

Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

Introdução

1. A Autoridade da Concorrência (AdC), no âmbito do acompanhamento contínuo do setor elétrico, nomeadamente do mercado dos serviços de sistema, detetou indícios de baixos níveis de utilização na prestação do serviço de telerregulação das centrais hidroelétricas que beneficiam do sistema de auxílio CMEC¹ em comparação com centrais hidroelétricas em regime de mercado². A partir da informação publicada pela REN no [site www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt), referente à banda secundária contratada e ofertas de banda secundária, verificou-se que esta situação ocorreu com especial contraste nos casos em que uma mesma barragem dispõe, simultaneamente, de grupos geradores em regime CMEC e grupos geradores em regime de mercado, ambos aptos para prestar este tipo de serviço.
2. Os indícios de eventual subutilização das centrais hídricas CMEC foram também já salientados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). De facto, e no que se refere ao mercado de prestação de serviços de regulação secundária, a ERSE³ assinalou a reduzida participação das centrais hidroelétricas, sobretudo das centrais hídricas com CMEC da EDP, face ao seu peso relativo, em termos de repartição de potência instalada de telerregulação.
3. O mecanismo de revisibilidade CMEC pode fornecer uma explicação para o comportamento indiciado pelos factos públicos citados, sem de forma alguma o justificar. Na verdade, da análise efetuada, resulta que a forma de cálculo do mecanismo de revisibilidade CMEC permite à beneficiária desse auxílio conseguir ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes, ampliando a distorção da concorrência que decorre do próprio auxílio.
4. Nos termos do artigo 65.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, de 8 de Maio (Lei da Concorrência), os auxílios concedidos pelo Estado não devem restringir, distorcer ou afetar de forma sensível a concorrência no todo ou em parte substancial do mercado nacional, pelo que se justifica que a Autoridade da Concorrência, nos termos e para os efeitos do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, e dos artigos 6.º, n.º 1, alíneas a), b), c), f), 7.º, n.º 4, alínea b) e 17.º, n.º 1, alínea e) dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, formule ao Governo uma recomendação para eliminar os efeitos negativos sobre a concorrência que resultem desses auxílios.

¹ Centrais que beneficiam de compensações pela rescisão antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia, denominadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, instituídas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Junho e 32/2013, de 26 de Fevereiro.

² Centrais hidroelétricas que não beneficiam de CMECs.

³ Tal posição consta do parecer que a ERSE apresentou à AdC, no âmbito do processo Ccent. 23/2010 EDP/GRENVOUGA, decisão da AdC de 13/12/2010. Vide parágrafo 609. da versão pública da Decisão publicada na página eletrónica da AdC.

Enquadramento dos serviços de sistema

5. Os serviços de sistema são serviços prestados ao operador de sistema elétrico, entidade integrante do grupo REN, pelos produtores de energia elétrica e visam garantir o equilíbrio permanente entre produção e consumo. Os serviços de sistema prestados em regime de mercado compreendem, nomeadamente, o processo de resolução de restrições técnicas, a contratação da regulação secundária (telerregulação), sob a qual incide a análise da AdC, e a contratação da energia de reserva de regulação.
6. Os custos com serviços de sistema são uma componente dos custos grossistas da energia que serve os consumidores finais.
7. Relativamente ao serviço de telerregulação, também denominado por banda secundária, corresponde a um serviço, de carácter voluntário, prestado pelos produtores de energia elétrica ao operador de sistema elétrico, o qual permite que o operador do sistema ajuste automaticamente a produção dos centros electroprodutores, dentro de intervalos de variação pré-determinados, por forma a equilibrar, em tempo real, o sistema elétrico face aos desvios que ocorram entre produção e consumo.
8. O serviço de telerregulação tem como comprador único o gestor do sistema elétrico, que estabeleceu um mecanismo de mercado, nomeadamente leilões horários, para a compra deste serviço.
9. No âmbito das centrais aptas a prestar o serviço de telerregulação identificam-se centrais abrangidas pelos CMEC, centrais abrangidas por CAE (Contratos de Aquisição de Energia) e centrais que operam sem nenhuma garantia contratual de remuneração.

Os incentivos contidos na fórmula da revisibilidade dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

10. Os CMEC constituem as compensações que foram atribuídas à EDP por ter rescindido antecipadamente os Contratos de Aquisição de Energia (CAEs), modelo económico-financeiro pelo qual se regia a operação e comercialização da energia produzida para uma parte significativa do seu parque electroprodutor. Na data de publicação do regime CMEC, em 2004, identificavam-se beneficiárias de CAE no seio do grupo EDP 26 centrais hídricas, 4 centrais a fuel, 2 a gás e 1 central a carvão. Em anexo apresenta-se um resumo do histórico que conduziu à assinatura dos CAE e à sua posterior cessação antecipada em 2007.
11. Os CMEC são financiados pela tarifa de uso global do sistema, cobrada aos consumidores na respetiva fatura de energia elétrica, pela utilização da rede a que se encontram ligados.
12. Por decisão da Comissão Europeia adotada em 2004⁴, os CMEC foram qualificados como um Auxílio de Estado nos termos do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE (atual n.º 1 do artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia), compatíveis com a derrogação prevista no n.º 3, alínea c), do artigo então 87º do Tratado CE, à luz da

⁴ Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos⁵.

13. Importa notar que, em 2004, ao momento em que a Comissão adotou a decisão, o mercado ibérico da eletricidade ainda não havia sido criado e o mercado de serviços de sistema também não existia. À época dessa decisão, o regime económico de prestação dos serviços de sistema pelos produtores ao operador de sistema era parte integrante dos CAE. Por essa razão, a análise dos CMEC não beneficiou de um quadro de referencial empírico que permitisse a cabal apreciação dos incentivos contidos nas compensações atribuídas pela rescisão antecipada dos CAE.
14. Os CMEC são um pagamento adicional sobre as receitas de mercado que a EDP auferi, que visa garantir que a margem bruta (receitas – custos variáveis) angariável pela empresa em mercado, adicionada da compensação CMEC, seja aproximadamente idêntica à que havia sido contratada nos CAE.
15. Os CMEC desdobram-se numa componente fixa, denominada “parcela fixa”, e numa “parcela de acerto”, sobre a qual se aplica o mecanismo da revisibilidade.
16. A parcela fixa dos CMEC é determinada com base na diferença entre os pagamentos dos encargos fixos dos CAE e uma margem bruta de mercado calculada *ex-ante*, assente em pressupostos iniciais (quantidades vendidas, regime hidrológico, preços de mercado e custos de combustíveis). Aquando da criação dos CMEC, as quantidades vendidas foram determinadas por intermédio de um modelo de simulação do sistema elétrico, denominado por Valorágua⁶. O valor apurado foi convertido numa renda anual fixa que vigora durante os primeiros dez anos do sistema CMEC (2007 a 2017).
17. A componente de revisibilidade dos CMEC, calculada anualmente, apura a diferença entre a margem bruta calculada *ex-ante* e a margem bruta que se apura *ex-post*.
18. Formalmente, o mecanismo da revisibilidade CMEC, encontra-se definido no artigo 4.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro⁷, na fórmula a seguir explanada (a identificação das variáveis é consultável no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro⁸).

$$Revisão_{ki} = \left[\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi}) \right] + \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I}{I_{ref}} - \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{mh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right] + GP_{ki} + SS_{ki} \right\}$$

Ajustamento
encargo fixo pela
disponibilidade

Margem bruta *ex-ante*
ajustada pela
inflação

Margem bruta *ex-post*

Ajustamento
margem bruta de
mercado

Garantia
de
Potência

Receitas
serviços
de
sistema

⁵ Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, adotada pela Comissão em 26.7.2001. Disponível no seguinte sítio Internet da Direcção-Geral da Concorrência da Comissão: http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/pt.pdf

⁶ O modelo Valorágua é um modelo desenvolvido pela REN para simulação do sistema electroprodutor.

⁷ Idem.

⁸ Idem.

19. Essa fórmula desdobra-se em 4 componentes, nomeadamente, lendo da esquerda para a direita:
- o ajustamento do Encargo Fixo (EF), determinado em função da diferença entre a disponibilidade contratada⁹ no CAE original e a disponibilidade real demonstrada por cada central;
 - o ajustamento da Margem Bruta de Mercado, calculada pela diferença entre a margem de mercado calculada *ex-ante*, ajustada pela inflação – o valor inicialmente determinado aquando da entrada em funcionamento dos CMEC – e a margem de mercado calculada *ex-post*. Esse ajustamento depende da diferença entre os valores previstos e realizados: dos preços de mercado; dos custos dos combustíveis e outros encargos operacionais; do regime hidrológico e das quantidades ótimas determinadas pelo modelo Valorágua *ex-ante* vs *ex-post*;
 - as receitas de Garantia de Potência (GP), que no caso das centrais CMEC nunca chegaram a ser auferidas;
 - as receitas de serviços de sistema (SS), nomeadamente pela prestação do serviço de telerregulação (de natureza voluntária) e reserva de regulação (de natureza obrigatória).
20. No mercado da produção, a revisibilidade tem em conta as margens de lucro brutas ótimas (vendas-custos de produção). As margens ótimas de lucro em mercado da produção são calculadas com base em quantidades ótimas, determinadas *ex-post* pelo modelo Valorágua, que as centrais deveriam produzir com base em condições reais de mercado e de regime hidrológico. Caso a beneficiária dos CMEC, neste caso a EDP, se afaste das quantidades ótimas e realize menores margens de lucro, os consumidores não compensam essa perda. Do mesmo modo, se a EDP conseguir margens mais elevadas que as ótimas (no caso do processo otimizador da EDP ser mais eficaz que o processo otimizador Valorágua), apropria-se da diferença.
21. No mercado de serviços de sistema – nomeadamente no serviço de telerregulação e no serviço de reserva de regulação – as centrais CMEC não têm referencial de otimização a respeitar. Caso a EDP realize com as centrais CMEC receitas em serviços de sistema inferiores às que poderia otimamente realizar, as compensações que os consumidores pagam sobem automaticamente na exata medida das receitas que deixaram de ser auferidas.
22. Das componentes da revisibilidade CMEC acima explanadas, verifica-se que a EDP controlará efetivamente o nível de disponibilidade dos equipamentos e o nível de receitas em serviços de sistema das centrais CMEC, em particular no serviço de telerregulação que é de participação voluntária. No serviço de reserva de regulação, apesar de ser obrigatório, ainda assim pode haver lugar a uma otimização da forma como é oferecido, pelo que também será de supor algum grau de controlo sobre a forma como as receitas de reserva de regulação são geradas.
23. No que respeita às quantidades ótimas Valorágua, condições hidrológicas e custos dos combustíveis, tratam-se de matérias que escapam ao controlo da EDP – exógenas à respetiva conduta – e, desse modo, a EDP não tem possibilidade de condicionar o respetivo resultado.
24. Deste modo, à componente de revisibilidade, associa-se um sistema de incentivos. A EDP é incentivada a maximizar o estado de prontidão para entrada em funcionamento das centrais, a maximizar a margem bruta em mercado da produção, mas será neutra em

⁹ A ERSE define disponibilidade como a situação em que a instalação se encontra em estado de poder funcionar.

relação a prestar ou não o serviço de telerregulação com centrais CMEC ou a otimizar a prestação do serviço de reserva de regulação.

Os riscos de sobrecompensação no auxílio concedido resultantes dos CMEC

25. No que respeita ao serviço de telerregulação, a EDP dispõe de centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado.
26. De acordo com as análises efetuadas no passado por esta Autoridade, a EDP tem uma posição dominante no serviço de telerregulação/banda secundária¹⁰. 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 Aguieira¹¹, comercializada pela Iberdrola).
27. O facto de o grupo EDP operar centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado é suscetível de criar um conflito de interesses na gestão das centrais CMEC.
28. A eficiente gestão das centrais CMEC no serviço de telerregulação, na medida em que aumente a produção desse serviço, reduz a procura residual das centrais em mercado (seja as da EDP seja as dos restantes operadores), o que pode ter efeitos nas vendas realizadas por essas terceiras centrais.
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.
30. Antes da cessação dos CAE esse conflito de interesses não existia. O produtor beneficiava de uma remuneração certa mas, em contrapartida, cedia o controlo comercial das centrais ao comprador único, a REN, que atuava de forma independente.
31. Com a cessação dos CAE, a EDP continuou a beneficiar da remuneração certa e passou também a beneficiar do controlo comercial das centrais, o que lhe permite gerir, ainda que parcialmente – i.e. a parte relativa às receitas relacionadas com telerregulação / serviços de sistema – a compensação que vai auferir.
32. O conflito de interesses é diretamente resultado dos termos em que foram cessados os contratos – concedendo o controlo comercial à EDP – e da fórmula de cálculo da revisibilidade 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.

¹⁰ Vide processo Ccent. 23/2010 EDP/GRENOUGA, decisão da AdC de 13/12/2010.

¹¹ Na sequência da operação de concentração EDP/Activos EDIA (Alqueva*Pedrógão), e de acordo com o compromisso assumido pela EDP, a gestão das centrais de Aguieira e Raiva, propriedade da EDP, foi cedida à Iberdrola, por um prazo de 5 anos.

34. Importa notar que o risco de sobrecompensação no auxílio concedido é um fator de distorção de concorrência, dado que confere à beneficiária do auxílio a possibilidade de ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes.
35. A título meramente ilustrativo, apresentam-se os números relativos à central de Picote, que dispõe de 3 grupos em regime CMEC (unidade física de Picote) e 1 grupo em regime de mercado (unidade física de Picote 4), que entrou ao serviço em finais de 2011. Os grupos de ambos os regimes encontram-se equipados para telerregulação, partilham um mesmo recurso hidrológico e encontram-se sob a mesma esfera de decisão, diferindo no entanto no regime em que são explorados. No regime de mercado, as receitas de banda secundária revertem para a empresa enquanto no regime CMEC essas mesmas receitas revertem para a liquidação dos encargos fixos dos CAEs antecipadamente cessados em 2007. Pertence ao respetivo gestor alocar o afluxo hidrológico a cada um dos grupos.
36. Entre 1 de Janeiro de 2012 e 31 de Agosto de 2012, os grupos geradores CMEC de Picote realizaram uma receita de 51.903 Euros em telerregulação / banda secundária (sem considerar a receita de energia de regulação secundária¹²), que beneficiaram os consumidores numa redução de igual montante na compensação paga, ao passo que o grupo gerador em mercado de Picote 4 apurou uma receita de 7.718.522 Euros (sem considerar a receita de energia de regulação secundária), que reverteram para os lucros da empresa beneficiária.

Recomendação ao Governo

37. Da análise efetuada, resulta que 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.
38. O risco de sobrecompensação no auxílio concedido é um fator de distorção de concorrência, dado que confere à beneficiária do auxílio a possibilidade de ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes.
39. É entendimento desta Autoridade que não se deve permitir que a beneficiária do auxílio de Estado tenha o controlo da compensação financeira, no fundo a possibilidade de escolher a que centros electroprodutores, em mercado ou em regime CMEC, afetar as receitas da atividade relacionada com serviços de sistema, a ponto de permitir comportamentos ineficientes em detrimento dos consumidores e do sistema elétrico.
40. Foi consultada a ERSE relativamente à recomendação em apreço, tendo a mesma dado opinião favorável à alteração do regime CMEC “*para garantir a salvaguarda para futuro da aplicação equilibrada da revisibilidade inscrita no regime dos CMEC*”. Considerou ainda a ERSE que a definição do critério e modelo de otimização da prestação dos

¹² O serviço de teleregulação é remunerado em função da disponibilidade e da energia efetivamente movimentada. A remuneração da disponibilidade é a que se estabelece nos leilões de banda secundária, e resulta do preço do leilão aplicado à banda de regulação vendida. A energia efetivamente movimentada, a subir ou a descer, pelas centrais em teleregulação, em tempo real, é denominada por energia de regulação secundária e remunerada ao preço que se estabeleça nos leilões de energia a subir e a descer no âmbito do serviço de reserva de regulação.

serviços de sistema no quadro dos CMEC, a integrar eventual alteração legislativa, deverá considerar o contributo da REN, na qualidade da entidade que atua como operador de sistema e comprador único dos serviços de sistema, e a respetiva validação pela ERSE.

41. Face ao exposto, e,

- a. por estar em causa um auxílio público nos termos do artigo 65.º, n.º 1, da Lei da Concorrência, já antes qualificado também como um auxílio de Estado nos termos do artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia,
- b. e existindo um risco que esse auxílio público permita que o seu beneficiário amplie a vantagem sobre os seus concorrentes,
- c. e tendo em vista eliminar os efeitos negativos sobre a concorrência resultantes desse auxílio,

a Autoridade da Concorrência, nos termos e para efeitos dos artigos 6.º, n.º 1, alíneas a), b), c), f); 7.º, n.º 4, alínea b) e 17.º, n.º 1, alínea e) dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, recomenda ao Governo, ao abrigo do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, que:

- i. Altere o mecanismo de revisibilidade CMEC, instituído no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro¹³, de forma a que as compensações se determinem apenas na base de comportamentos eficientes, tanto na produção de energia como na prestação de serviços de sistema, devendo o processo de otimização *ex-post* englobar todas as variáveis relevantes para a determinação dos lucros das centrais CMEC, nomeadamente no mercado da produção e no mercado de serviços de sistema. Este modelo deverá ser sujeito a consulta pública e a parecer da ERSE.
- ii. Solicite uma auditoria independente no sentido de proceder à avaliação do risco de sobrecompensação e um apuramento dos auxílios concedidos no passado em excesso daqueles que seriam concedíveis na base de comportamentos eficientes.
- iii. Preveja uma avaliação, numa base anual, do risco de sobrecompensação na aplicação da revisibilidade.
- iv. Notifique essa eventual revisão do regime de auxílios CMEC no seguimento da presente Recomendação à Comissão Europeia, em cumprimento do artigo 108.º, n.º 3, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

42. Tratando-se de uma recomendação efetuada ao abrigo do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, esta recomendação deverá ser publicada na página eletrónica da AdC.

¹³ Alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Julho, e 32/2013, de 26 de Fevereiro.

Lisboa, 25 de novembro de 2013

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

António Ferreira Gomes
Presidente

Jaime Andrez
Vogal

Nuno Rocha de Carvalho
Vogal

Anexo – Resumo da transição do regime CAE para o regime CMEC

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE)

43. Os CAE foram celebrados em 1996¹⁴, segundo o modelo consagrado no artigo 15.º, do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, assentes em relações de venda exclusiva à entidade concessionária da rede nacional de transporte (a REN) e de longa duração (não inferior a 15 anos). Nos termos do n.º 5 do supracitado artigo, a remuneração da energia elétrica fornecida resultava da aplicação de um sistema misto, baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia.
44. Os contratos CAE, ao ano em que foram celebrados, constituíram contratos entre duas empresas do grupo EDP, nomeadamente celebrados entre a REN – à época a REN era detida a 100% pelo grupo EDP; a autonomização da REN do grupo EDP só acontece em 2000¹⁵ – e a CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade – também 100% detida pelo grupo EDP.
45. Todas as centrais da EDP que celebraram CAE em 1996 eram pré-existentes, com anos de entrada em serviço que variavam entre 1950 (Pracana) e 1993 (Touvedo)¹⁶.
46. O modelo de CAE é semelhante ao que formalizou a relação de compra e venda de energia entre o grupo EDP e a Tejo Energia e a Turbogás, dois operadores independentes, tendo sido o modelo adotado para viabilizar os investimentos efetuados nas centrais que esses operadores vieram a adquirir (central a carvão do Pego, no caso da Tejo Energia) ou a construir (central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, no caso da Turbogás).
47. A longa duração e a ausência de risco comercial do vendedor são as principais características do modelo CAE, de que a EDP veio beneficiar a partir de 1996, em seguida ao fim do regime de monopólio legal que até então vigorou, e antes da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE¹⁷, que ditou as regras para a construção do mercado interno da energia elétrica e liberalização do sector.
48. Com a assinatura dos CAE, todos os riscos de natureza concorrencial que poderiam advir do processo de liberalização passaram, segundo este modelo, a ser suportados pelos consumidores. Qualquer perda que pudesse advir do processo de liberalização, associada a uma eventual redução da produção ou do preço de mercado, ou mesmo a qualquer subida de custos, seria suportada pelos consumidores.

¹⁴ No Relatório e Contas da REN de 2005, refere-se que os CAE foram “estabelecidos em 1996 entre a REN e a Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (CPPE)”.

¹⁵ Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, em Novembro de 2000, o Estado Português toma 70% do capital da REN, permanecendo a EDP com os remanescentes 30%. Como refere o preâmbulo do Decreto-Lei n.º 198/2000, no âmbito dessa operação manteve-se válido o conjunto de direitos e obrigações constantes dos contratos de que a REN é parte junto do grupo EDP.

¹⁶ ERSE, Caracterização do Sector Eléctrico, Portugal Continental, 2001

¹⁷ Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

A cessação antecipada dos CAE e a sua substituição por CMEC

49. A cessação antecipada dos CAE ocorre em Junho de 2007, previamente ao arranque do funcionamento do mercado grossista de energia elétrica, que acontece em 1 de Julho de 2007, de acordo com os termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro¹⁸.
50. O projeto de cessação antecipada dos CAE e de atribuição de compensações relativamente a essa cessação foi previamente notificado à Comissão Europeia¹⁹ por Portugal em Abril de 2004. A Comissão avaliou²⁰ a compatibilidade dessa medida compensatória no quadro das regras em matéria de auxílios estatais e à luz da metodologia enunciada na Comunicação da Comissão relativa à análise de custos ociosos²¹.
51. A Comissão Europeia considerou que a medida de auxílio era financiada por recursos estatais. A decisão²² da Comissão Europeia valorizou o facto de a medida ser financiada através das receitas decorrentes de uma tarifa aplicada pelo Estado com base num Decreto-Lei, receitas essas que revertem em favor dos produtores beneficiários da medida. De facto, os CMEC são suportados pelos consumidores nas tarifas de uso global do sistema, no acesso às redes de uma infraestrutura essencial em monopólio legal e natural, conforme determinado pelo Estado Português por via de legislação.
52. Apenas a EDP optou pela rescisão antecipada dos CAEs. Os dois operadores independentes com CAE, a Tejo Energia e a Turbogás, optaram por não rescindir os respetivos contratos.
53. Conforme as apresentações de resultados da EDP²³, a introdução do sistema CMEC, em Julho de 2007, garante *“a preservação do VAL dos CAEs, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos”*²⁴. Os CMEC garantem por isso a manutenção, em contexto de mercado liberalizado, das condições de remuneração que haviam sido estabelecidas entre duas empresas do mesmo grupo nos contratos celebrados em 1996.
54. As compensações CMEC contabilizadas pelo grupo EDP nos respetivos resultados variaram entre 211 milhões de Euros em 2007 e 535,5 milhões em 2009.
55. O peso das compensações CMEC contabilizadas pela EDP nas receitas das centrais CMEC variou, desde a sua introdução em 2007, entre 16,7% e 43,7%.

¹⁸ Idem.

¹⁹ Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

²⁰ Na apreciação dos CAE nacionais, a Comissão Europeia teve em conta a sua prática decisória anterior em relação a custos ociosos em Espanha e Grécia. A esse respeito, a decisão da Comissão Europeia refere que “os investimentos em centros electroprodutores economicamente ineficientes constituem uma categoria de custos ociosos reconhecida pela metodologia, na medida em que possa ser estabelecido que tais investimentos foram realizados com uma garantia de funcionamento.”

²¹ Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, adotada em 26.7.2001. Disponível no seguinte sítio Internet da Direcção-Geral da Concorrência da Comissão: http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/pt.pdf

²² Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

²³ Vide por exemplo, EDP, Resultados, 2009, disponível em www.edp.pt

²⁴ Em 2017 termina o mecanismo de revisibilidade CMEC. A partir de então a compensação passa a assumir um valor fixo, durando até ao fim do último CAE que a EDP detinha à data da respetiva cessação antecipada (2027).

56. Os valores mais elevados dos CMEC contabilizados pela EDP atingem-se em 2009 e 2012, compensando a empresa de quebras na produção hidroelétrica, preços grossistas mais reduzidos e margens brutas das centrais térmicas em mercado mais baixas do que aquelas inicialmente previstas.

Discriminação das receitas e custos das centrais CAE/CMEC da EDP entre 2007 e 2011 (milhares de Euros)

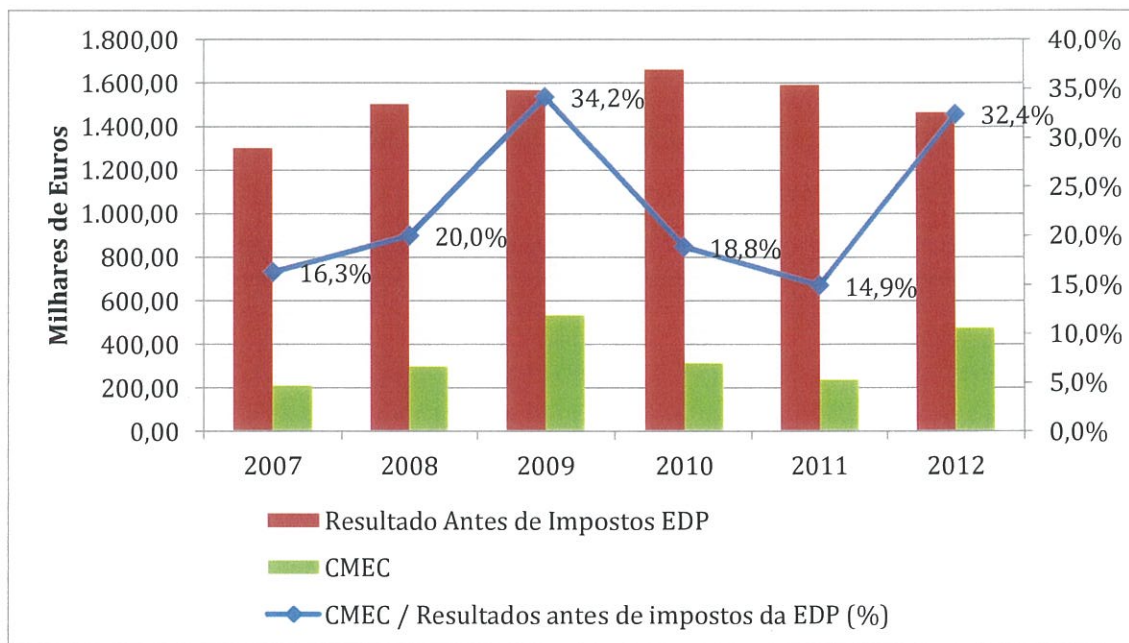
		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Receitas CAE	(1)	587,5	0	0	0	0	0
Receitas no Mercado	(2)	469,2	1311,9	689	755,5	909,2	749,1
CMEC*	(3)	211,9	300,5	535,5	312,9	237	474,6
Receitas Totais	(4) = (1)+(2)+(3)	1268,6	1612,4	1224,5	1068,4	1146,2	1223,7
CMEC / Receitas Totais	(3)/(4) (%)	16,7%	18,6%	43,7%	29,3%	20,7%	38,8%
Custos Variáveis (combustíveis, CO2 e outros custos)	(5)	291,8	629,6	279	106,5	246,5	323,7
Margem bruta c/CMEC	(4)-(5)	976,8	982,8	945,5	961,9	899,7	900
Margem bruta s/CMEC	(1)+(2)-(5)	764,9	682,3	410	649	662,7	425,4

Fonte: EDP, cálculos AdC. * Nas apresentações de resultados, a EDP classifica as receitas CMEC em duas componentes²⁵, que são agregadas na tabela.

57. As margens brutas das centrais CMEC, por via das compensações CMEC contabilizadas pela EDP, têm registado valores relativamente estáveis, maiores ou iguais a 900 milhões de Euros/anuais. Sem CMEC, e excluindo o ano de 2007 (na primeira metade de 2007 os CAE ainda vigoraram) a margem bruta de operação das centrais CMEC teria variado entre 410 e 682,3 milhões de Euros.

²⁵ Conforme expresso na apresentação de Resultados da EDP de 2009, a primeira componente diz respeito ao "Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência." A segunda componente diz respeito ao "Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs, refletindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAEs e CMEC, conforme assumido no início do sistema".

Resultados Antes de Impostos da EDP e CMEC de 2007 a 2012



Fonte: EDP, Apresentações de Resultados 2007 a 2012

58. As compensações CMEC contabilizadas pela EDP têm representado entre 14,9% a 34,2% dos Resultados antes de impostos do grupo EDP. Em 2009 e 2012, fruto das condições de mercado mais adversas para a rentabilidade da operação das centrais CMEC, o peso dos CMEC contabilizados pela EDP aproxima-se de 1/3 dos respetivos resultados antes de impostos.