

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DA REVISIBILIDADE
EM 2010**

Abril/2012

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	5
2.2.1	Quantidades de energia vendida	5
2.2.2	Receita	8
2.2.3	Custos variáveis	10
2.2.4	Margem de exploração.....	13
3	COMPARAÇÃO ENTRE CUSTOS DOS CAE COM CMEC E SEM CMEC.....	17
4	COMENTÁRIOS FINAIS	21

1 ENQUADRAMENTO

Com o fim dos Contratos de Aquisição de Energia (CAEs) os produtores de energia elétrica detentores destes contratos adquirem 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 com os 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, sendo ajustados de modo a considerar, entre outros, os investimentos extraordinários e alterações de legislação que impliquem o aumento dos custos fixos.

As receitas são calculadas com base num conjunto de pressupostos (rendimentos de centrais, emissões de CO₂, etc.) definidos *a priori*, através da aplicação de um modelo de simulação do sistema electroprodutor.

O presente documento, relativo ao ano de 2010, pretende dar continuidade ao trabalho desenvolvido nos anos anteriores para o 2º semestre de 2007 e para os anos 2008 e 2009, com vista a:

- Análise do cálculo do ajustamento anual com base na aplicação do modelo previsto na legislação, comparando os seus resultados, com os que se obteriam caso fossem considerados no modelo dados reais.
- 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 Valoragua (Decreto-Lei n.º 240/2004), com os valores calculados com base em dados reais face ao valor inicialmente previsto, aquando do apuramento do valor inicial dos CMEC.

2.1 VALORES APURADOS

Recalcularam-se os custos que teriam sido obtidos, caso o mecanismo de revisibilidade aplicado com base no modelo de simulação do sistema electroprodutor e nos pressupostos para as emissões de CO₂, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, fosse substituído pelo seguinte conjunto de pressupostos

- Vendas de energia elétrica ocorridas em cada hora (cálculo ERSE com base em dados OMEL - produção líquida, deduzida de bombagem) nos mercados diário e intradiário.
- Custos de produção ocorridos (custos unitários semanais por central utilizados no cálculo da revisibilidade multiplicados pelas respetivas produções definidas no ponto anterior).
- Custos de CO₂ ocorridos (diferença entre as licenças atribuídas e as consumidas no ano multiplicada pelo preço médio ponderado de mercado do ano).
- Receitas do sistema e encargos fixos de acordo com valores considerados no cálculo da revisibilidade (assinalados a vermelho no Quadro 2-1)².

Estes pressupostos foram já utilizados nas análises efetuadas nos anos anteriores, permitindo assim a comparabilidade dos resultados apurados na presente análise para 2010, com os resultados apurados para o 2.º semestre de 2007 e para os anos de 2008 e 2009.

Por uma questão de simplificação, ao longo do presente documento, os resultados baseados nos pressupostos da revisibilidade são referidos nas figuras como “Revisibilidade” ou ainda como “Modelo”, enquanto os resultados baseados nos pressupostos anteriormente referidos são apresentados como “Ocorrido”.

No Quadro 2-1, pode observar-se que o ajustamento apurado em 2010 entre o valor inicial e o valor calculado com o modelo de simulação do sistema electroprodutor, é superior ao ajustamento que seria obtido com base nos valores ocorridos, em cerca de 22,0 milhões de euros.

² Os encargos fixos não foram analisados, embora mereçam ser melhores estudados, designadamente no que diz respeito à disponibilidade das centrais, pela sua variação ser de menor impacto do que a variação dos encargos variáveis.

Quadro 2-1 – Valores apurados

Unidade: 10³ Eur

		2010				
		Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor apurado para a revisibilidade de 2010 com o modelo	Valor definido para Ajustamento	Valores ocorridos	Novo valor definido para Ajustamento
		(a)	(b)	(c)=(b)-(a)	(d)	(e)=(d)-(a)
Receitas de mercado						
1.1	Centrais hídricas	503 431	475 752	-27 679	492 420	-11 011
1.2	Centrais térmicas	474 424	223 594	-250 830	215 690	-258 734
1 = 1.1+1.2	Total	977 855	699 346	-278 509	708 110	-269 745
Custos de exploração (CE) + CO₂						
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	180 669	158 832	-21 837	148 815	-31 854
2.2	Centrais térmicas CO ₂	-20 893	-37 736	-16 843	-40 949	-20 056
2 = 2.1+2.2	Total	159 776	121 096	-38 680	107 867	-51 909
Margem de exploração						
3.1=1.1	Centrais hídricas	503 431	475 752	-27 679	492 420	-11 011
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	314 648	102 498	-212 150	107 823	-206 825
3 = 1-2	Total	818 079	578 250	-239 829	600 243	-217 836
Receitas de serviço de sistema						
4.1	Centrais hídricas	0	46 204	46 204	46 204	46 204
4.2	Centrais térmicas	0	10 345	10 345	10 345	10 345
4 = 4.1+4.2	Total	0	56 548	56 548	56 548	56 548
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)						
5.1	Centrais hídricas EF	520 453	516 539	-3 914	516 539	-3 914
5.2	Centrais térmicas EF	382 059	409 534	27 475	409 534	27 475
5.3	Centrais hídricas OE	773	2 669	1 896	2 669	1 896
5.4	Centrais térmicas OE	6 399	19 751	13 352	19 751	13 352
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	909 684	948 493	38 809	948 493	38 809
Ajustamento total do montante dos CMEC						
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	17 796	-2 747	-20 543	-19 415	-37 211
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	73 811	316 443	242 632	311 117	237 306
6 = 6.1+6.2	Total	91 607	313 697	222 090	291 702	200 095

Fonte: EDP SU e ERSE

Duas rubricas contribuem para a diferença entre o valor da revisibilidade e o valor obtido com valores ocorridos. Em primeiro lugar, a diferença decorre das receitas de venda de energia elétrica em mercado pelas centrais com CMEC, terem sido, superiores em 8,8 milhões de euros, ao calculado através do modelo³. Porém, para esta diferença não contribuíram da mesma forma as centrais hídricas e térmicas. As vendas das centrais hídricas foram superiores ao definido no cálculo da revisibilidade em 16,7 milhões de euros, enquanto as vendas das centrais térmicas foram inferiores em cerca de 7,9 milhões de euros. Em segundo lugar, os custos de exploração apurados pela metodologia apresentada neste documento são inferiores ao definido na revisibilidade em 13,2 milhões de euros. Este facto deve-se, em parte, à forma como os custos com CO₂ são avaliados na metodologia seguida pela ERSE, descrita mais adiante, sendo por essa via inferiores em 3,2 milhões de euros ao apurado através da revisibilidade.

³ Coluna (e) - coluna (c)

2.2 FATORES DETERMINANTES NOS AJUSTAMENTOS AOS CMEC

Tal como no trabalho desenvolvido nos anos anteriores, são analisadas as diferenças entre o apuramento do ajustamento anual dos CMEC, com base nos pressupostos da revisibilidade e com base nos pressupostos expostos no ponto anterior, nas componentes que se seguem:

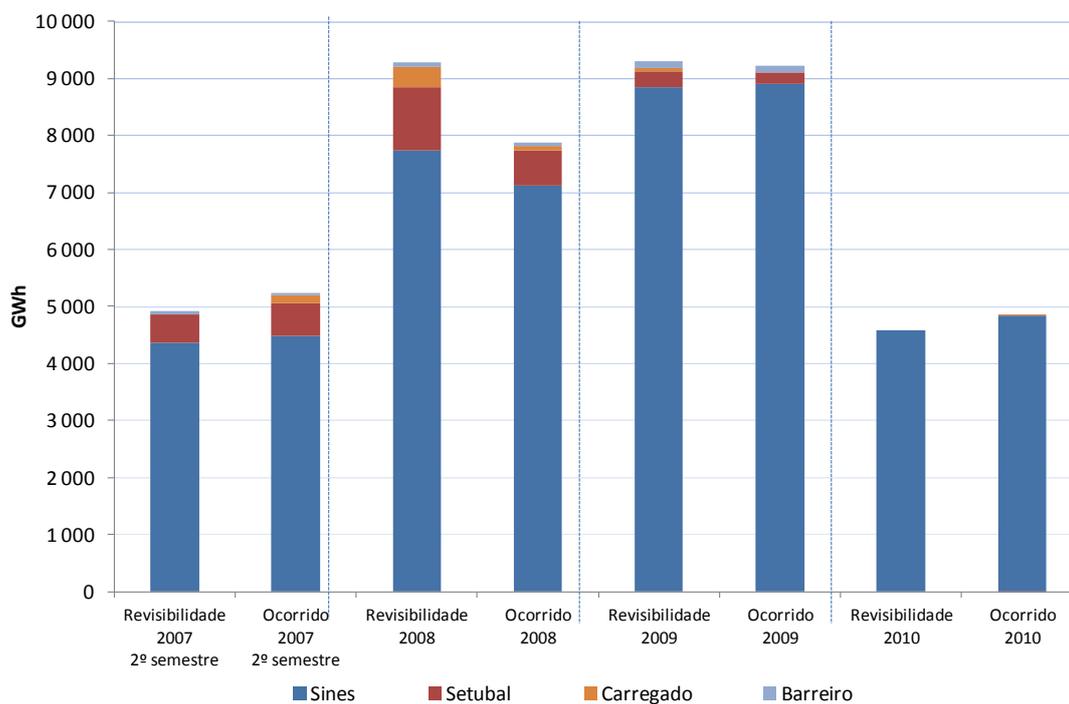
- Quantidades de energia vendida.
- Receita unitária.
- Custos variáveis por unidade produzida.
- Margem de exploração, sobre os custos variáveis, bem como sobre os custos totais.

Como anteriormente referido, os resultados desta análise são comparados com os obtidos para os anos de 2008 e de 2009, sendo que em 2007 o Decreto-Lei n.º 240/2004 apenas foi aplicado no 2º semestre.

2.2.1 QUANTIDADES DE ENERGIA VENDIDA

Tanto em 2008, como em 2009, as quantidades de energia vendida pelas centrais térmicas nos mercados diários e intradiários foram inferiores ao definido no mecanismo de revisibilidade, sendo que em 2009 esta diferença foi bastante menor. Em 2010, verificou-se o inverso, com as quantidades vendidas pelas centrais térmicas a serem superiores às definidas no mecanismo da revisibilidade, tal como é ilustrado na Figura 2-1.

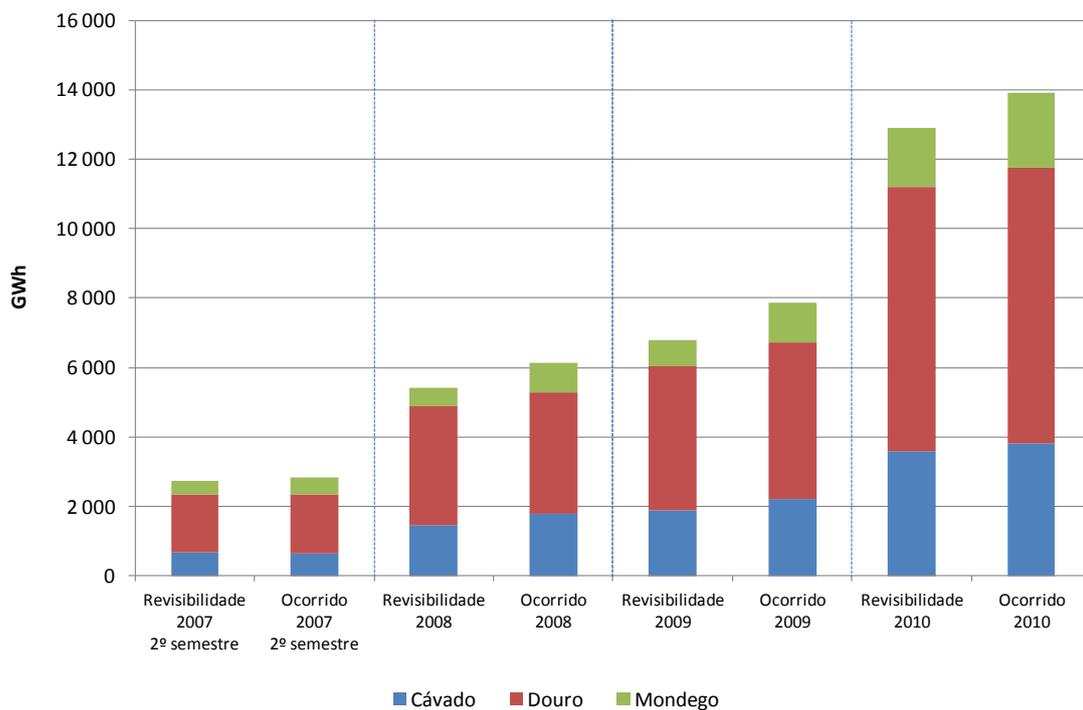
Figura 2-1 – Quantidades vendidas pelas Centrais Térmicas



Fonte: EDP SU e ERSE

No que diz respeito às centrais hídricas, as quantidades reais de energia elétrica vendida acompanharam a tendência dos anos anteriores sendo superiores aos resultados do modelo, conforme é apresentado na Figura 2-2. Realce, para o grande acréscimo de produção hídrica, ocorrida em 2010, como consequência de um ano com elevado coeficiente de hidraulicidade (segundo melhor dos último 10 anos apenas superado em 2003).

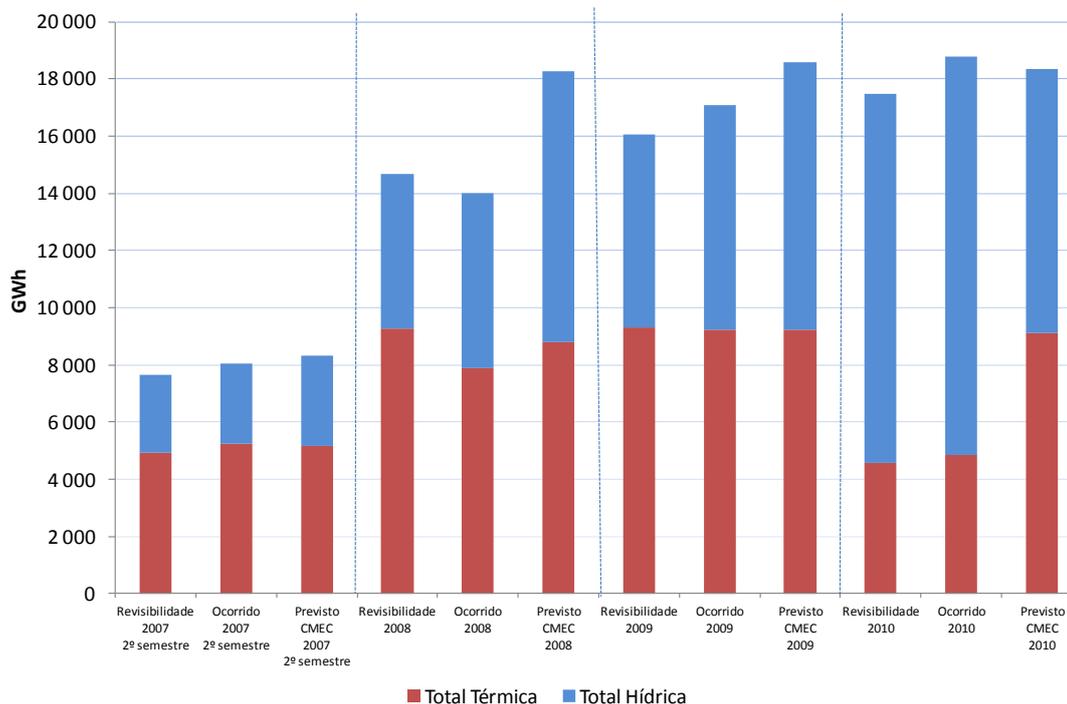
Figura 2-2 – Quantidades vendidas pelas Centrais Hídricas



Fonte: EDP SU e ERSE

A Figura 2-3 mostra que pela primeira vez em 2010 as quantidades vendidas foram superiores aos valores previstos vender neste ano aquando da negociação dos CMEC em 2007, por via do peso da componente hídrica, fruto da elevada hidraulicidade ocorrida em 2010.

Figura 2-3 – Quantidades vendidas totais



Se for considerado o conjunto das centrais hídricas e térmicas, em 2008 as quantidades decorrentes da aplicação do modelo de simulação foram superiores às quantidades vendidas nos mercados diário e intradiário, sendo que esta tendência inverteu-se em 2009 e em 2010. 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 são estimadas pelo modelo. Por outro lado, existe um desajuste entre as quantidades realmente vendidas no mercado diário e intradiário e as quantidades produzidas, que é compensado no mercado de serviços de sistema, que não é considerado no modelo Valorágua.

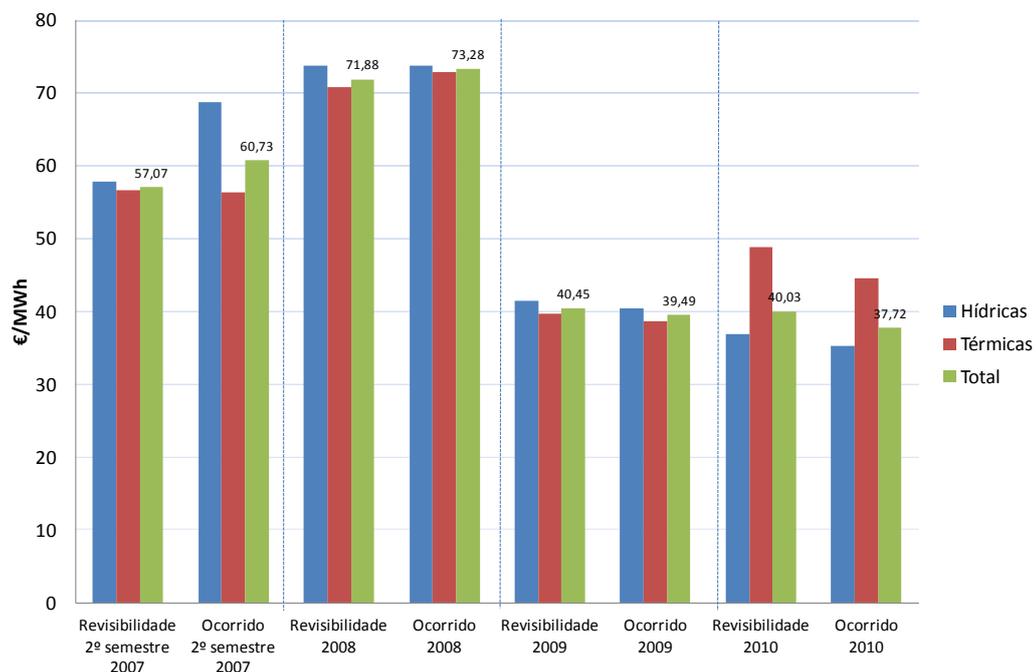
Deste modo, a diferença entre as quantidades vendidas dadas pelo modelo e as quantidades realmente vendidas em mercado são refletidas, por um lado, nas diferenças entre os valores de importação estimados pelo modelo e os ocorridos e, por outro lado, nos desvios de produção valorizados no mercado de serviços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

2.2.2 RECEITA

Tanto nas centrais hídricas como nas centrais térmicas, o valor das receitas unitárias com base nos valores ocorridos é, em 2010, inferior ao valor resultante do cálculo da revisibilidade.

A figura seguinte ilustra o referido.

Figura 2-4 – Receita unitária das centrais

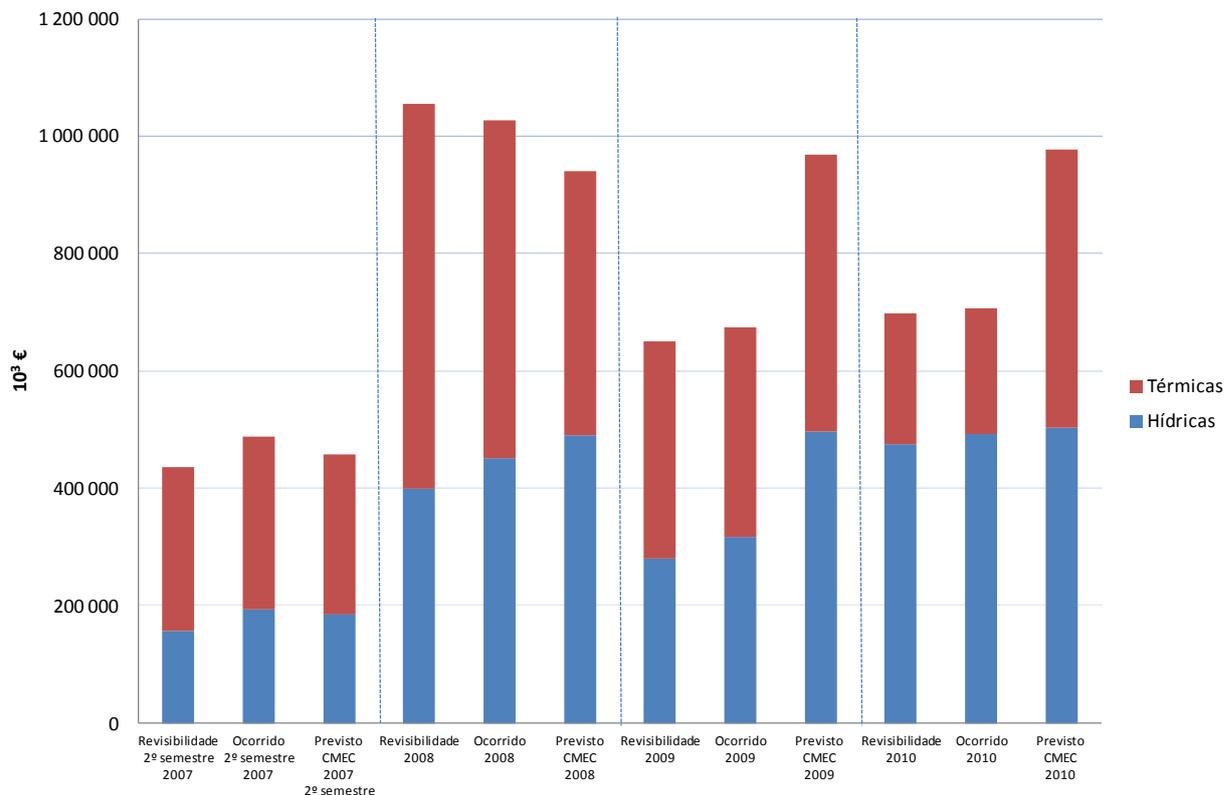


Fonte: EDP SU e ERSE

A maior quantidade produzida face ao implícito no cálculo da revisibilidade, teve então, como contrapartida, a venda de energia elétrica em horas com preço de mercado mais baixo.

O maior valor das receitas unitárias em 2010, conjugado com a maior quantidade de energia vendida face ao definido no cálculo da revisibilidade, resultou num maior valor das receitas totais ocorridas, à semelhança do verificado em 2009.

Figura 2-5 – Receitas totais



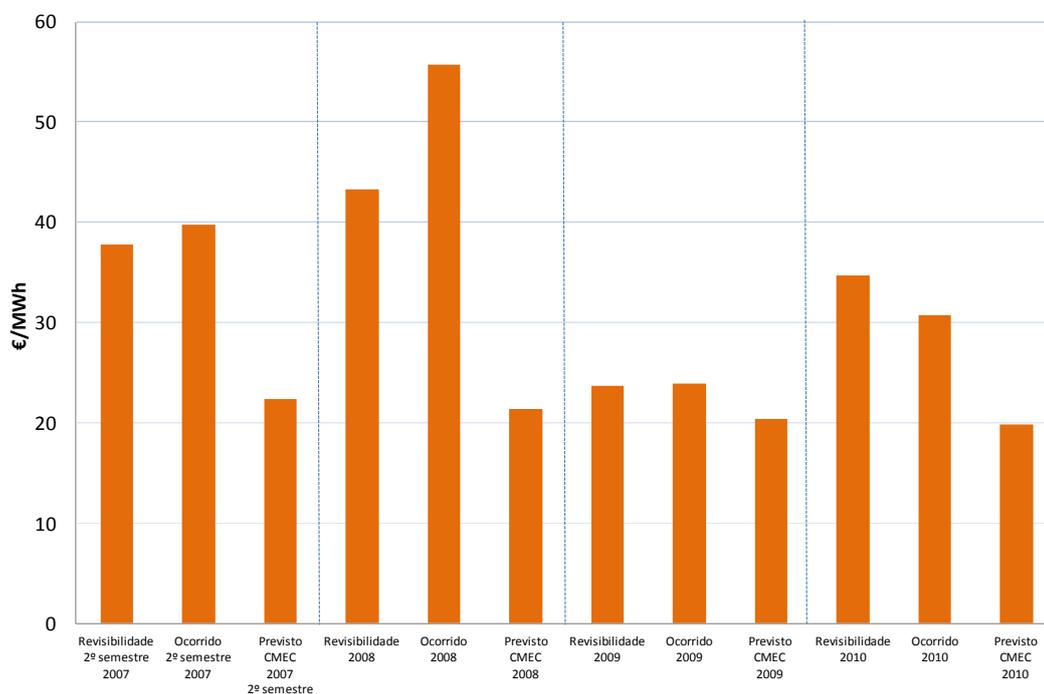
Fonte: EDP SU e ERSE

2.2.3 CUSTOS VARIÁVEIS

Os custos variáveis unitários ocorridos (com e sem CO₂) foram inferiores, em 2010, aos valores implícitos na revisibilidade, conforme mostram as Figura 2-6 e Figura 2-7. Verifica-se também, que em 2010 os custos variáveis unitários ocorridos, com CO₂, foram inferiores aos anos anteriores (desde o 2º semestre de 2007, ano partir do qual se aplicou a revisibilidade). No entanto, em 2010 os custos variáveis unitários ocorridos sem CO₂ forma superiores aos ocorridos em 2009. Esta situação deve-se ao facto de em 2010 as emissões de CO₂ das centrais térmicas com CMEC terem sido inferiores às licenças atribuídas, tal como é possível observar na Figura 2-8.

Figura 2-6 – Custos variáveis unitários

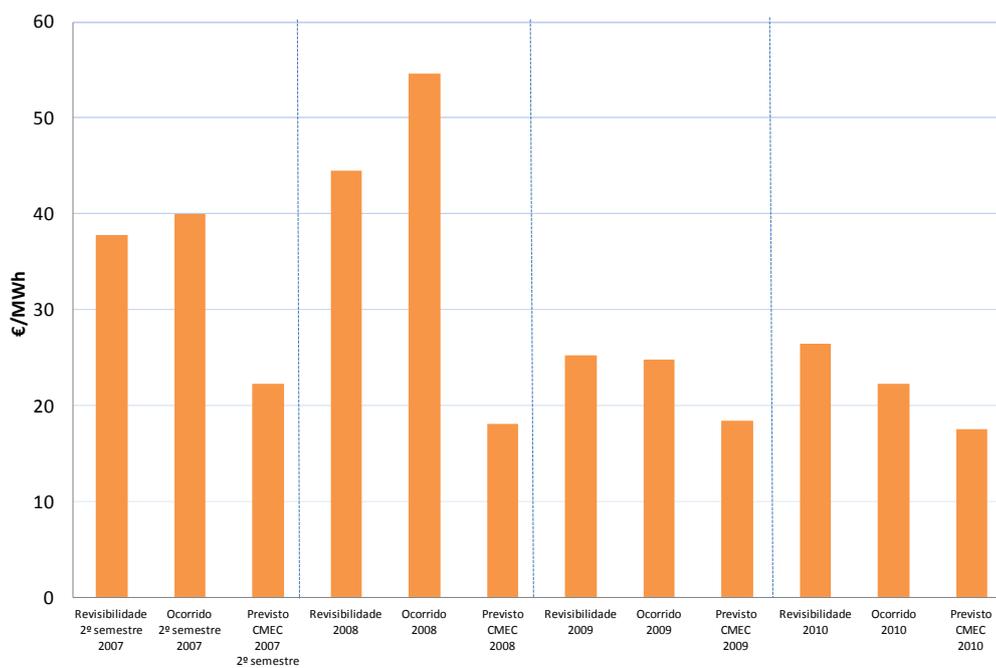
(sem CO₂)



Fonte: EDP SU e ERSE

Figura 2-7 – Custos variáveis unitários

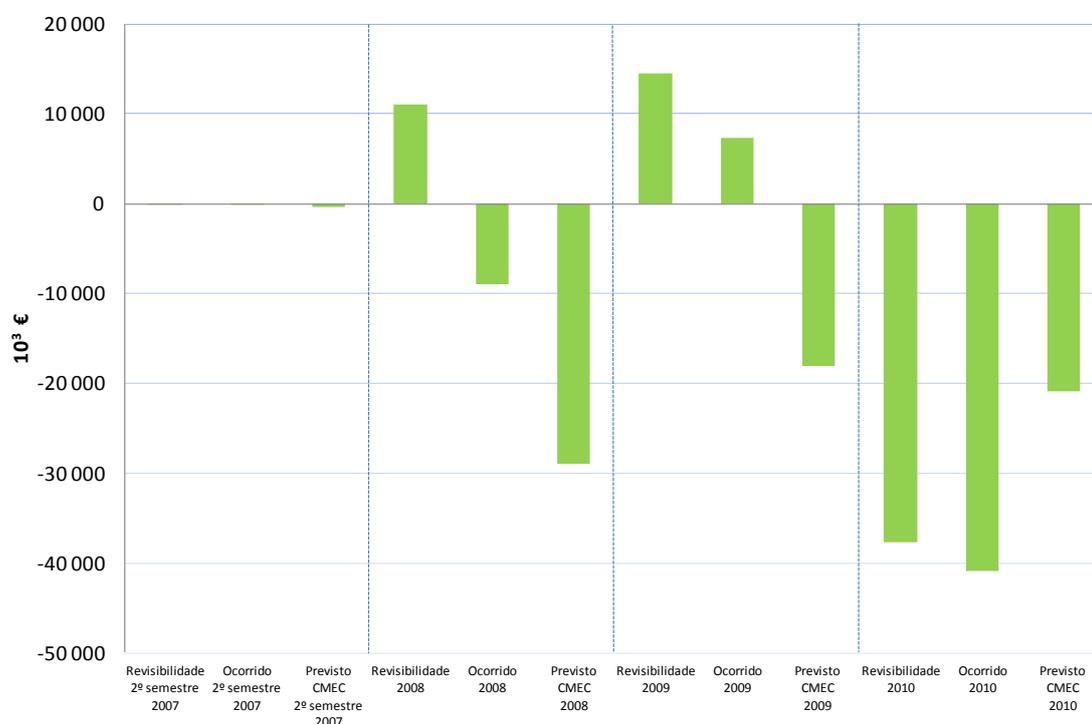
(Com CO₂)



Fonte: EDP SU e ERSE

Na análise destes custos importa destacar o efeito das licenças de emissão de CO₂. Em resultado da produção ter sido menor do que o previsto aquando do cálculo inicial dos CMEC, os custos com licenças de emissão de CO₂ foram menores nestes anos. Importa também sublinhar que o cálculo dos custos com CO₂, segundo a metodologia da ERSE, baseado no valor médio anual das licenças de emissão de CO₂ e nas quantidades realmente emitidas, resulta num menor custo, do que o obtido quando se aplica a metodologia seguida para cálculo da revisibilidade. Neste caso, o custo com as licenças de emissão de CO₂ tem por base o preço médio nos cinco dias úteis de cada trimestre e nas quantidades teóricas de emissão (decorrentes do modelo de simulação). Face à pouca liquidez dos mercados de licença de emissão de CO₂, considera-se que a metodologia aplicada neste documento é a mais adequada.

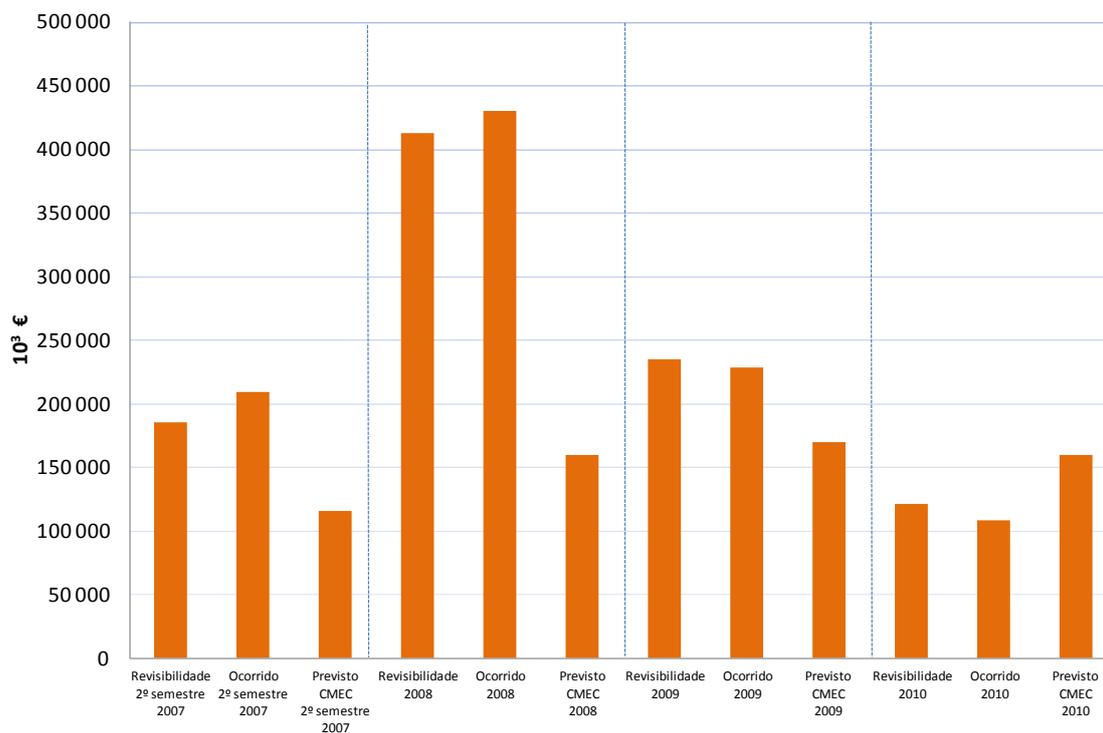
Figura 2-8 – Custos com licenças de emissão de CO₂



Fonte: EDP SU e ERSE

A Figura 2-9 permite verificar que, em termos totais, os custos variáveis, incluindo CO₂, apresentam a mesma tendência que os custos variáveis unitários, com exceção do previsto para 2010, em que a tendência é inversa. Tal sucede pelo facto de as quantidades de produção térmica previstas no cálculo inicial dos CMEC para 2010 serem muito superiores ao verificado (como se pode observar na Figura 2-3).

Figura 2-9 – Custos variáveis totais

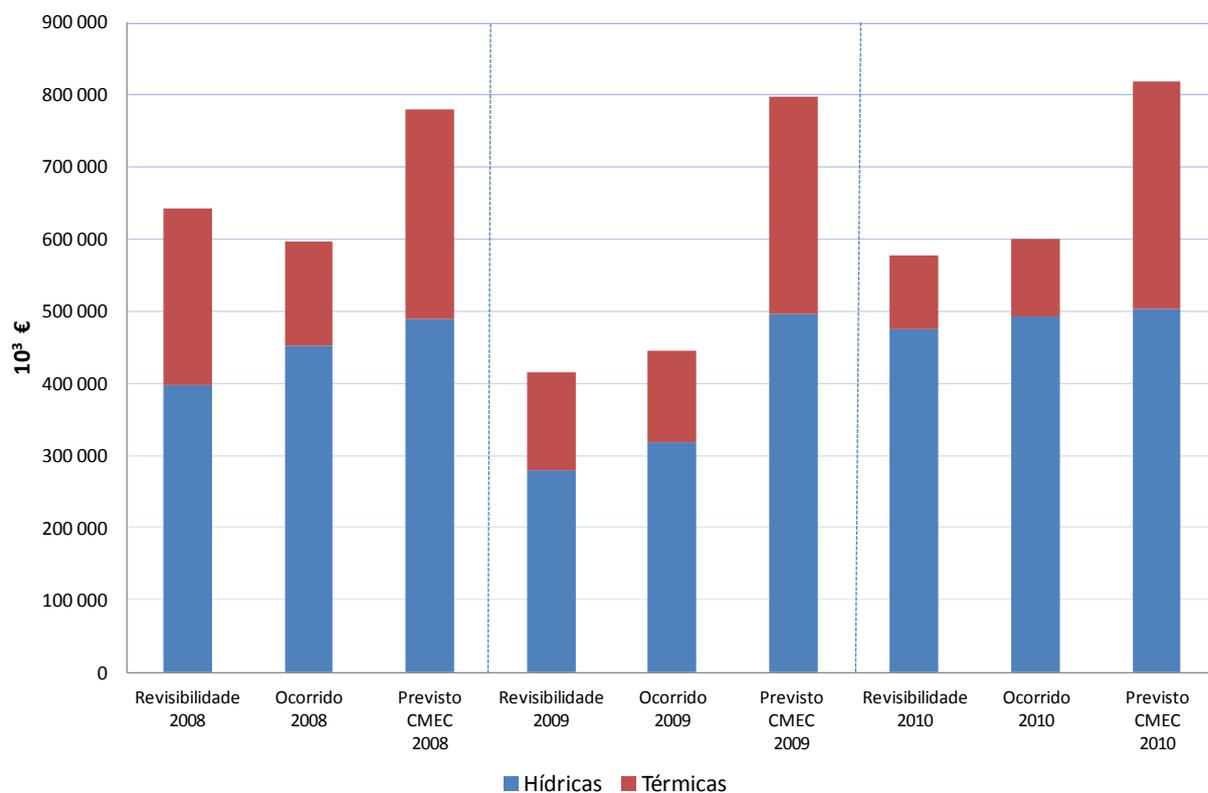


Fonte: EDP SU e ERSE

2.2.4 MARGEM DE EXPLORAÇÃO

A margem de exploração é uma boa medida para avaliar a capacidade das centrais abrangidas pelos CMEC colocarem a energia que produzem em mercado.

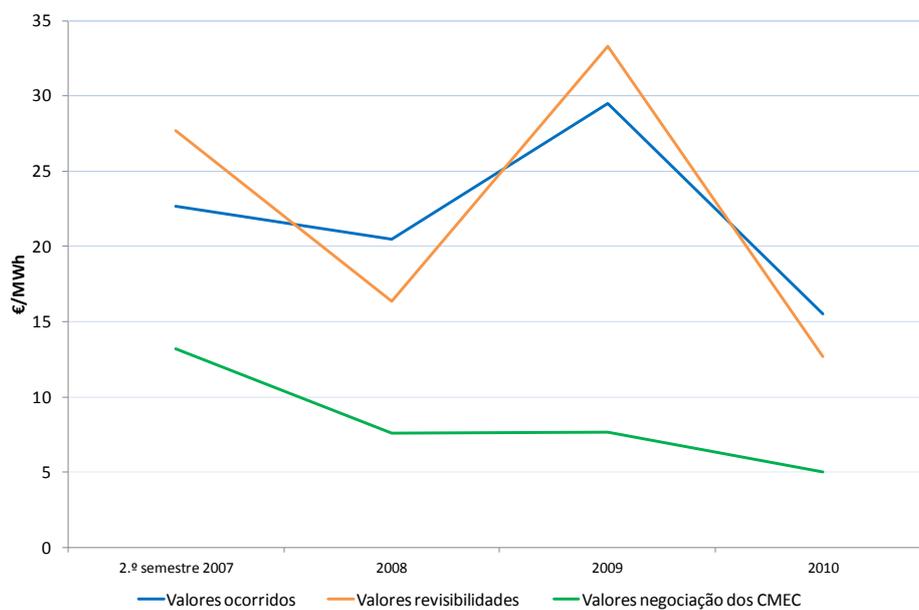
Figura 2-10 – Margem de exploração



Fonte: EDP SU e ERSE

Em relação à margem de exploração, calculada através da diferença entre as receitas e os custos variáveis, os valores ocorridos em 2010 foram, à semelhança de 2009, superiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade. Em 2008 a margem de exploração ocorrida foi inferior à revisibilidade.

Porém, esta margem é muito inferior ao que era inicialmente previsto aquando da negociação dos CMEC, bem como também é muito inferior ao que seria necessário para cobrir os encargos fixos das centrais com CMEC.

Figura 2-11 – Custos unitários das centrais com CMEC deduzidos das receitas unitárias

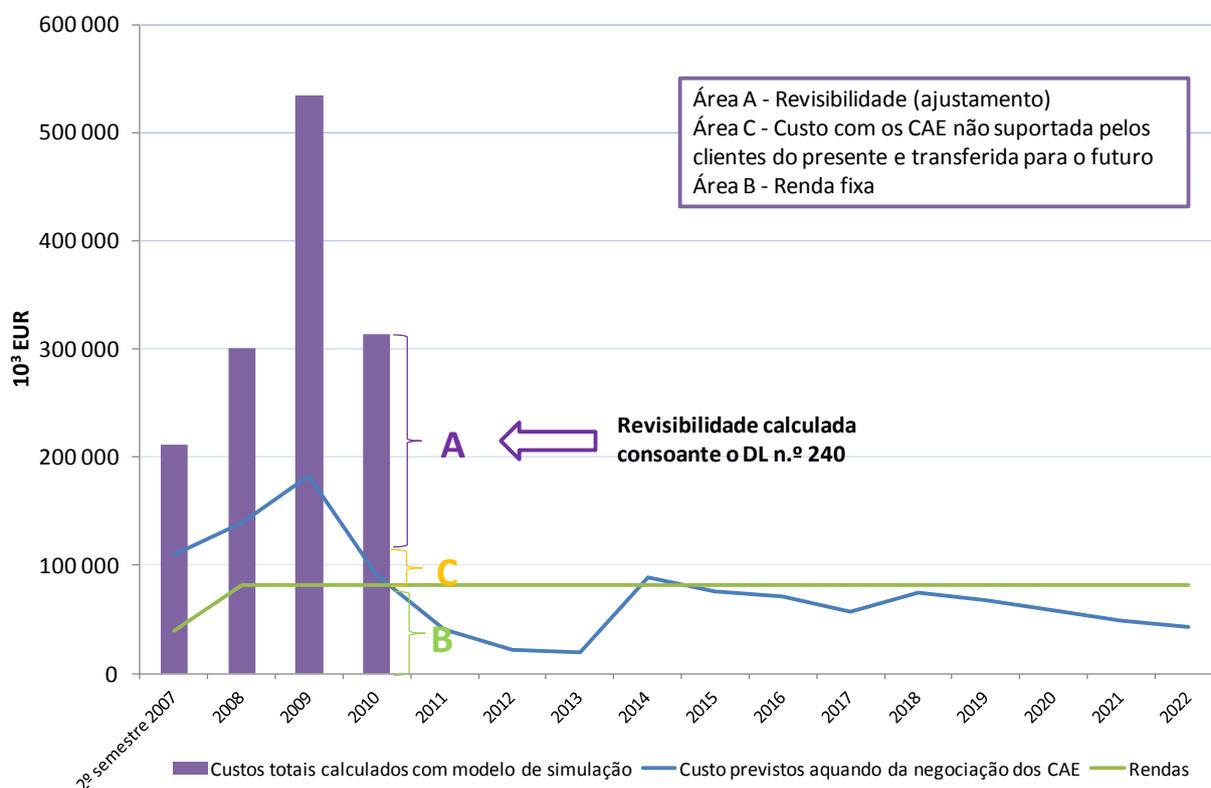
A Figura 2-11 mostra, assim, que os custos totais (encargo fixo e variável) com as centrais abrangidas pelos CMEC deduzidos das receitas de mercado, por unidade vendida, têm sido substancialmente superior ao previsto desde a recuperação dos CMEC.

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 acerto⁴. Em 2007 a parcela fixa foi de 39,854 milhões de euros, a partir desse ano a parcela passou para 81,185 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 custos com os 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 Serviço Universal e REN

Observa-se que o fim dos CMEC resultaria num aumento dos custos com os CAE a curto prazo, dado pela área C. Registe-se que o grande aumento dos custos a partir de 2014 deve-se ao fim dos CAE dos

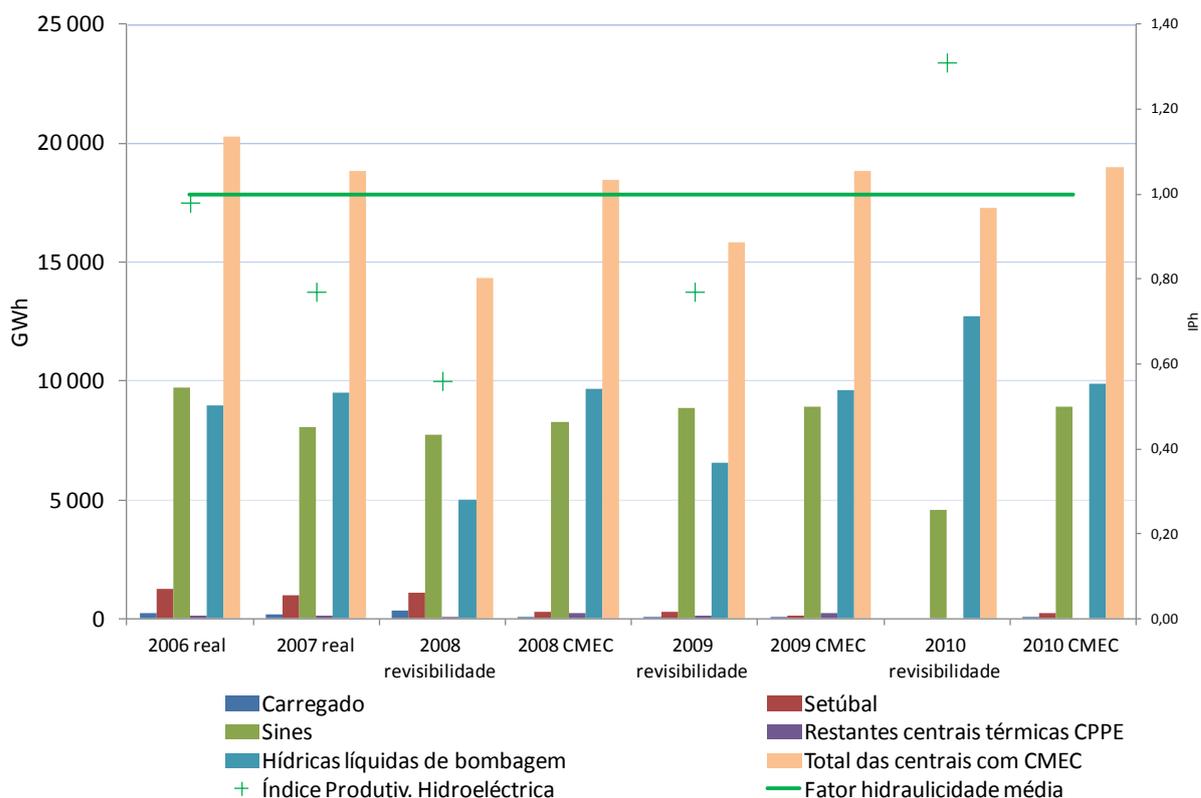
⁴ A parcela de acerto inclui a parcela de ajustamentos anuais (corresponde à revisibilidade), a parcela de acertos de faturação e a parcela de ajustamento final (que será aplicada 11 anos após o início da implementação dos CMEC).

aproveitamentos hidroelétricos de Miranda, Picote e Bemposta, que contribuem positivamente para a redução dos CMEC.

Aquando da definição dos CMEC, previa-se que em 2011 (ano que coincide com o fim do CAE do Carregado) os custos com os CAE fossem inferiores ao termo fixo dos CMEC, No entanto, face à fraca competitividade das centrais enquadradas pelos CMEC, assemelha-se pouco provável que tal situação se verifique.

A dificuldade em colocar as centrais com CMEC deve-se, igualmente, a fatores conjunturais, designadamente à evolução da procura, bem como à evolução da hidraulicidade, como se pode observar na figura que se segue. Observa-se na Figura 3-2 que a produção das centrais com CMEC, por aplicação do modelo de simulação dos sistema electroprodutor, foi superior em 2010 face ao ocorrido em 2009 e em 2008, como consequência da hidraulicidade elevada. Refira-se que o decréscimo verificado ao nível das centrais térmicas deve-se também pelo descomissionamento das centrais do Barreiro, Setúbal e Carregado.

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

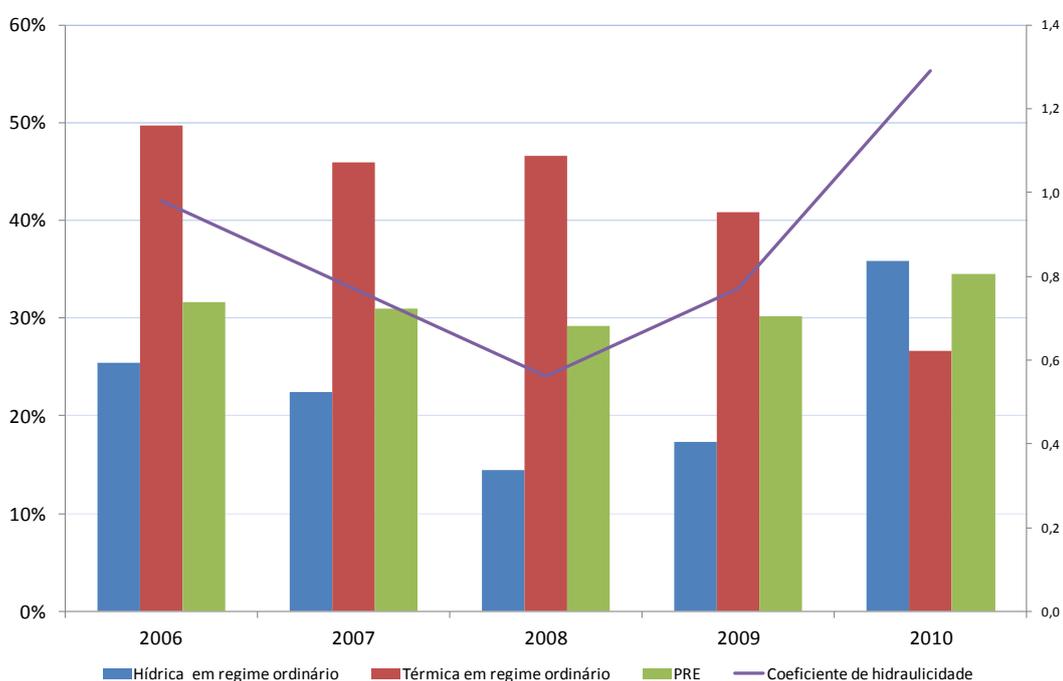


Fonte: REN

Assim, existem fatores estruturais, relacionados com a maior produção das centrais em regime especial, que têm dificultado a colocação das centrais abrangidas com CMEC, assim como as restantes centrais com tecnologias convencionais.

A figura que se segue ilustra este facto, ao apresentar a evolução do fator de utilização por tipo de tecnologia comparando-o com a evolução da hidraulicidade. Observa-se que a PRE está imune à evolução da hidraulicidade e que a utilização das centrais térmicas em regime ordinário (nas quais se incluem as centrais abrangidas pelo CMEC), não deixa de apresentar uma tendência decrescente.

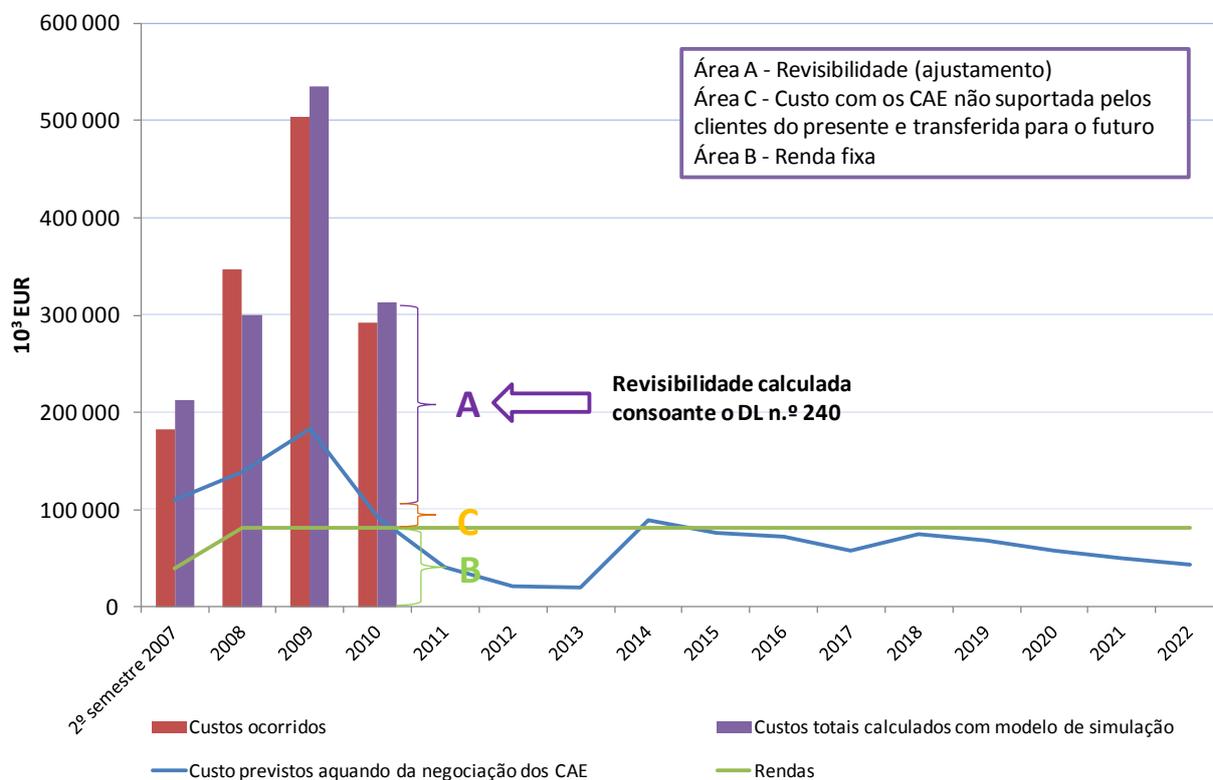
Figura 3-3 – Evolução do fator de utilização por tipo de tecnologia



Fonte: REN

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

Figura 3-4 – Custos com CMEC versus custos com CAE



Fonte: EDP SU, REN e ERSE

Esta figura mostra para os períodos anteriores a 2011 que a aplicação do modelo de simulação do Sistema Electroprodutor, que inclui a aplicação do modelo Valoragua, conduz a valores de revisibilidade diferentes do que se obteriam com dados reais. Estas diferenças apresentam sinais contrários em 2007, 2009 e 2010, por um lado, e em 2008, por outro. No entanto, no período acumulado de 42 meses, os valores reais foram inferiores aos resultantes da aplicação do modelo de simulação em 35,9 milhões de euros.

4 COMENTÁRIOS FINAIS

Algumas das conclusões apresentadas nos anos anteriores saem reforçadas com o alargamento da análise até 2010. A análise efetuada evidencia os seguintes aspetos:

1. O cálculo da revisibilidade através do da simulação do Sistema Electroprodutor não garante sempre custos menores. Após os primeiros 42 meses, a aplicação do modelo apresenta valores de revisibilidade diferentes dos que se obtêm com dados reais, sendo que as diferenças apresentam sinais contrários ao longo do período analisado. Agregando os resultados desses 42 meses, os custos ocorridos foram inferiores aos implícitos no cálculo da revisibilidade em cerca de 35,9 milhões de euros, isto é, 2,7% do total. Este facto decorreu de:
 - A energia vendida em mercado ser maior do que o estimado através do modelo de simulação do sistema electroprodutor. Sublinhe-se que as importações são estimadas pelo modelo e não correspondem aos valores ocorridos.
 - Os custos com as licenças de CO₂ são menores do que o ocorrido. A metodologia de cálculo das licenças de CO₂ tem sobrestimado o custo com as licenças de emissão de CO₂.
 - Parâmetros definidos na legislação.
2. Como a menor receita obtida através do modelo é compensada através das tarifas, a empresa detentora dos centros electroprodutores enquadrados pelos CMEC pode ficar mais beneficiada do que o inicialmente pretendido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
3. A integração no modelo de valorização da produção das centrais com CMEC da produção das restantes centrais não abrangidas por este enquadramento, 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.
4. Os custos com os CMEC são superiores ao inicialmente previsto. Com efeito, a falta de competitividade das centrais com CMEC leva certamente a que os custos com os CMEC (parcela fixa + revisibilidade) apenas possam ser inferiores aos custos reais destas centrais muito depois de 2011, data inicialmente prevista para se inverter a subsidiação.

Atendendo à extrema volatilidade dos mercados energéticos verificada nesse período, justifica-se a manutenção da monitorização periódica da evolução deste processo.

5. A importante diferença entre o termo fixo e o termo variável dos CMEC, que se supõe se deva manter, reforça a noção de que os pressupostos subjacentes ao cálculo inicial dos CMEC não se enquadram com o atual contexto, sendo de ponderar o figurino definido para a recuperação dos CMEC.