4,1
Picote II	0,0	0,3	7,1	9,2	1,7	18,3	0,0	0,2	5,7	7,2	1,4	14,5	0,0	0,1	1,4	2,0	0,3	3,8
CC. Ribatejo 1	5,3	2,2	1,6	0,6	0,0	9,7	3,9	1,6	1,2	0,4	0,0	7,1	1,4	0,7	0,4	0,2	0,0	2,7
CC. Ribatejo 2	4,8	2,9	0,4	1,0	0,0	9,0	3,5	2,1	0,2	0,6	0,0	6,5	1,3	0,8	0,1	0,4	0,0	2,6
CC. Ribatejo 3	8,1	0,4	0,1	0,0	0,0	8,6	6,0	0,3	0,1	0,0	0,0	6,4	2,1	0,1	0,0	0,0	0,0	2,2
CC. Lares 1	4,2	16,0	9,9	3,8	0,3	34,3	3,1	11,6	7,5	2,5	0,3	25,0	1,0	4,4	2,4	1,3	0,0	9,3
CC. Lares 2	10,4	7,8	3,7	2,8	0,0	24,7	7,7	5,7	2,8	1,9	0,0	18,1	2,7	2,1	0,9	1,0	0,0	6,7
EDP sem CMEC	35,9	35,7	39,3	37,2	4,8	153,0	26,9	25,8	30,2	27,3	4,0	114,2	9,1	9,9	9,1	9,9	0,8	38,7
Pego coal 1	1,6	3,3	6,6	3,6	0,5	0,0	1,2	2,5	5,5	3,0	0,4	0,0	0,3	0,8	1,1	0,7	0,1	0,0
Pego coal 2	1,3	3,1	6,2	3,1	0,4	0,0	1,0	2,3	5,1	2,5	0,3	0,0	0,3	0,8	1,1	0,6	0,1	0,0
REN Trading	2,8	6,4	12,8	6,8	0,9	0,0	2,2	4,8	10,6	5,5	0,7	0,0	0,6	1,6	2,2	1,3	0,2	0,0
Agueira	0,5	1,2	2,5	1,7	2,0	0,9	0,4	0,9	1,8	1,4	2,0	0,9	0,1	0,3	0,7	0,3	0,0	0,9
CC. Pego. G3	0,0	1,6	7,8	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	5,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	2,0	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,2	3,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,2	0,0	0,0
Outros	0,5	3,0	13,3	2,6	2,0	0,9	0,4	2,2	9,9	2,0	2,0	0,9	0,1	0,8	3,4	0,7	0,0	0,9
Total	60,5	72,7	87,8	74,5	14,1	15,1	47,3	53,6	67,1	55,6	12,3	15,1	13,2	19,1	20,7	18,9	1,8	15,1

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 17: Capacidade estimada e distribuição energética (efeito de quantidade, até 31 de março de 2014)

Unit	Banda regulação secundária						Energia líquida de regulação secundária					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GW
Alto Lindoso	257	148	96	228	108	836	35	22	16	40	18	132
Bemposta	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0	1	1
Cabril	39	55	40	45	2	181	4	7	6	7	0	24
Castelo Bode	54	85	26	75	15	256	7	14	5	12	3	40
Picote	31	68	44	67	4	213	4	10	7	12	1	34
Pocinho	104	62	17	41	43	268	12	9	3	5	6	36
Regua	84	133	116	104	20	456	10	19	17	16	3	66
Torrao	55	54	64	66	18	258	7	9	11	11	3	41
V.Nova II(Frades)	76	69	97	113	27	382	9	9	14	18	4	54
Valeira	164	190	177	155	33	718	20	28	25	26	5	104
EDP com CMEC	864	863	676	896	277	3.575	108	126	104	149	44	532
Alqueva	141	219	229	265	32	885	17	29	35	43	5	130
Alqueva II	0	0	4	44	21	69	0	0	1	6	3	10
Bemposta II	0	1	151	324	68	543	0	0	22	52	11	85
Picote II	0	7	142	269	76	494	0	1	20	39	14	74
CC. Ribatejo 1	214	80	37	20	1	353	27	13	5	3	0	48
CC. Ribatejo 2	197	90	10	26	0	323	26	14	2	5	0	46
CC. Ribatejo 3	333	14	3	2	0	351	44	2	0	0	0	46
CC. Lares 1	189	574	247	105	6	1.122	26	86	37	19	1	169
CC. Lares 2	455	301	92	86	0	935	63	43	13	14	0	132
EDP sem CMEC	1.529	1.286	914	1.142	205	5.076	204	187	136	181	34	741
Pego coal 1	67	117	212	125	17	1	8	18	32	20	3	1
Pego coal 2	55	109	204	106	15	1	7	17	31	17	2	1
REN Trading	122	226	415	231	33	2	15	35	63	38	5	2
Agueira	18	43	68	66	78	27	2	6	11	8	12	27
CC. Pego. G3	0	56	244	11	0	0	0	8	39	2	0	0
CC. Pego. G4	0	7	92	17	0	0	0	1	15	3	0	0
Outros	18	105	405	94	78	27	2	14	65	13	12	27
Total	2.533	2.480	2.410	2.363	593	591	329	363	367	381	95	591

Fonte: The Brattle Group

Nota: As diferenças entre a dotação total da reserva real e a estimada são devidos a horas com capacidade insuficiente.

D.V. ESTIMATIVA DE RESULTADOS ALTERNATIVOS (EFEITO TOTAL)

Tabela 18: Margens estimadas das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014)

Unit	Margem total						Margem em capacidade						Margem em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	0,3	0,3	0,5	0,1	-0,2	1,0	-0,7	-0,4	-0,1	-0,5	-0,6	-2,2	1,0	0,7	0,5	0,6	0,4	3,2
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	-1,2	0,3	-0,4	0,0	-1,3	-0,1	-1,3	0,1	-0,3	0,0	-1,6	0,1	0,1	0,2	-0,1	0,0	0,3
Miranda II	0,1	0,3	0,2	0,3	0,0	1,0	-0,1	0,0	0,1	0,1	-0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,9
Picote	-0,1	0,0	0,3	0,1	0,0	0,4	-0,1	-0,3	0,1	-0,1	0,0	-0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,7
Pocinho	0,5	0,3	0,4	0,1	0,1	1,5	0,1	0,0	0,4	0,1	-0,1	0,5	0,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,9
Regua	0,3	0,6	1,3	0,7	0,0	2,8	0,0	0,1	0,9	0,5	-0,1	1,4	0,3	0,5	0,4	0,2	0,1	1,5
Torrao	0,1	0,1	0,4	0,1	0,0	0,7	-0,1	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,9
V.Nova II(Frades)	0,1	0,2	0,8	0,2	0,0	1,1	-0,2	-0,1	0,4	0,0	-0,1	-0,1	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1	1,2
Valeira	0,7	1,0	2,3	0,9	0,0	4,9	0,1	0,3	1,8	0,8	-0,1	2,9	0,6	0,6	0,5	0,1	0,1	2,0
EDP com CMEC	1,9	1,6	6,4	2,2	-0,1	12,1	-1,1	-1,7	3,9	0,5	-1,1	0,5	3,1	3,3	2,5	1,7	1,1	11,6
Alqueva	0,7	1,6	2,1	1,7	0,1	6,1	0,2	0,8	1,7	1,3	0,0	4,0	0,5	0,8	0,4	0,3	0,1	2,2
Alqueva II	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Bemposta II	0,0	0,0	0,8	1,7	0,2	2,7	0,0	0,0	0,8	1,2	-0,1	1,9	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,8
Picote II	0,0	0,1	0,5	0,8	0,2	1,6	0,0	0,0	0,4	0,6	-0,1	0,9	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7
CC. Ribatejo 1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,0	1,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,9
CC. Ribatejo 2	0,6	0,3	0,0	0,2	0,0	1,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0	0,1	0,0	0,7
CC. Ribatejo 3	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,8
CC. Lares 1	0,6	3,1	2,0	0,5	-0,2	6,0	0,1	1,1	1,4	0,3	-0,2	2,7	0,5	2,0	0,6	0,1	0,0	3,3
CC. Lares 2	0,5	0,7	0,5	0,4	0,0	2,1	-0,5	-0,1	0,3	0,3	0,0	-0,1	1,1	0,9	0,2	0,1	0,0	2,2
EDP sem CMEC	3,8	6,1	6,2	5,6	0,5	22,2	0,1	1,9	4,7	4,1	-0,4	10,4	3,7	4,2	1,5	1,5	0,8	11,8
Pego coal 1	0,2	1,1	4,4	1,6	0,1	0,0	0,1	0,6	3,0	1,1	0,0	0,0	0,2	0,5	1,3	0,5	0,1	0,0
Pego coal 2	0,2	1,0	4,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,5	2,8	0,7	0,0	0,0	0,1	0,5	1,2	0,4	0,0	0,0
REN Trading	0,4	2,1	8,4	2,7	0,1	0,0	0,1	1,0	5,8	1,8	0,0	0,0	0,3	1,0	2,5	0,9	0,1	0,0
Aguieira	0,1	0,3	0,6	0,4	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,4	0,2	-0,7	-0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	-0,1
CC. Pego. G3	0,0	0,2	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,1	0,0	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0
Outros	0,1	0,5	4,4	0,6	-0,2	-0,1	0,0	0,1	2,6	0,2	-0,7	-0,1	0,1	0,4	1,8	0,3	0,5	-0,1
Total	6,3	10,3	25,3	11,1	0,3	6,7	-0,9	1,3	17,1	6,6	-2,3	6,7	7,2	9,0	8,2	4,4	2,5	6,7

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 19: Receitas estimadas das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014)

Unit	Total Receitas						Receitas em capacidade						Receitas em energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	6,8	4,6	3,6	7,1	2,5	24,6	4,7	2,7	2,1	4,6	1,7	15,9	2,1	1,9	1,5	2,4	0,8	8,7
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	1,0	1,9	1,6	1,6	0,1	6,1	0,7	1,2	1,1	1,2	0,0	4,3	0,2	0,7	0,5	0,4	0,0	1,8
Castelo Bode	1,4	2,9	1,0	2,5	0,3	8,1	1,0	1,9	0,7	1,7	0,2	5,5	0,4	1,0	0,4	0,7	0,1	2,6
Picote	0,9	2,5	1,8	2,3	0,1	7,6	0,6	1,7	1,3	1,5	0,1	5,2	0,3	0,8	0,5	0,7	0,0	2,3
Pocinho	2,8	2,1	1,1	1,3	1,0	8,3	2,1	1,4	0,9	1,0	0,7	6,1	0,7	0,7	0,2	0,3	0,3	2,2
Regua	2,2	4,5	5,0	3,6	0,5	15,8	1,6	3,1	3,6	2,7	0,3	11,3	0,6	1,5	1,4	1,0	0,2	4,6
Torrao	1,6	1,9	2,7	2,2	0,5	9,0	1,2	1,2	1,9	1,6	0,3	6,2	0,4	0,7	0,9	0,6	0,2	2,8
V.Nova II(Frades)	2,0	2,3	4,1	3,8	0,6	12,8	1,5	1,5	2,9	2,8	0,4	9,2	0,5	0,8	1,2	1,1	0,2	3,7
Valeira	4,4	6,5	7,8	5,7	0,7	25,1	3,2	4,4	5,8	4,2	0,5	18,2	1,2	2,1	2,0	1,5	0,2	7,0
EDP com CMEC	23,2	29,2	28,7	30,1	6,3	117,6	16,7	19,0	20,4	21,4	4,4	81,9	6,5	10,1	8,4	8,7	1,9	35,7
Alqueva	3,9	7,5	11,0	9,4	0,9	32,7	2,8	5,0	8,3	6,8	0,6	23,4	1,1	2,5	2,8	2,6	0,3	9,3
Alqueva II	0,0	0,0	0,2	1,4	0,6	2,2	0,0	0,0	0,1	1,1	0,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,3	0,2	0,6
Bemposta II	0,0	0,0	8,4	12,5	1,6	22,6	0,0	0,0	6,8	9,6	1,2	17,6	0,0	0,0	1,6	2,9	0,5	4,9
Picote II	0,0	0,3	7,6	10,0	1,9	19,9	0,0	0,3	6,2	7,7	1,3	15,5	0,0	0,1	1,4	2,3	0,6	4,4
CC. Ribatejo 1	5,9	2,5	1,8	0,8	0,0	11,0	4,0	1,6	1,3	0,5	0,0	7,4	1,9	0,9	0,5	0,3	0,0	3,6
CC. Ribatejo 2	5,4	3,2	0,4	1,1	0,0	10,1	3,7	2,2	0,3	0,7	0,0	6,8	1,7	1,0	0,1	0,4	0,0	3,3
CC. Ribatejo 3	8,9	0,5	0,1	0,0	0,0	9,6	6,1	0,3	0,1	0,0	0,0	6,5	2,8	0,2	0,0	0,0	0,0	3,0
CC. Lares 1	4,7	19,1	11,9	4,3	0,1	40,2	3,2	12,6	8,9	2,9	0,1	27,7	1,5	6,5	3,0	1,5	0,0	12,5
CC. Lares 2	10,9	8,5	4,2	3,2	0,0	26,9	7,2	5,6	3,1	2,1	0,0	18,0	3,8	3,0	1,1	1,1	0,0	8,9
EDP sem CMEC	39,8	41,8	45,5	42,8	5,3	175,2	27,0	27,7	35,0	31,4	3,7	124,7	12,8	14,1	10,6	11,4	1,6	50,5
Pego coal 1	1,8	4,4	10,9	5,2	0,5	0,0	1,3	3,0	8,5	4,0	0,4	0,0	0,5	1,3	2,4	1,2	0,2	0,0
Pego coal 2	1,5	4,1	10,2	4,2	0,5	0,0	1,0	2,8	7,9	3,2	0,3	0,0	0,4	1,3	2,3	1,0	0,1	0,0
REN Trading	3,2	8,5	21,2	9,4	1,0	0,1	2,3	5,9	16,4	7,2	0,7	0,1	0,9	2,6	4,7	2,2	0,3	0,1
Agueira	0,6	1,5	3,1	2,1	1,8	0,8	0,4	1,0	2,1	1,5	1,3	0,8	0,1	0,4	1,0	0,6	0,5	0,8
CC. Pego. G3	0,0	1,8	10,7	0,5	0,0	0,0	0,0	1,2	7,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7	3,2	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,2	3,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	2,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	0,3	0,0	0,0
Outros	0,6	3,5	17,7	3,2	1,8	0,8	0,4	2,3	12,5	2,2	1,3	0,8	0,1	1,2	5,2	1,0	0,5	0,8
Total	66,8	83,0	113,1	85,6	14,4	21,8	46,4	54,9	84,2	62,2	10,0	21,8	20,4	28,1	28,9	23,4	4,4	21,8

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 20: Custos estimados das unidades (efeito total, até 31 de março de 2014)

Unit	Custos totais						Custos de capacity						Custos de energia					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
Alto Lindoso	6,6	4,3	3,1	7,0	2,7	23,7	5,4	3,1	2,2	5,2	2,3	18,1	1,2	1,2	0,9	1,8	0,4	5,5
Bemposta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	1,0	3,0	1,3	2,0	0,0	7,4	0,9	2,5	1,0	1,5	0,0	5,9	0,1	0,5	0,3	0,5	0,0	1,5
Castelo Bode	1,3	2,5	0,9	2,1	0,3	7,2	1,1	1,9	0,6	1,6	0,3	5,4	0,3	0,7	0,2	0,5	0,0	1,8
Picote	1,0	2,5	1,5	2,1	0,1	7,1	0,8	2,0	1,1	1,6	0,1	5,5	0,2	0,5	0,4	0,5	0,0	1,6
Pocinho	2,3	1,8	0,7	1,2	0,9	6,9	2,0	1,4	0,5	0,9	0,8	5,6	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1	1,3
Regua	1,9	4,0	3,7	2,9	0,5	13,0	1,6	3,0	2,7	2,2	0,4	9,9	0,3	1,0	1,0	0,8	0,0	3,1
Torrao	1,5	1,8	2,4	2,1	0,5	8,3	1,3	1,3	1,7	1,7	0,4	6,5	0,2	0,5	0,6	0,5	0,1	1,8
V.Nova II(Frades)	2,0	2,1	3,3	3,7	0,6	11,7	1,7	1,6	2,5	2,8	0,5	9,2	0,3	0,5	0,8	0,9	0,1	2,5
Valeira	3,7	5,5	5,5	4,8	0,7	20,2	3,1	4,0	4,0	3,4	0,6	15,2	0,6	1,5	1,5	1,4	0,1	5,0
EDP com CMEC	21,3	27,6	22,3	27,9	6,4	105,5	17,8	20,8	16,4	20,9	5,5	81,4	3,4	6,8	5,9	7,1	0,9	24,1
Alqueva	3,2	6,0	8,9	7,7	0,8	26,6	2,6	4,2	6,6	5,4	0,6	19,5	0,6	1,7	2,4	2,3	0,1	7,1
Alqueva II	0,0	0,0	0,1	1,2	0,5	1,8	0,0	0,0	0,1	0,9	0,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4
Bemposta II	0,0	0,0	7,6	10,8	1,5	19,9	0,0	0,0	6,0	8,4	1,3	15,7	0,0	0,0	1,5	2,4	0,2	4,1
Picote II	0,0	0,3	7,1	9,2	1,7	18,3	0,0	0,2	5,7	7,2	1,4	14,5	0,0	0,1	1,4	2,0	0,3	3,8
CC. Ribatejo 1	5,3	2,2	1,6	0,6	0,0	9,7	3,9	1,6	1,2	0,4	0,0	7,1	1,4	0,7	0,4	0,2	0,0	2,7
CC. Ribatejo 2	4,8	2,9	0,4	1,0	0,0	9,0	3,5	2,1	0,2	0,6	0,0	6,5	1,3	0,8	0,1	0,4	0,0	2,6
CC. Ribatejo 3	8,1	0,4	0,1	0,0	0,0	8,6	6,0	0,3	0,1	0,0	0,0	6,4	2,1	0,1	0,0	0,0	0,0	2,2
CC. Lares 1	4,2	16,0	9,9	3,8	0,3	34,3	3,1	11,6	7,5	2,5	0,3	25,0	1,0	4,4	2,4	1,3	0,0	9,3
CC. Lares 2	10,4	7,8	3,7	2,8	0,0	24,7	7,7	5,7	2,8	1,9	0,0	18,1	2,7	2,1	0,9	1,0	0,0	6,7
EDP sem CMEC	35,9	35,7	39,3	37,2	4,8	153,0	26,9	25,8	30,2	27,3	4,0	114,2	9,1	9,9	9,1	9,9	0,8	38,7
Pego coal 1	1,6	3,3	6,6	3,6	0,5	0,0	1,2	2,5	5,5	3,0	0,4	0,0	0,3	0,8	1,1	0,7	0,1	0,0
Pego coal 2	1,3	3,1	6,2	3,1	0,4	0,0	1,0	2,3	5,1	2,5	0,3	0,0	0,3	0,8	1,1	0,6	0,1	0,0
REN Trading	2,8	6,4	12,8	6,8	0,9	0,0	2,2	4,8	10,6	5,5	0,7	0,0	0,6	1,6	2,2	1,3	0,2	0,0
Agueira	0,5	1,2	2,5	1,7	2,0	0,9	0,4	0,9	1,8	1,4	2,0	0,9	0,1	0,3	0,7	0,3	0,0	0,9
CC. Pego. G3	0,0	1,6	7,8	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	5,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	2,0	0,2	0,0	0,0
CC. Pego. G4	0,0	0,2	3,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,2	0,0	0,0
Outros	0,5	3,0	13,3	2,6	2,0	0,9	0,4	2,2	9,9	2,0	2,0	0,9	0,1	0,8	3,4	0,7	0,0	0,9
Total	60,5	72,7	87,8	74,5	14,1	15,1	47,3	53,6	67,1	55,6	12,3	15,1	13,2	19,1	20,7	18,9	1,8	15,1

Fonte: The Brattle Group

Nota: assumindo um prêmio de risco de 10 €/MW

Tabela 21: Capacidade estimada e distribuição energética (efeito total, até 31 de março de 2014)

Unit	Banda regulação secundária						Energia líquida de regulação secundária					
	2010	2011	2012	2013	2014	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Total
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GW
Alto Lindoso	257	148	96	228	108	836	35	22	16	40	18	132
Bemposta	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0	1	1
Cabril	39	55	40	45	2	181	4	7	6	7	0	24
Castelo Bode	54	85	26	75	15	256	7	14	5	12	3	40
Picote	31	68	44	67	4	213	4	10	7	12	1	34
Pocinho	104	62	17	41	43	268	12	9	3	5	6	36
Regua	84	133	116	104	20	456	10	19	17	16	3	66
Torrao	55	54	64	66	18	258	7	9	11	11	3	41
V.Nova II(Frades)	76	69	97	113	27	382	9	9	14	18	4	54
Valeira	164	190	177	155	33	718	20	28	25	26	5	104
EDP com CMEC	864	863	676	896	277	3.575	108	126	104	149	44	532
Alqueva	141	219	229	265	32	885	17	29	35	43	5	130
Alqueva II	0	0	4	44	21	69	0	0	1	6	3	10
Bemposta II	0	1	151	324	68	543	0	0	22	52	11	85
Picote II	0	7	142	269	76	494	0	1	20	39	14	74
CC. Ribatejo 1	214	80	37	20	1	353	27	13	5	3	0	48
CC. Ribatejo 2	197	90	10	26	0	323	26	14	2	5	0	46
CC. Ribatejo 3	333	14	3	2	0	351	44	2	0	0	0	46
CC. Lares 1	189	574	247	105	6	1.122	26	86	37	19	1	169
CC. Lares 2	455	301	92	86	0	935	63	43	13	14	0	132
EDP sem CMEC	1.529	1.286	914	1.142	205	5.076	204	187	136	181	34	741
Pego coal 1	67	117	212	125	17	1	8	18	32	20	3	1
Pego coal 2	55	109	204	106	15	1	7	17	31	17	2	1
REN Trading	122	226	415	231	33	2	15	35	63	38	5	2
Agueira	18	43	68	66	78	27	2	6	11	8	12	27
CC. Pego. G3	0	56	244	11	0	0	0	8	39	2	0	0
CC. Pego. G4	0	7	92	17	0	0	0	1	15	3	0	0
Outros	18	105	405	94	78	27	2	14	65	13	12	27
Total	2.533	2.480	2.410	2.363	593	591	329	363	367	381	95	591

Fonte: The Brattle Group

Nota: As diferenças entre a dotação total da reserva real e a estimada são devidos a horas com capacidade insuficiente.

Appendix E. Outras Informações

Tabela 22: Preço final para clientes em Portugal e Espanha

	Preços em Portugal					Preços em Espanha				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
	27,6	28,2	47,4	37,7	24,4	15,0	16,1	28,3	29,4	21,9
		2%	68%	-20%	-35%		7%	76%	4%	-25%
Mercado diário	40,0	51,8	49,2	44,8	42,4	38,4	50,9	48,8	46,1	43,4
Banda de regulação secundária	1,3	1,4	2,3	1,8	1,1	0,7	0,8	1,4	1,4	1,1
Reserva adicional a subir	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,6
Restrições técnicas e outros	0,7	0,4	0,4	0,4	0,5	2,5	2,1	2,6	3,3	3,7
Desvios	1,2	1,7	1,6	1,0	1,0	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
Preço final (excl. garantia de potência)	43,2	55,3	53,6	48,1	45,0	42,1	54,1	53,4	51,7	49,1
	7,9%	6,8%	8,9%	7,4%	6,1%	9,7%	6,3%	9,4%	12,0%	13,1%

Fontes:

Portugal: REN, Síntese Anual 2010-2014 Mercado Electricidade.

Espanha: REE, Informe sobre el sistema eléctrico español, 2010, 2011, 2012, 2013 and 2014.

Figura 40: Preço média mensal simulado da reserva secundária: com custos marginais de ValorAgua e as estimativas alternativas dos custos marginais



Fonte: The Brattle Group

Appendix F. Bibliografia

Table 23: Bibliografia

Autor	Título
AdC	Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)
Brendan J. Kirby	Frequency Regulation Basics and Trends, December 2004
Brendan J. Kirby	Ancillary Services, Technical and Commercial Insights, 2007
ERSE	Análise de custos do Mercado De Serviços De Sistema 2010-2012
Comissão Europeia	The European Network Code on Load Frequency Control and Reserves
NREL	Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves, 2013
NREL	Operating Reserves and Wind Power Integration, An International Comparison
Oak Ridge National Laboratory	NYISO Industrial Load Response Opportunities: Resource and Market Assessment—Task 2 Final Report, 2009
PJM	PJM Manual 15, Cost development guidelines
PJM	A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets
PJM	Basics of Regulation Lost Opportunity Cost, June 2014 (presentation)
PJM	PJM Manual 11, Energy & Ancillary Services Market Operations
REE	El sistema eléctrico español, 2010 to 2014
REN	Síntese Annual Mercado de Electricidade 2010 – 2014
REN	Determinação do Montante de Ajustamento dos CMEC 2013, Dados e Resultados, 20XX to 2013
Roaring 40s	Supplementary Submission to the AEMC Review of Frequency Operating Standards for Tasmania, August 2008
Steven Stoft	Power System Economics, Designing Markets For Electricity
US Federal Energy Regulatory Commission	Order 755, 2011

CAMBRIDGE
NEW YORK
SAN FRANCISCO
WASHINGTON
LONDON
MADRID
ROME



THE **Brattle** GROUP

1 | brattle.com