

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DA REVISIBILIDADE
EM 2014**

Junho 2016

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

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL.....	3
2.1	Valores apurados.....	3
2.2	Fatores determinantes nos ajustamentos aos CMEC.....	6
2.2.1	Quantidades de energia vendida	6
2.2.2	Receita	9
2.2.3	Custos variáveis	11
2.2.4	Margem de exploração.....	15
3	COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC	19
4	COMENTÁRIOS FINAIS	25

1 ENQUADRAMENTO

Com o fim dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) os produtores de energia elétrica detentores destes contratos adquiriram o direito de receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), a qual se manterá até ao ano 2027.

Os CMEC são constituídos por uma parcela fixa e por uma parcela de acerto:

- Parcela fixa – corresponde a uma renda fixa anual, de forma a permitir o alisamento dos custos resultantes da cessação dos CAE, isto é, os consumidores atuais são “subsidiados” pelos consumidores do futuro;
- Parcela de acerto¹ – corresponde aos ajustamentos aos valores dos CMEC, incluindo o valor anual dos ajustamentos correspondentes à revisibilidade.

O ajustamento anual dos CMEC, ou revisibilidade, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, resulta da soma de duas parcelas: o ajustamento sobre os encargos fixos e o ajustamento sobre a margem de mercado. A margem de mercado é dada pela diferença entre as receitas e os custos de exploração.

Os encargos fixos são calculados tendo por base a remuneração, em cada ano, do investimento nas centrais, tal como definido nos respetivos CAE, tendo em conta um valor teórico de disponibilidade. Estes encargos são ajustados de modo a considerar, entre outros, os investimentos extraordinários e alterações de legislação que impliquem o aumento dos custos fixos.

As produções das centrais, e por conseguinte os respetivos custos e receitas, são calculadas com base num conjunto de pressupostos (rendimentos de centrais, emissões de CO₂, etc.) definidos *a priori* e com base em dados ocorridos (consumo de eletricidade, custos de combustíveis, afluências às centrais hídricas, etc.), através da aplicação de um modelo de simulação do sistema electroprodutor (Valorágua).

O presente documento, relativo ao ano de 2014, pretende dar continuidade ao trabalho desenvolvido em anos anteriores, com vista a:

- Analisar o cálculo do ajustamento anual com base na aplicação do modelo Valorágua previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, comparando os seus resultados com os que se obteriam caso fossem considerados no modelo dados reais de produção;
- Monitorizar a evolução dos custos dos centros electroprodutores sujeitos a CMEC.

¹ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de faturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

2 ANÁLISE DO CÁLCULO DO AJUSTAMENTO ANUAL

Neste ponto pretende-se comparar o valor do ajustamento anual calculado com base em dados do modelo Valorágua previsto na legislação, com o valor do ajustamento anual que se obteria com base em dados reais face ao valor inicialmente previsto, aquando do apuramento do valor inicial dos CMEC.

Nota-se que os resultados baseados nos pressupostos da revisibilidade são identificados em figuras e quadros deste documento pela designação “Revisibilidade”, enquanto os resultados baseados nos em dados reais são apresentados com a designação “Ocorrido”.

2.1 VALORES APURADOS

Recalcularam-se as receitas e os custos que teriam sido obtidos, caso o mecanismo de revisibilidade com base no modelo de simulação estabelecido no quadro do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro e na legislação complementar posterior², fosse substituído pelo seguinte conjunto de pressupostos:

- Vendas de energia elétrica ocorridas em cada hora nos mercados diário e intradiário, determinado pela ERSE com base em dados do OMEL (corresponde à produção líquida de cada central, deduzida de bombagem no caso das centrais hídricas), tendo em conta as produções horárias reais³;
- Custos de produção ocorridos, calculados através do produto dos custos unitários semanais por central, utilizados no cálculo da revisibilidade⁴, pelas respetivas produções, conforme definido no ponto anterior;
- Custos de CO₂ ocorridos, determinados através do produto dos preços unitários semanais de CO₂ pelas emissões de cada central⁵;
- Receitas com serviços de sistema e encargos fixos de acordo com valores considerados no cálculo da revisibilidade (assinalados a cinza e itálico no Quadro 2-1)⁶.

² Dos quais se destacam, para efeitos do presente relatório, o facto das produções do sistema electroprodutor serem simuladas pelo modelo Valorágua e os pressupostos de cálculo das licenças de emissão de CO₂ definidos nos acordos de cessação dos CAE.

³ No caso das unidades de mercado de produção hídrica com centrais com e sem CMEC foram consideradas as produções por centrais. As unidades de mercado correspondem ao agrupamento de várias unidades físicas (entenda-se grupos hídricos), para os quais o agregado da produção é valorizado ao mesmo preço para cada hora.

⁴ Estes dados são indicados no documento conjunto da EDP e REN designado “Determinação do montante de ajustamento do CMEC – ano de 2014”.

⁵ As emissões semanais foram obtidas aplicando o fator de emissão de CO₂ anual à produção elétrica semanal ocorrida em cada central. Este fator de emissão corresponde ao quociente entre as emissões anuais (*EU Emissions Trading System*) e a produção anual.

⁶ Os encargos fixos não foram analisados, sendo expectável que a sua variação tenha menor impacto do que as variações dos encargos variáveis. Contudo, a ERSE assinalou recorrentemente a sua dependência face às

A generalidade destes pressupostos foram utilizados nas análises efetuadas nos anos anteriores, permitindo assim a comparabilidade dos resultados apurados na presente análise para 2014, com os resultados apurados para os anos de 2008 a 2013.

Registe-se que o ano de 2013 foi o primeiro em que os centros electroprodutores deixaram de beneficiar de licenças de emissão atribuídas gratuitamente, de acordo com o Comércio Europeu de Licenças de Emissão 2013-2020, notando-se um crescimento desta rúbrica de custos em termos unitários e o aumento, a partir desse ano, do *gap* entre os custos variáveis unitários das centrais térmicas com e sem CO₂. Refira-se que no presente exercício, à semelhança do que foi efetuado no documento do ano anterior, os valores das produções das centrais hídricas tiveram em consideração a separação das unidades de mercado face às unidades físicas. Este aspeto é relevante sempre que numa unidade de mercado estão agrupadas unidades físicas de centrais com CMEC e de centrais sem CMEC. O efeito da separação de unidades físicas e unidades de mercado é particularmente notório à medida que surgem novos grupos hídricos, que são incluídos em unidades de mercado já existentes.

Importa também assinalar que o ano de 2013 foi o último ano em que as centrais hidroelétricas de Miranda, Picote I e Bemposta I estiveram incluídas neste mecanismo, o que contribuiu, entre outros fatores, para a redução do ajustamento dos CMEC de 2013 para 2014. Em sentido oposto, as centrais de Agueira e Raiva voltaram a ser incluídas no cálculo do ajustamento dos CMEC a partir de 1 de abril de 2014, após o término da cedência temporária da gestão da energia destas centrais à Iberdrola.

Adicionalmente, no ano 2014 iniciou-se a aplicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, da Secretaria de Estado da Energia, que afetou as receitas com serviços de sistema das centrais com CMEC consideradas no cálculo do ajustamento dos CMEC, em particular na componente de banda de regulação secundária, facto que também contribuiu para a redução do valor do ajustamento do ano 2014.

No Quadro 2-1 pode observar-se que o ajustamento apurado em 2014 entre o valor inicial e o valor calculado com o modelo de simulação do sistema electroprodutor (Valorágua) é superior ao ajustamento obtido com base nos valores ocorridos, em cerca de 5,7 milhões de euros.

declarações de disponibilidade das centrais, que conduz à necessidade de realização de testes para verificação das mesmas.

Quadro 2-1 – Resumo dos valores apurados para a revisibilidade e dos valores ocorridos em 2014

Unidade: 10³ Eur

	Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor apurado para a revisibilidade de 2014 com o modelo VALORAGUA	Valor definido para Ajustamento	Valores ocorridos	Valor do Ajustamento com base nos valores ocorridos	Diferença no ajustamento (Ocorrido - VALORAGUA)	
	(a)	(b)	(c)=(b)-(a)	(d)	(e)=(d)-(a)	(f)=(e)-(c)	
Receitas de mercado							
1.1	Centrais hídricas	395 849	365 845	-30 004	354 136	-41 713	-11 709
1.2	Centrais térmicas	499 412	379 626	-119 786	395 935	-103 477	16 309
1 = 1.1+1.2	Total	895 261	745 471	-149 790	750 070	-145 191	4 599
Custos de exploração (CE) + CO₂							
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	181 521	202 376	20 855	203 713	22 192	1 337
2.2	Centrais térmicas CO ₂	116 721	46 009	-70 712	43 590	-73 131	-2 419
2 = 2.1+2.2	Total	298 242	248 385	-49 857	247 303	-50 939	-1 082
Margem de exploração							
3.1-1.1	Centrais hídricas	395 849	365 845	-30 004	354 136	-41 713	-11 709
3.2-1.2-2	Centrais térmicas	201 170	131 241	-69 929	148 632	-52 538	17 391
3 = 1-2	Total	597 019	497 086	-99 933	502 768	-94 251	5 682
Receitas de serviço de sistema							
4.1	Centrais hídricas	0	44 597	44 597	44 597	44 597	0
4.2	Centrais térmicas	0	16 857	16 857	16 857	16 857	0
4 = 4.1+4.2	Total	0	61 454	61 454	61 454	61 454	0
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)							
5.1	Centrais hídricas EF	466 141	465 672	-469	465 672	-469	0
5.2	Centrais térmicas EF	187 560	214 993	27 433	214 993	27 433	0
5.3	Centrais hídricas OE	649	8 120	7 471	8 120	7 471	0
5.4	Centrais térmicas OE	1 841	11 967	10 126	11 967	10 126	0
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	656 191	700 752	44 561	700 752	44 561	0
Ajustamento total do montante dos CMEC							
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	70 941	63 350	-7 591	75 059	4 118	11 709
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	-11 769	78 862	90 631	61 471	73 240	-17 391
6 = 6.1+6.2	Total	59 172	142 212	83 040	136 530	77 358	-5 682

Fonte: REN, EDP e ERSE

Da análise deste quadro, verifica-se que as receitas das centrais térmicas determinadas com base nos valores do modelo Valorágua tem uma diferença por defeito em relação às receitas ocorridas (receita ocorrida superior em cerca de 16 milhões de euros), enquanto nas centrais hídricas esta diferença é de sinal contrário e de menor amplitude (receita ocorrida inferior em cerca de 12 milhões de euros). Deste modo, a receita de mercado na totalidade das centrais com CMEC é inferior no cálculo com os valores do modelo face ao cálculo com os valores ocorridos, em cerca de 5,7 milhões de euros.

No que respeita aos custos de exploração das centrais térmicas, registam-se ligeiras diferenças entre os valores obtidos pelo modelo Valorágua e os valores ocorridos para as rúbricas de custos de combustível e O&M e diferenças mais significativas, de sinal oposto, para os custos com CO₂. Para a primeira, os valores ocorridos são superiores em cerca de 1 milhão de euros aos resultantes do modelo, enquanto para a segunda os valores ocorridos são 2 milhões de euros inferiores ao calculado com base nos pressupostos definidos no quadro da legislação em vigor. Para o agregado dos custos de exploração constata-se assim que os valores ocorridos estão cerca de 1 milhão de euros abaixo do cálculo com o modelo Valorágua.

As diferenças por excesso que se verificam nas receitas de mercado entre os valores ocorridos e os valores do modelo e as diferenças por defeito nos custos de exploração justificam as diferenças apuradas na margem de exploração consoante os pressupostos considerados .

2.2 FATORES DETERMINANTES NOS AJUSTAMENTOS AOS CMEC

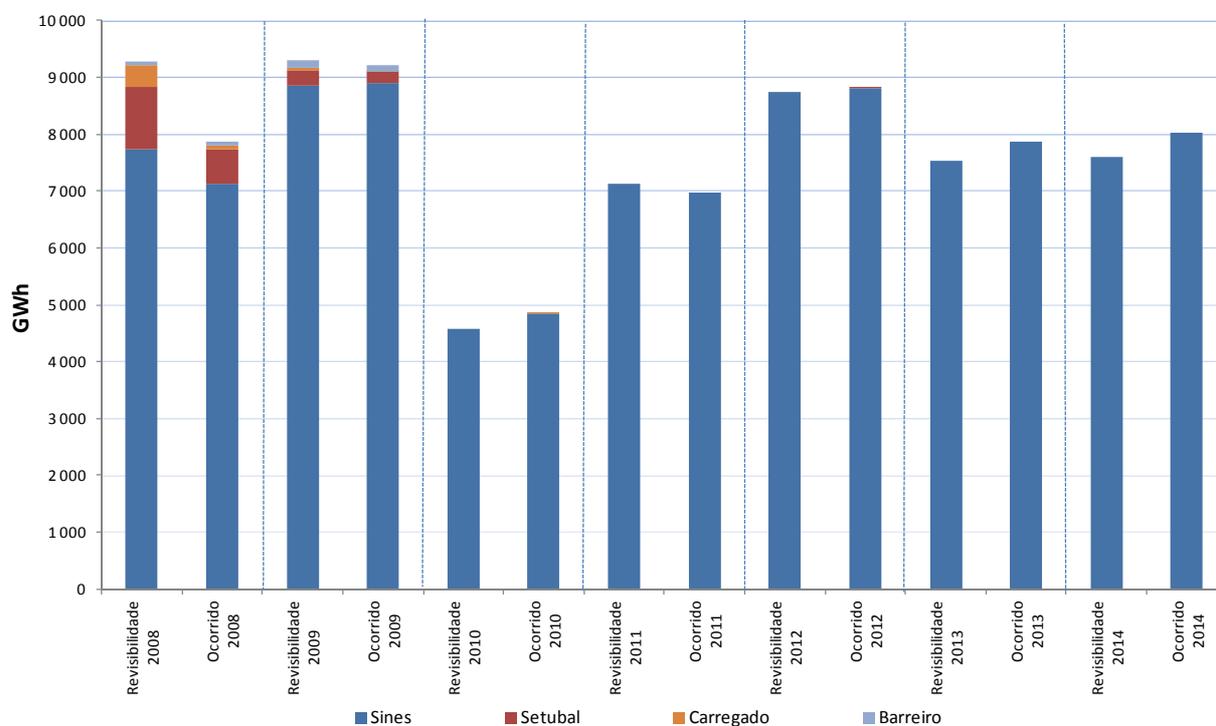
Neste ponto são analisadas as diferenças entre os valores para apuramento do ajustamento anual dos CMEC calculado com base nos pressupostos da revisibilidade (modelo Valorágua) e os correspondentes valores resultantes dos pressupostos expostos no ponto anterior, nas componentes que se seguem:

- Quantidades de energia vendida;
- Receita unitária;
- Custos variáveis por unidade produzida;
- Margem de exploração sobre os custos variáveis, bem como sobre os custos totais.

2.2.1 QUANTIDADES DE ENERGIA VENDIDA

Tal como é ilustrado na Figura 2-1, nos anos de 2008, 2009 e 2011, as quantidades de energia vendida pelas centrais térmicas nos mercados diários e intradiários foram inferiores ao resultante da simulação do sistema electroprodutor definida no mecanismo de revisibilidade. Em 2010, 2012, 2013 e 2014 verificou-se o oposto, com as quantidades vendidas em mercado pelas centrais térmicas a serem superiores às determinadas pelo modelo Valorágua. O ano de 2012 foi seco, o que justifica a maior produção térmica, enquanto os anos de 2013 e 2014 foram húmidos, o que explica a quebra nas quantidades vendidas pela central de Sines (em ambos os referenciais). Desde 2013, a central de Sines é a última central térmica abrangida pelos CMEC.

Figura 2-1 – Quantidades vendidas pelas centrais térmicas com CMEC

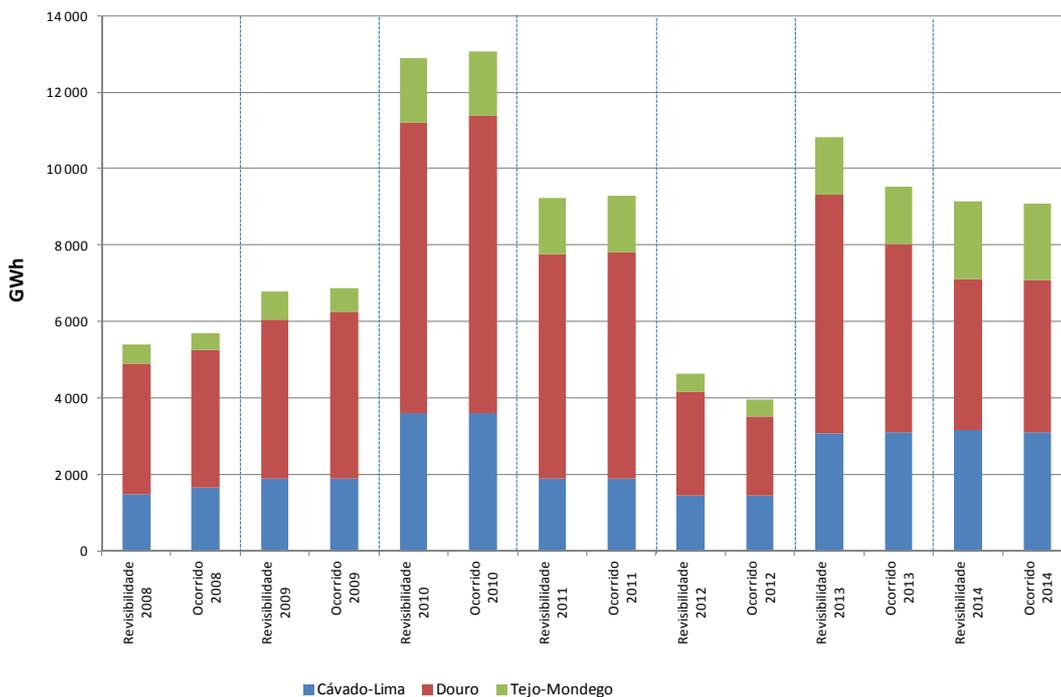


Fonte: REN, EDP e ERSE

No que diz respeito às centrais hídricas verifica-se que até 2011 as quantidades reais de energia elétrica vendida no mercado são próximas das produções obtidas com o modelo Valorágua, conforme é apresentado na Figura 2-2. Entre 2012 e 2014, observam-se diferenças entre as produções reais e as resultantes do modelo Valorágua, justificadas por diferenças na cascata do Douro, o que se atribui ao início de exploração dos reforços do Douro Internacional que não estão sujeitos ao regime CMEC (Picote II e Bemposta II). As elevadas produções hídricas ocorridas em 2010, 2013 e 2014 foram consequência da elevada hidraulicidade verificada nesses anos. Em sentido contrário, a reduzida produção que se observa em 2012 decorreu da reduzida hidraulicidade nesse ano (ver Figura 3-3).

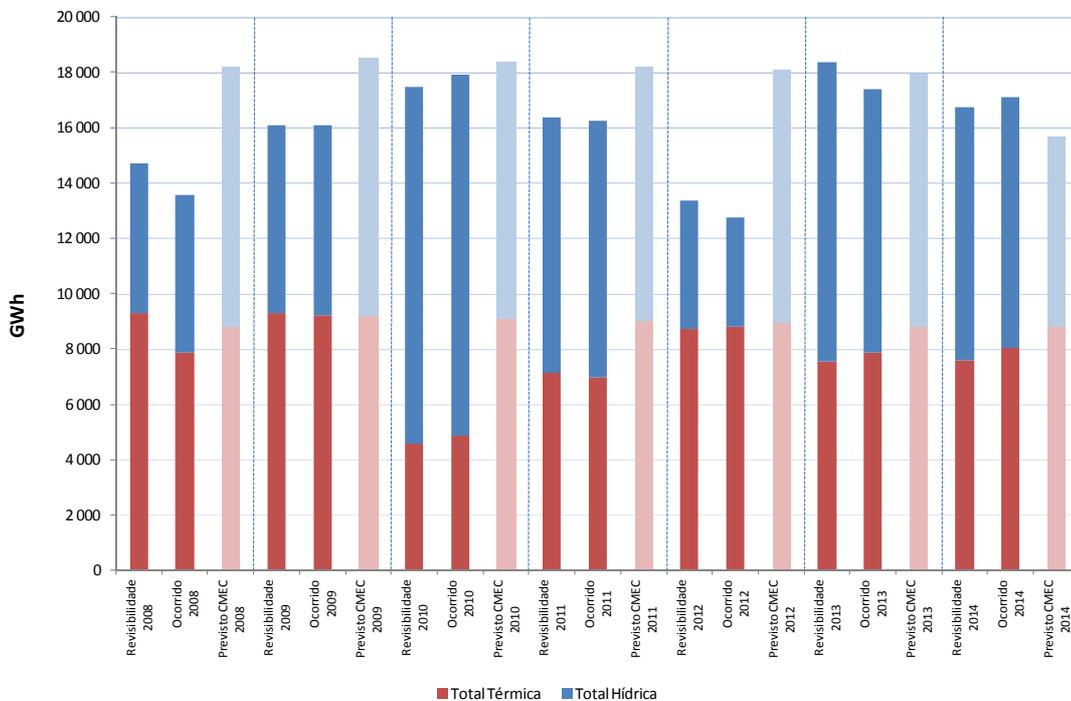
Refira-se que a 31 de março de 2014 terminou o acordo de cedência temporária da gestão da energia das centrais de Agueira e Raiva à Iberdrola. Assim, com o retorno à EDP Produção, as produções destas centrais entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2014 foram incorporadas no cálculo do ajustamento dos CMEC do ano de 2014.

Figura 2-2 – Quantidades vendidas pelas centrais hídricas com CMEC



Fonte: REN, EDP e ERSE

Figura 2-3 – Quantidades vendidas pela totalidade das centrais com CMEC



Fonte: REN, EDP e ERSE

A Figura 2-3 mostra que o agregado das produções das centrais hídricas e térmicas previstas aquando da negociação dos CMEC em 2007 foi superior, até 2012, ao agregado das produções resultantes do modelo de simulação Valorágua no apuramento dos ajustamentos anuais dos CMEC e superior ao agregado do valor ocorrido das produções das centrais com CMEC. Em 2014 registou-se pela primeira vez um valor inferior dessas mesmas previsões, quer face agregado das produções resultantes do modelo de simulação Valorágua no apuramento dos ajustamentos anuais dos CMEC, quer face ao agregado do valor ocorrido das produções das centrais com CMEC. Este facto justifica-se pela componente hídrica deste ano húmido de 2014.

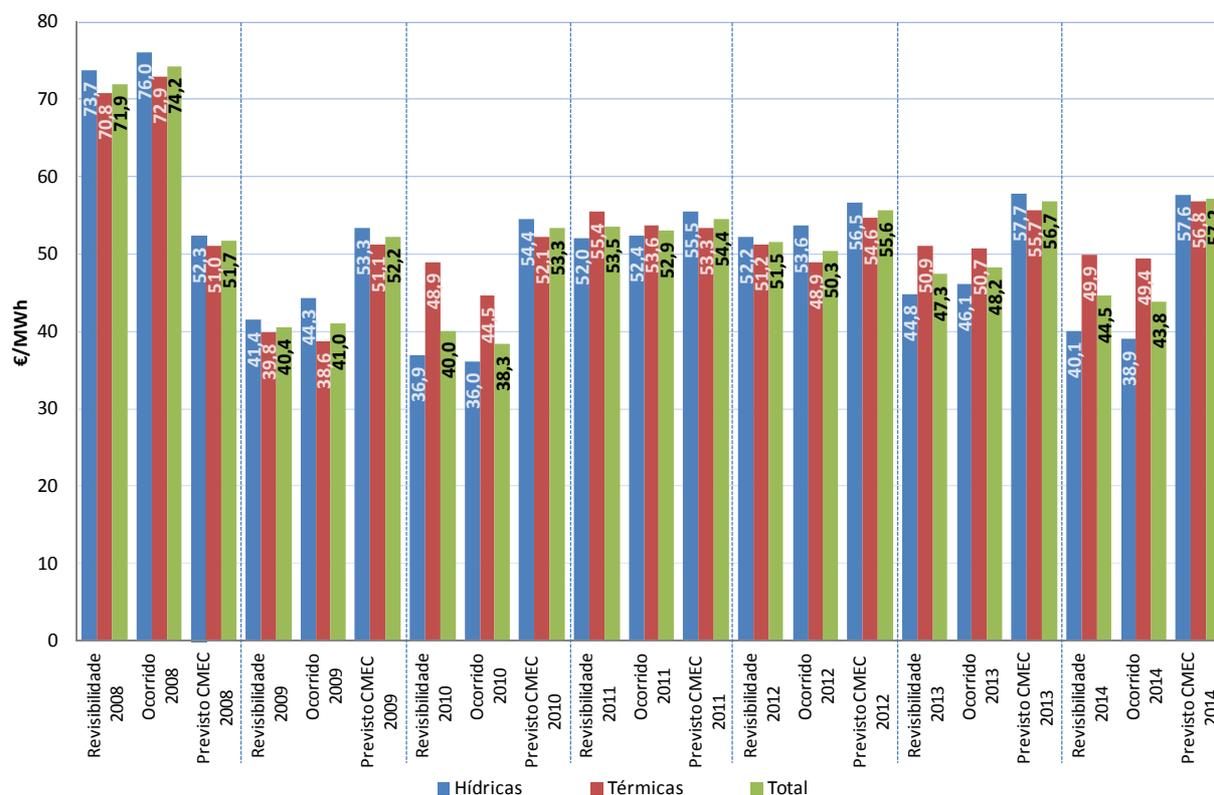
Efetuada uma análise comparativa dos valores agregados das produções das centrais hídricas e térmicas ocorridos face aos valores resultantes do modelo verifica-se que os valores decorrentes da aplicação do modelo de simulação, quando comparados com as quantidades vendidas nos mercados diário e intradiário, foram praticamente iguais em 2009, superiores nos anos 2008, 2011, 2012 e 2013, tendo sido ligeiramente inferiores em 2010 e 2014. No cálculo feito através do modelo, o nível de consumo considerado é o realmente ocorrido e a produção em regime especial é igualmente a produção verificada, enquanto as importações e exportações são determinadas pelo modelo, tendo em conta as capacidades de interligação disponíveis em ambos os sentidos, os preços verificados no mercado diário do sistema espanhol e os fatores de incerteza definidos nos Acordos de Cessação. Por outro lado, existe um desajuste entre as quantidades realmente produzidas e as quantidades vendidas no mercado diário e intradiário, que resulta na energia de regulação secundária e terciária transacionada no mercado de serviços de sistema, facto que não é quantificado no modelo Valorágua.

Deste modo, a diferença entre as quantidades determinadas pelo modelo e as quantidades realmente vendidas em mercado são refletidas, por um lado, nas diferenças entre os valores de importação estimados pelo modelo e os ocorridos e, por outro lado, nos desvios de produção valorizados no mercado de serviços de sistema.

2.2.2 RECEITA

Tanto nas centrais hídricas como nas centrais térmicas, os valores das receitas unitárias com base nos valores ocorridos em 2014 são muito próximos dos valores resultantes do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua. No entanto, a receita unitária prevista no cálculo inicial dos CMEC apresenta valores superiores, o que reflete a expectativa de preços de mercado superiores que existia no momento da realização desse cálculo. A figura seguinte ilustra a evolução da receita unitária das centrais com CMEC para os diferentes referenciais, onde é possível constatar os aspetos acima referidos.

Figura 2-4 – Receita unitária das centrais com CMEC



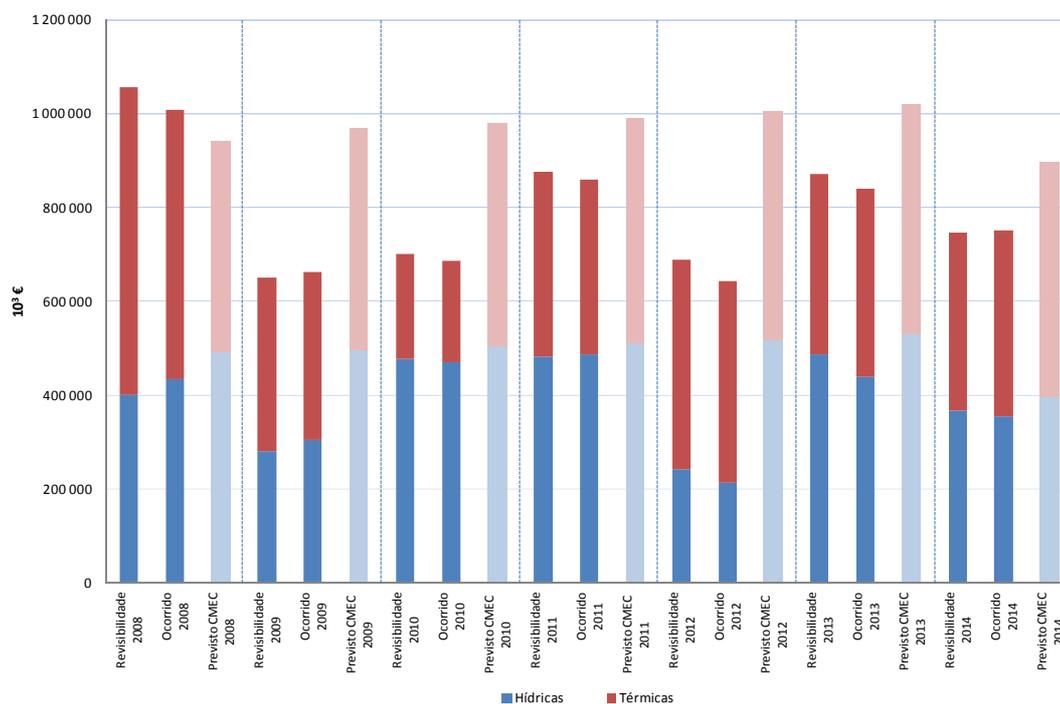
Fonte: REN, EDP e ERSE

A receita unitária das centrais hídricas ocorrida em 2014 foi inferior (-2,8%) à receita unitária resultante do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua e as quantidades são similares para ambos os casos (ver Figura 2-2), o que originou um diferencial de -3,2% na receita total das centrais hídricas (ver Figura 2-5). Nas centrais térmicas verifica-se que a receita unitária ocorrida também é inferior à resultante do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua, mas neste caso a quantidade ocorrida foi 5,4% superior, resultando numa receita total ocorrida 4,3% acima do implícito no cálculo da revisibilidade.

Para a globalidade das centrais com CMEC, a receita unitária ocorrida ficou 1,6% abaixo da receita unitária resultante do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua, enquanto o valor total das receitas ocorrido foi superior em cerca de 5 milhões de euros (+0,6%), devido ao efeito das quantidades (ocorrida superior em 2,2% face às obtidas com o modelo Valorágua).

Com exceção do ano de 2008, em todos os restantes anos as receitas foram significativamente inferiores ao previsto inicialmente no cálculo do valor dos CMEC.

Figura 2-5 – Receitas totais das centrais com CMEC

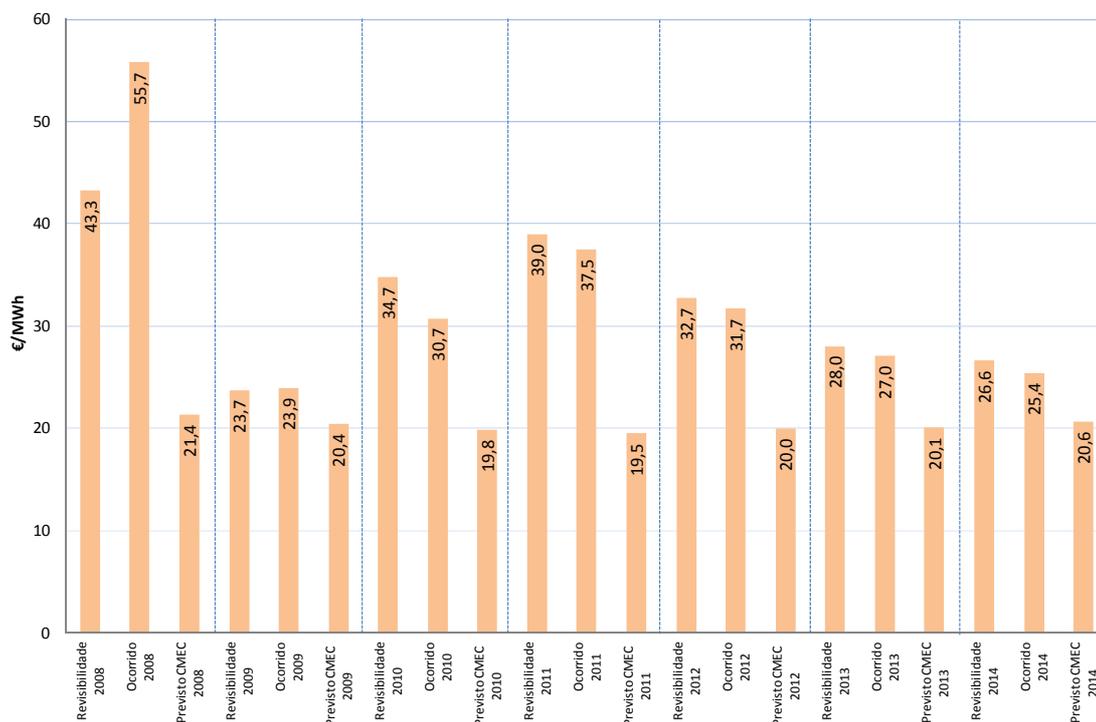


Fonte: REN, EDP e ERSE

2.2.3 CUSTOS VARIÁVEIS

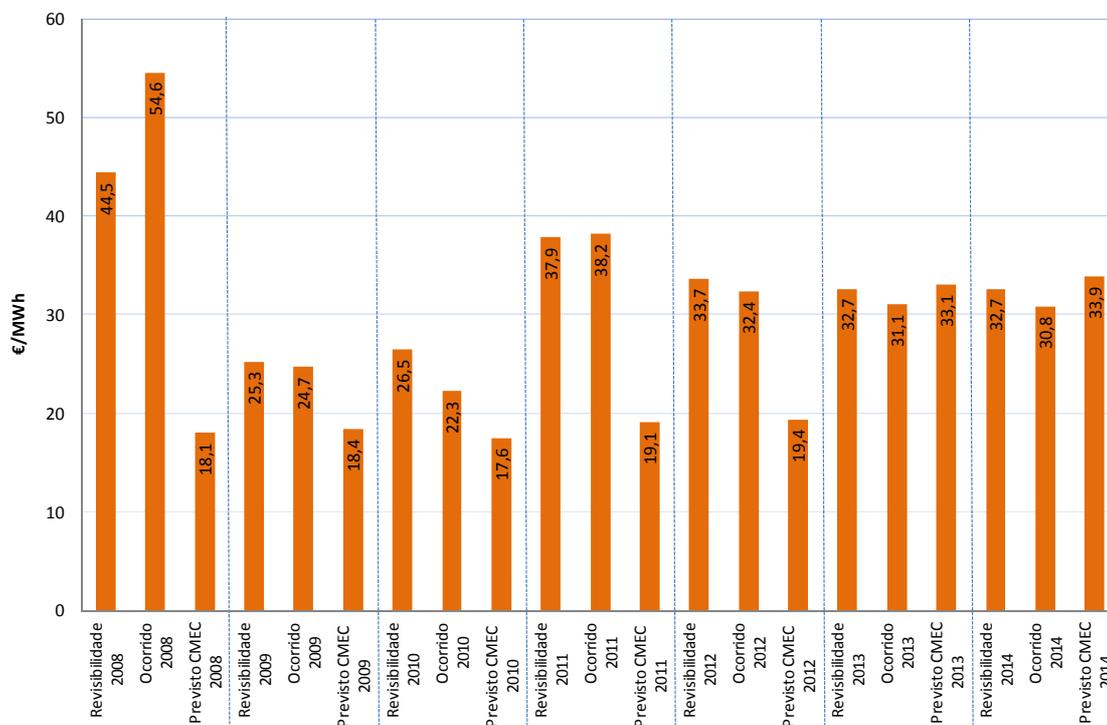
Os custos variáveis unitários ocorridos (com e sem CO₂) em 2014 foram inferiores aos valores implícitos na revisibilidade, conforme mostram a Figura 2-6 e a Figura 2-7. O crescimento que se observa nos custos variáveis sem CO₂ em 2011 decorre do aumento do preço do carvão consumido e da entrada em exploração do sistema de tratamento de gases da central de Sines, observando-se contudo uma tendência de queda a partir desse ano, que se prolongou até 2014, resultante também da evolução dos preços do carvão, neste caso em sentido descendente. Além disso, o fator de utilização da central térmica de Sines aumentou em 2012 (85%) face aos anos anteriores, em resultado da baixa hidraulicidade neste ano, o que terá influenciado positivamente os encargos variáveis unitários (com e sem CO₂), devido aos regimes de funcionamento mais estáveis que permitiram reduzir o consumo específico de combustível. Em 2013 e 2014, com a tendência de descida dos preços do carvão e a manutenção de um fator de utilização elevado (da ordem de 76% e 78%, respetivamente) apesar do aumento da hidraulicidade e da produção em regime especial, verifica-se que os custos unitários de exploração continuaram a reduzir-se face a 2011 e 2012, embora de forma menos evidente quando se analisam os custos variáveis incluindo o CO₂.

Figura 2-6 – Custos variáveis unitários das centrais térmicas com CMEC (exclui CO₂)



Fonte: REN, EDP e ERSE

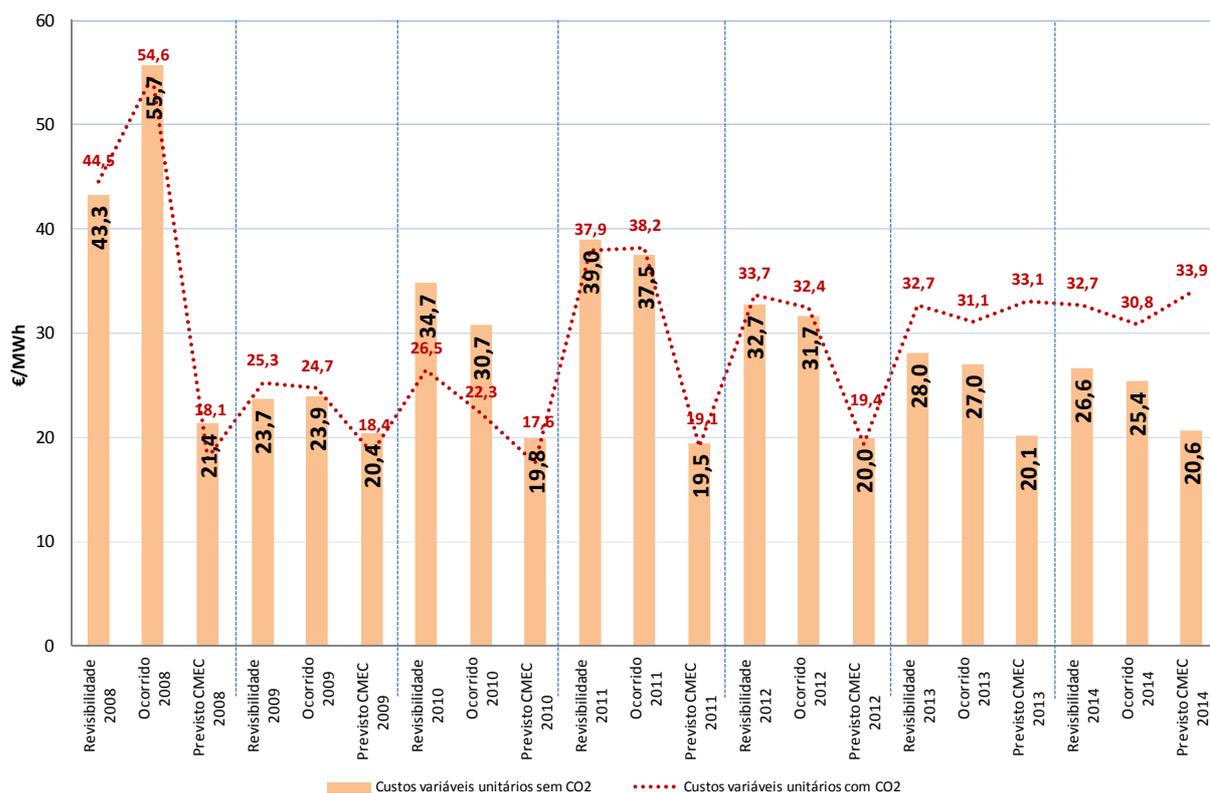
Figura 2-7 – Custos variáveis unitários das centrais térmicas com CMEC (inclui CO₂)



Fonte: REN, EDP e ERSE

Na análise destes custos importa perceber o efeito dos custos com as licenças de emissão de CO₂. Na Figura 2-8 pode-se observar que o impacto do custo do CO₂ nos custos variáveis passou a ser considerável a partir de 2013, tendo contudo esse impacto sido significativamente inferior ao previsto no cálculo inicial dos CMEC face quer aos resultados obtidos com o modelo Valorágua, quer aos resultados com valores ocorridos.

Figura 2-8 – Custos variáveis unitários das centrais térmicas com CMEC (com e sem CO₂)

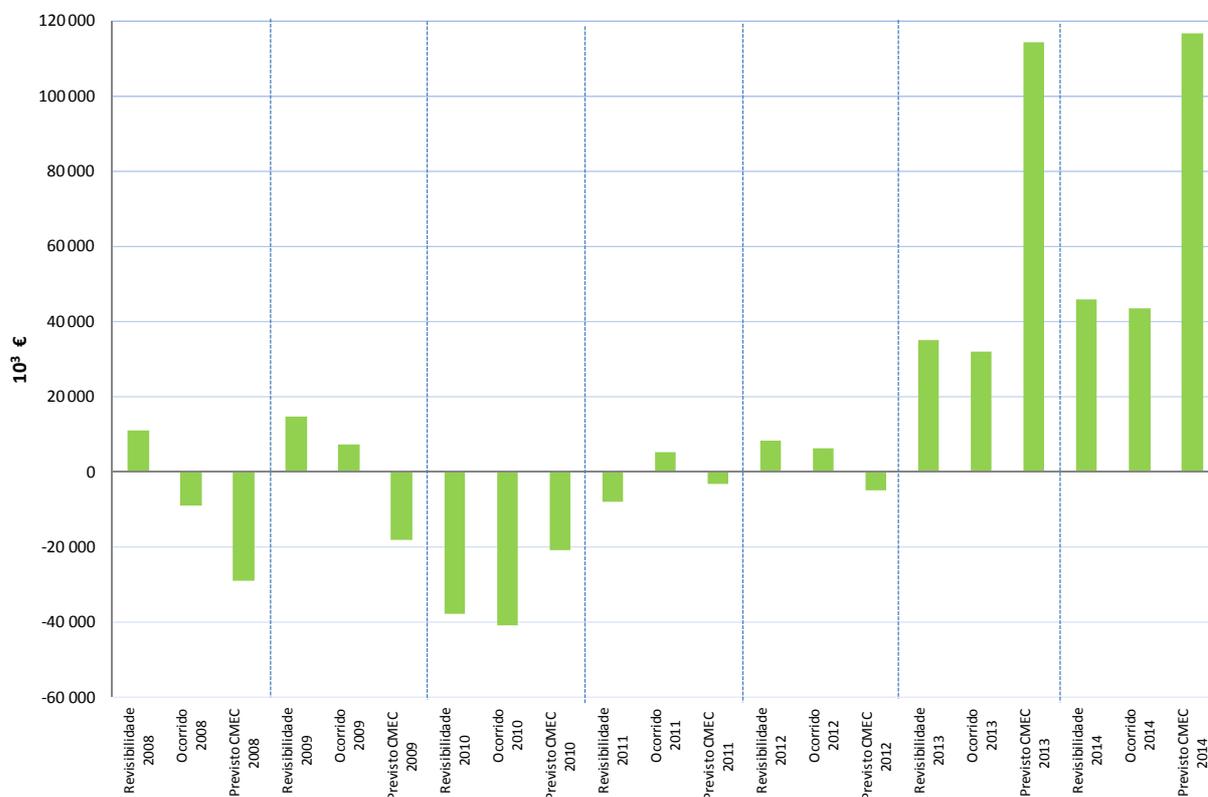


Fonte: REN, EDP e ERSE

Como se pode verificar na Figura 2-9, em 2013 e 2014 os encargos com licenças de CO₂ ocorridos foram inferiores aos que resultam do modelo Valorágua e muito inferiores aos previstos no cálculo inicial dos CMEC. A diferença entre os custos de CO₂ ocorridos e os valores resultantes da simulação resulta das diferentes quantidades de CO₂ implícitas, mas também decorre das diferentes metodologias utilizadas no cálculo destes custos. Com a metodologia seguida pela ERSE, os custos com CO₂ são calculados tendo por base um fator médio anual de emissão de CO₂ (ton CO₂/MWh), determinado através das emissões e da produção verificada no horizonte anual. Este fator de emissão é utilizado para determinar as emissões semanais da central, através das respetivas produções semanais, que multiplicadas pelos preços médios semanais das licenças de emissão de CO₂ permite obter uma estimativa dos custos com CO₂ em base semanal. Na metodologia aplicada para o apuramento da revisibilidade com o modelo Valorágua, os custos com CO₂ são determinados em base trimestral, através das produções resultantes do modelo, do fator

teórico de emissão da central e do preço médio das licenças de CO₂ verificado em bolsa nos últimos cinco dias úteis desse trimestre.

Figura 2-9 – Custos com licenças de emissão de CO₂ das centrais térmicas com CMEC

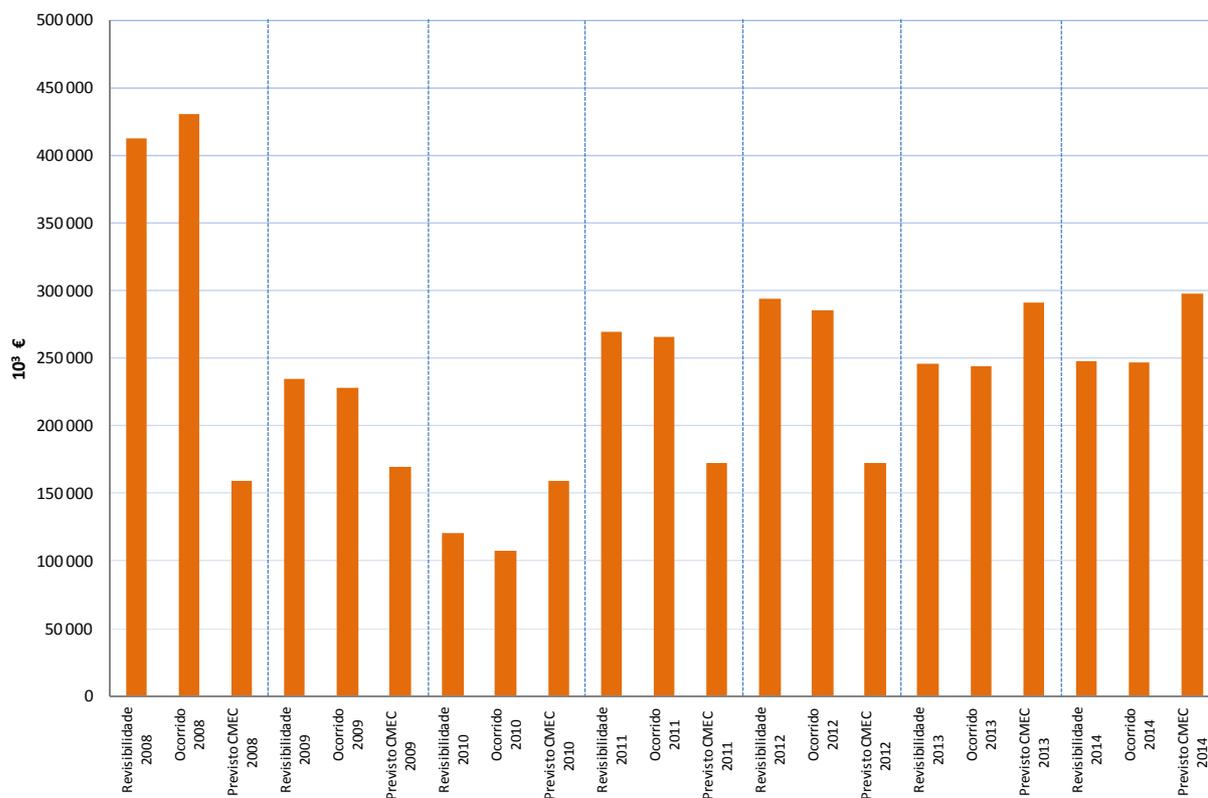


Fonte: REN, EDP e ERSE

Na análise dos custos com CO₂ é ainda de assinalar o acréscimo significativo daquela rubrica em 2013 e 2014 no valor previsto no cálculo inicial dos CMEC. Esta situação resulta do facto de em 2012 ter terminado a atribuição gratuita de licenças de emissão aos centros electroprodutores (transição do PNALE II para o CELE 2013-2020). Assim, a partir de 2013 o custo com as licenças passou a ser incluído nos custos de exploração, quando nos anos anteriores aquele custo não existia ou pelo contrário gerava receita através das transações realizadas pelos produtores nos mercados organizados de licenças de CO₂, utilizando as licenças atribuídas gratuitamente que não eram utilizadas nas suas instalações.

A Figura 2-10 permite verificar que em 2013 e 2014 os custos variáveis em termos totais, incluindo CO₂, apresentam valores próximos para os valores ocorridos e para os valores do modelo Valorágua, observando-se um diferencial significativo destes valores relativamente aos valores previstos no cálculo inicial dos CMEC. Este diferencial decorre, nomeadamente, do custo com as licenças de CO₂ inicialmente previsto no cálculo inicial dos CMEC ser muito superior ao ocorrido (como se pode observar na Figura 2-9).

Figura 2-10 – Custos variáveis totais das centrais térmicas com CMEC

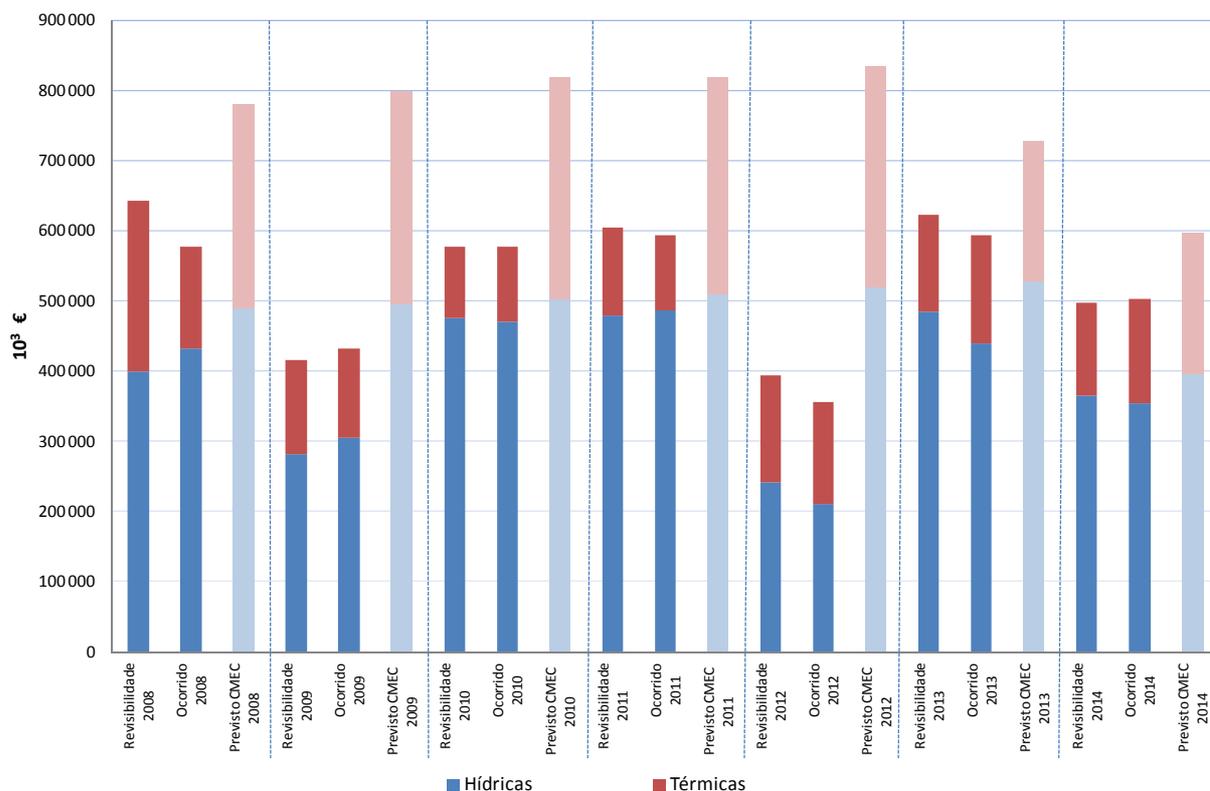


Fonte: REN, EDP e ERSE

2.2.4 MARGEM DE EXPLORAÇÃO

A margem de exploração, calculada através da diferença entre as receitas e os custos variáveis, materializa a capacidade das centrais abrangidas pelos CMEC de colocarem a energia que produzem em mercado.

Figura 2-11 – Margem de exploração das centrais com CMEC



Fonte: REN, EDP e ERSE

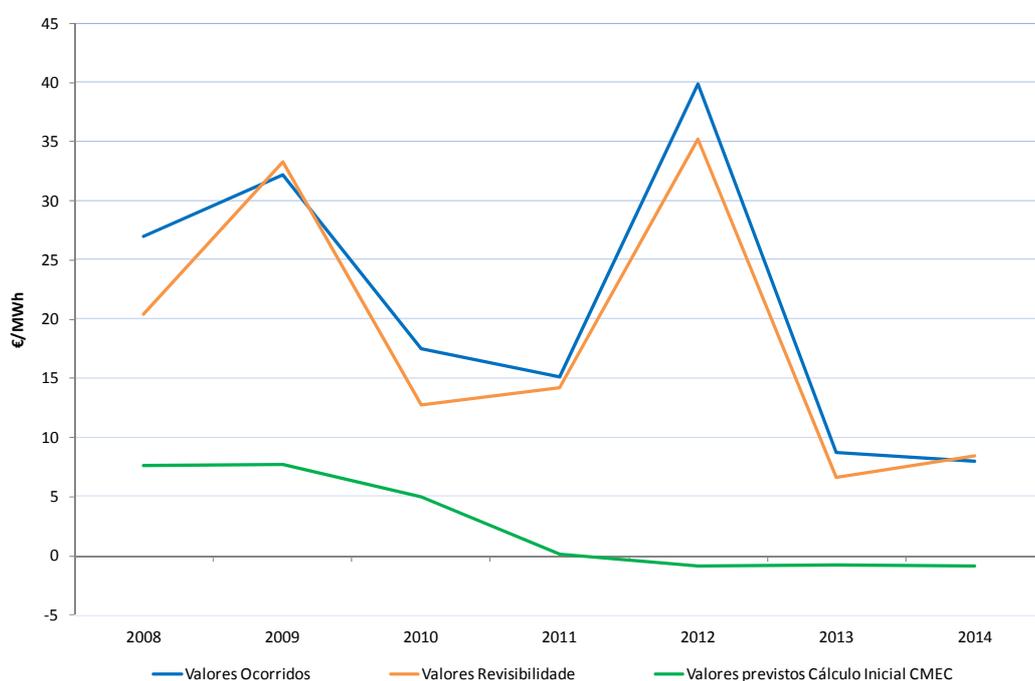
As margens de exploração do agregado das centrais com CMEC resultantes do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua têm sido, em geral, superiores às calculadas com os valores ocorridos. No entanto, o ano de 2014 foi uma exceção, à semelhança do ocorrido no ano de 2009. Para este resultado em 2014 contribuiu a alteração significativa nos valores ocorridos para as centrais hídricas que apresentaram margens de exploração muito próximas para os valores ocorridos e para os valores resultantes do cálculo da revisibilidade com o modelo Valorágua, quando em 2013 estes valores para as centrais hídricas tinham registado uma diferença assinalável. Desta forma, o diferencial em 2014 é explicado na sua grande parte pelas diferenças na margem de exploração das centrais térmicas.

Porém, em todos os anos analisados, a margem de exploração, quer determinada com o modelo Valorágua, quer determinada com valores ocorridos, é muito inferior aquela que foi prevista aquando da negociação dos CMEC em 2007, registando-se no ano de 2014 um dos menores diferenciais, o que demonstra a dificuldade de colocar em mercado a energia produzida pelas centrais abrangidas pelos CMEC.

A Figura 2-12 mostra a evolução dos custos unitários totais (encargos fixos e variáveis) das centrais abrangidas pelos CMEC, deduzidos das receitas de mercado, para os diferentes referenciais. Desta figura constata-se que os custos totais unitários previstos no cálculo do valor inicial dos CMEC são

substancialmente inferiores aos resultantes, quer do modelo Valorágua, quer dos resultantes do cálculo com valores ocorridos. Refira-se contudo que em 2014 se atingiu o valor mais baixo nos valores ocorridos resultante da aplicação desta metodologia, o que se atribui à redução dos encargos variáveis (devido a preços favoráveis do carvão e do CO₂), dos encargos fixos (saída da central de Setúbal no final de 2012 e das centrais de Miranda, Picote e Bemposta em 2013) e à elevada produção das centrais hídricas com CMEC. Este valor de custos unitários totais ocorrido em 2014 é inferior aos custos implícitos na revisibilidade, situação que tinha ocorrido somente em 2009.

Figura 2-12 – Custos unitários totais (fixos e variáveis) das centrais com CMEC deduzidos das receitas unitárias



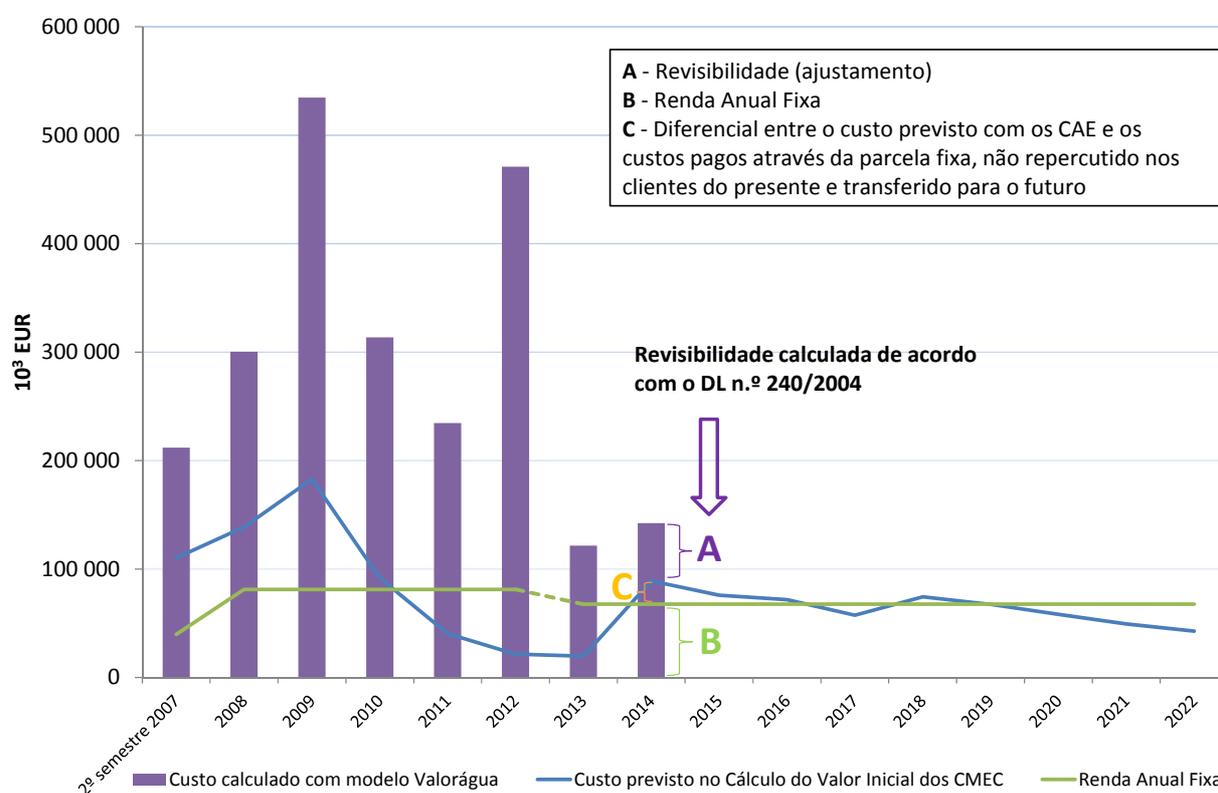
Fonte: REN, EDP e ERSE

3 COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC

Os custos totais dos CMEC correspondem à soma da parcela fixa e da parcela de acerto⁷. Em 2007, a parcela fixa foi de 39,8 milhões de euros, a partir desse ano a parcela passou para 81,2 milhões de euros. Em 2013, a taxa nominal aplicada no cálculo da parcela fixa dos CMEC foi alterada por via do Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro e da Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, de 7,55% para 4,72%, resultando na alteração da parcela fixa para 67,5 milhões de euros. A estes valores é somada a parcela da revisibilidade.

Na Figura 3-1, pode-se observar a evolução ocorrida e prevista dos CMEC. Registe-se que os custos dos ajustamentos não incluem os encargos financeiros calculados para efeitos de ajustamentos.

Figura 3-1 – Custos com CMEC (preços correntes)



Fonte: EDP e REN

⁷ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de faturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

Aquando da negociação dos CMEC, previa-se que o fim dos CMEC resultaria numa diminuição dos custos com os CAE das centrais abrangidas logo a partir de 2007, dado pelo segmento “C” (diferença entre a linha verde e a linha azul). No entanto, tal não se verificou.

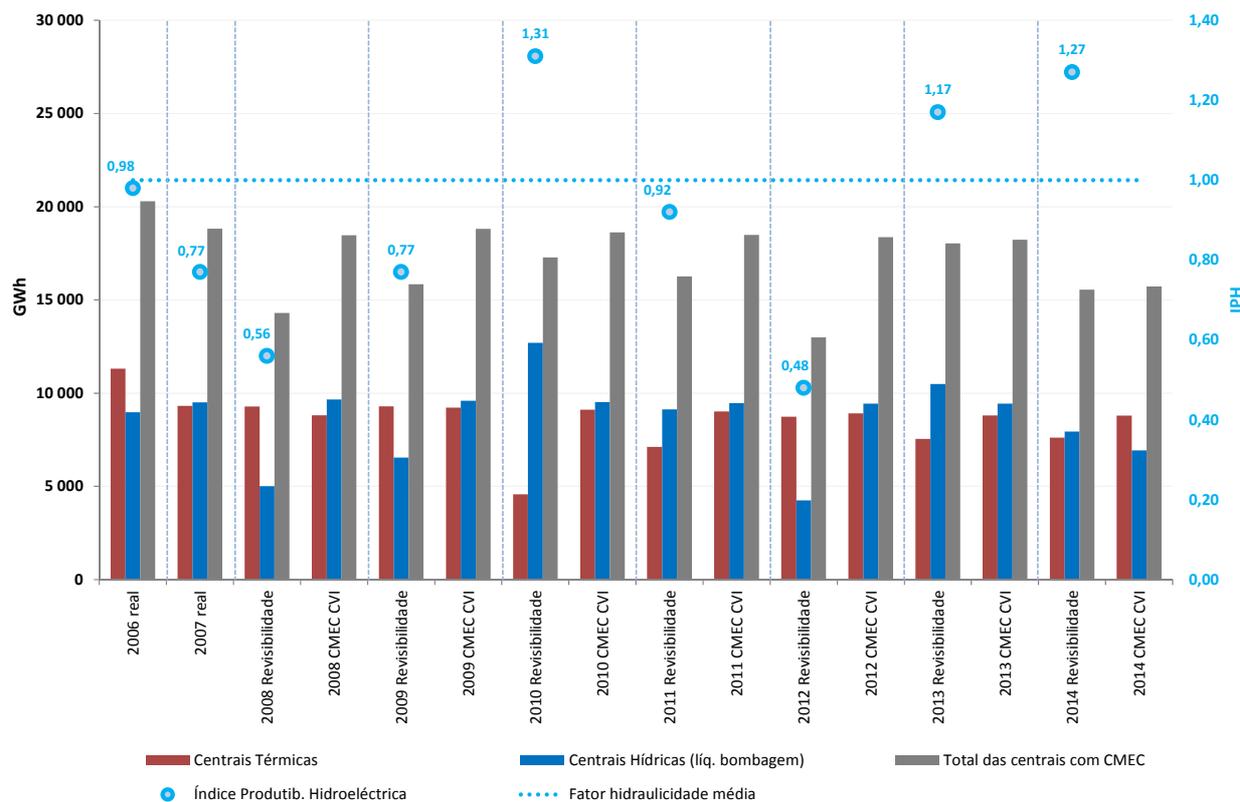
Registe-se que o grande aumento dos custos previsto a partir de 2014 (linha azul) deve-se ao fim dos CAE dos aproveitamentos hidroelétricos de Miranda, Picote e Bemposta. A redução prospetada para a margem das centrais hídricas é muito superior à redução dos respetivos encargos fixos, o que não permite uma redução de custo total.

Aquando da definição dos CMEC, previa-se que entre 2011 e 2013 o custo acrescido das centrais com CMEC para o sistema fosse inferior ao termo fixo dos CMEC. No entanto, verifica-se que tal situação não ocorreu, o que pode ser explicado pela fraca competitividade de algumas centrais enquadradas pelos CMEC, pelo crescimento acentuado da produção em regime especial (PRE), pela evolução moderada da procura de eletricidade e também por fatores conjunturais, designadamente a hidraulicidade.

Refira-se que a tendência de estagnação ou mesmo redução da procura de eletricidade verificada após 2010, associada ao crescimento da PRE, reduziu significativamente a procura de energia elétrica no mercado grossista (consumo referido à emissão deduzido da PRE), diminuindo as possibilidades de venda da produção das centrais com CMEC. Nos anos de baixa hidraulicidade, acresce a estes fatores a redução da produção das centrais hídricas, o que, tendo em conta as características atuais do *mix* de produção em Portugal e a permanência em exploração de uma única central térmica com CMEC, não tem reflexo significativo no acréscimo de produção térmica com CMEC.

Na figura que se segue podem constatar-se alguns dos aspetos anteriormente referidos.

Figura 3-2 – Produção das centrais abrangidas pelos CMEC e evolução da hidraulicidade



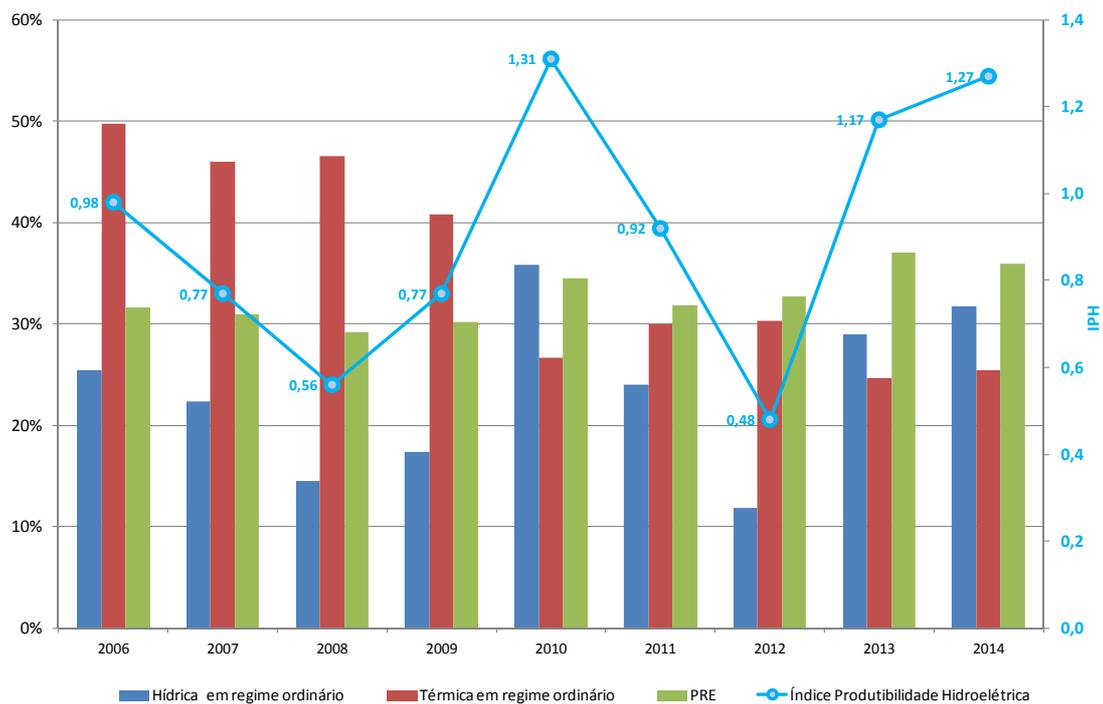
Fonte: REN

Nota-se que o acréscimo de hidraulicidade de 2013 para 2014 (IPH subiu de 1,17 para 1,27), não teve reflexo na produção das centrais hídricas com CMEC, principalmente devido ao facto das centrais de Miranda, Picote e Bemposta terem saído deste mecanismo a partir de 2014. Em sentido oposto, mas com menor amplitude, nota-se o reingresso das centrais da Agueira e Raiva no cálculo do ajustamento anual dos CMEC a partir de 1 de abril de 2014, devido ao término da cedência temporária da gestão da sua produção à Iberdrola⁸.

A figura que se segue ilustra a evolução do índice de produtividade hidroelétrica (IPH) e a evolução dos fatores de utilização da potência instalada dos seguintes agregados de centrais: (i) centrais hídricas em regime ordinário (com e sem CMEC), (ii) centrais térmicas em regime ordinário (com e sem CMEC) e (iii) produtores em regime especial (PRE). Observa-se que a utilização da potência instalada da PRE é quase indiferente à evolução da hidraulicidade e que a utilização do agregado das centrais térmicas em regime ordinário apresenta uma tendência decrescente, motivada principalmente pela menor utilização das centrais a gás natural (tecnologia marginal).

⁸ Em anos húmidos a produção de agregada das centrais de Miranda, Picote e Bemposta é, tipicamente, 3 a 5 vezes superior à produção agregada das centrais de Agueira e Raiva.

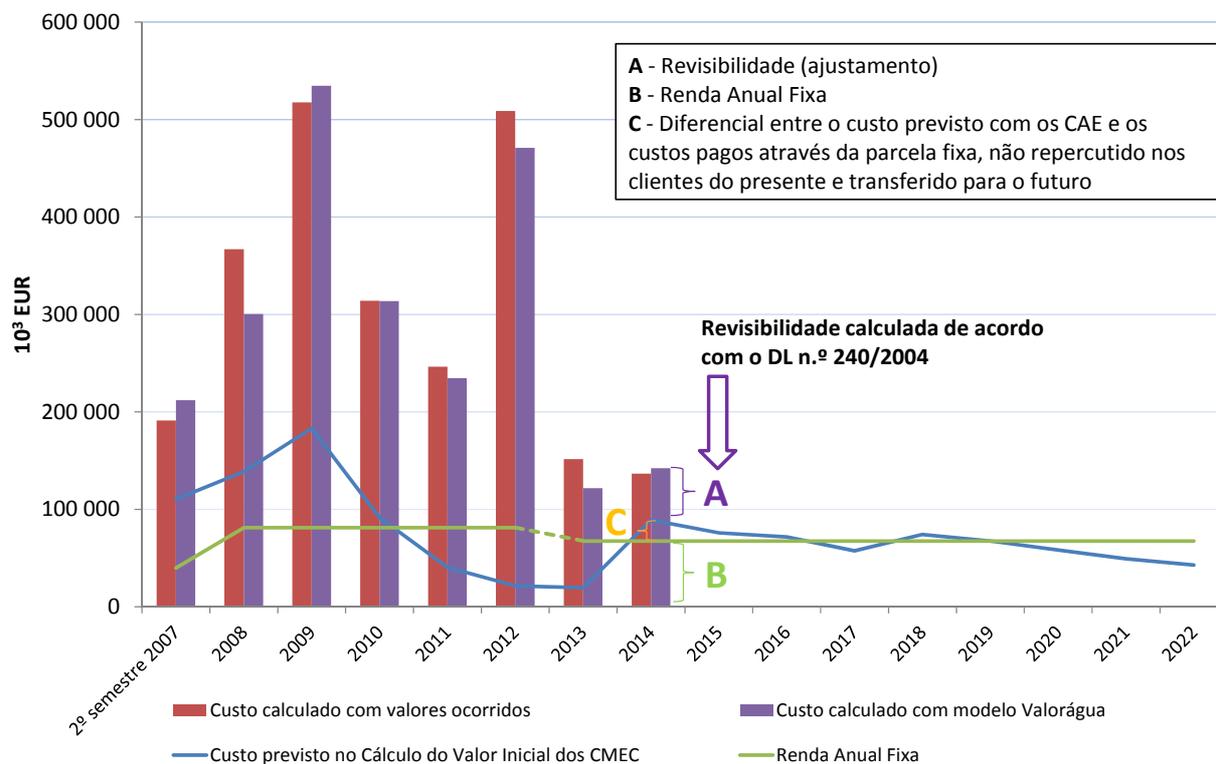
Figura 3-3 – Evolução do fator de utilização das centrais por tipo de tecnologia e do IPH



Fonte: REN e ERSE

Na Figura 3-4 comparam-se os custos com os CMEC e os respetivos ajustamentos calculados através do modelo e com os dados ocorridos.

Figura 3-4 – Custos com CMEC determinados com modelo Valorágua e com valores Ocorridos



Fonte: EDP, REN e ERSE

Esta figura mostra, mais uma vez, que a aplicação do modelo de simulação do sistema electroprodutor (Valorágua) conduz a valores de revisibilidade diferentes dos que se obtêm com os dados ocorridos de produções e preços em regime de mercado. Em 2014, esta diferença mostra que o cálculo com base em valores ocorridos conduz a um custo inferior, à semelhança do ocorrido apenas em 2007 e 2009. Nos restantes anos o cálculo com base em valores ocorridos tem sido superior ao do modelo, sendo o valor acumulado das diferenças observadas no período em análise da ordem de 102,8 milhões de euros.

4 COMENTÁRIOS FINAIS

A análise efetuada no presente relatório, que alarga ao ano de 2014 as análises similares realizadas em anos anteriores, evidencia os seguintes aspetos:

1. Os custos com os CMEC são, em geral, superiores ao previsto no Cálculo do Valor Inicial realizado em 2007. Em resultado dos pressupostos considerados este cálculo e da renda anual fixa daí resultante, previa-se que a partir de 2011 a subsidiação entre consumidores atuais e futuros se pudesse inverter. No entanto os custos com os CMEC (parcela fixa acrescida do ajustamento anual resultante da revisibilidade) têm sido sistematicamente superiores, devido a uma multiplicidade de fatores, descritos nos pontos seguintes.
2. O crescimento da PRE associado ao decréscimo ou estagnação do consumo desde 2010 tem um impacto acentuado na colocação da produção das centrais com CMEC em mercado, particularmente das térmicas, e conseqüentemente na receita obtida. No caso particular do ano 2014 tal não se verificou dado que PRE decresceu face a 2013, com o consumo a manter-se praticamente constante e os custos variáveis da central de Sines se reduziram, principalmente por via do preço do carvão, o que proporcionou condições para um acréscimo da produção desta central em relação a 2013, mas ainda assim abaixo do ocorrido em anos secos (2009 e 2012).
3. A existência de um ajustamento anual que é sistematicamente elevado, sempre no mesmo sentido e desproporcional face à parcela fixa, reforça a noção de que os pressupostos subjacentes ao Cálculo do Valor Inicial dos CMEC não são coerentes com o desenvolvimento do Setor Elétrico Nacional. Esta constatação poderia levar a uma ponderação da metodologia de recuperação dos CMEC.
4. No ano de 2014 é visível um ligeiro acréscimo dos encargos totais em termos unitários face a 2013. Esta situação resulta, no essencial, de uma redução das receitas unitárias das centrais com CMEC, já que os encargos variáveis unitários se mantiveram estáveis. Devido à elevada produção das centrais com CMEC em 2014, à semelhança do ocorrido em 2013 por ambos terem sido anos húmidos, o efeito dos encargos fixos em termos unitários foi similar em ambos os anos.
5. A integração no modelo Valorágua da produção das restantes centrais não abrangidas por CMEC, mas integradas no grupo empresarial das centrais com CMEC, pode gerar benefícios em termos de limitação de estratégias anti-competitivas que não foram objeto da presente análise.
6. No ano de 2014, verificou-se que o cálculo do ajustamento dos CMEC com base em valores ocorridos é inferior em cerca de 5,7 milhões de euros ao resultante do cálculo com o modelo Valorágua. Anteriormente, apenas em 2009 tinha ocorrido uma diferença neste sentido. As análises realizadas nos anos anteriores mostraram que, em geral, que a aplicação do modelo Valorágua (baseado numa lógica de despacho centralizado) conduz a ajustamentos anuais dos CMEC inferiores aos ajustamentos calculados com base nos valores ocorridos (baseados numa lógica de mercado). O

acumulado das diferenças entre os ajustamentos obtidos com as duas metodologias é da ordem de 102,8 milhões⁹, que corresponde a cerca de 4,4% dos valores de revisibilidade determinados até 2014.

⁹ Tendo em conta a melhoria introduzida na metodologia usada nesta análise a partir do ano 2013, que permitiu uma separação das unidades de mercado referentes a produção hídrica nas correspondentes unidades físicas. Nota-se que as unidades de mercado correspondem ao agrupamento de várias unidades físicas (entenda-se grupos hídricos), para os quais o agregado da produção é valorizado ao mesmo preço para cada hora. Esta separação é relevante nas unidades de mercado que incluem grupos hídricos com CMEC e grupos hídricos sem CMEC.