

Capítulo 1 Dos CAE aos CMEC

1. Contratos de Aquisição de Energia

1.1. Criação dos CAE

1. Tal como é explicado no preâmbulo do Decreto-Lei 182/95, na sequência da abertura do setor elétrico à iniciativa privada em 1988, o Decreto-Lei 99/91 veio definir princípios gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia ~~elétrica~~elétrica. Paralelamente, a desintegração vertical da EDP, enunciada nos Decretos-Leis 7/91 e 131/94, deu origem a empresas vocacionadas a cada uma daquelas atividades.
2. A outorga dos primeiros CAE ocorreu em 1992 e 1993, às centrais térmicas da Turbogás, a gás natural, e da Tejo Energia, a carvão, já então em construção. ~~Estava então em exercício do XII Governo, de Aníbal Cavaco Silva, sendo ministro da tutela Mira Amaral.~~
3. Em 1995, com vista a “garantir a transparência no relacionamento dos diferentes intervenientes no sector e permitir o equilíbrio entre as diversas formas de organização que o sector admite”, foi revisto o Decreto-Lei 99/91.
4. Para a compreensão do contexto concreto da criação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) parece-nos pertinente fazer uso das declarações a este respeito do Senhor Eng. Mira Amaral que, nesta parte, não foram nesta CPIPREP contraditadas por nenhum outro inquirido, nem são infirmadas por nenhuma documentação. Procuraremos resumi-las como segue.
- 4-5. Em 1987 a EDP era uma empresa totalmente pública, verticalmente integrada e numa situação altamente debilitada, fruto de dois passivos distintos e importantes. O primeiro proveniente da dívida dos Municípios e o segundo proveniente da dificuldade de financiamento internacional da República Portuguesa, que utilizava por isso a EDP para “ ir buscar dólares ao mercado internacional em nome da República Portuguesa num período dramático de crise de divisas para Portugal. (...) Isso gerou um passivo cambial tremendo” ~~(depoimento de Mira Amaral).~~
- 5-6. Havia, nessa altura, a necessidade de investir fortemente na rede de distribuição e no aumento da capacidade de produção. Para tanto, considerada a fragilidade financeira da EDP, optou-se por captar investimento privado estrangeiro para esses investimentos, de onde surgiram, então, os primeiros Contratos de Aquisição de

Energia (CAE), o da Central do Pego, a carvão, em 1993 e o da Tapada do Outeiro, em gás natural, em 1994.

~~6-7.~~ A rentabilidade destes dois CAE foi definida em concurso público internacional, com base na menor taxa exigida para a execução do investimento. Por definição, taxas resultantes de concursos não são susceptíveis de integrarem o conceito de rendas excessivas, uma vez que reflectem a rentabilidade mínima exigida pelo mercado para um activo com determinadas características. A taxa de remuneração resultante destes deste contratos foi de, aproximadamente, 10% do investimento efetuadoefectuado.

~~7-8.~~ Em 1995, com o intuito de enquadrar as alterações que vinham sendo ~~efetuadas~~efectuadas no ~~setor~~sector, designadamente, a ~~sua~~abertura do sector a operadores privados, são publicados os Decretos-Lei n.ºs 182 a 188/95, que configuraram as bases do sistema ~~elétrico~~eléctrico português, pelos dez anos que se seguiram.

~~8-9.~~ Para a nossa análise, releva especialmente a criação do sistema vinculado de produção de energia, no qual eram celebrados contratos bilaterais entre a Rede Nacional de Transporte (REN) e os produtores de energia. Os contratos que regiam essa relação eram os CAE. Esta legislação pressupunha que os contratos de vinculação ao SEN deveriam ser contratos exclusivos e de médio-longo prazo, sendo todavia omissa sobre quaisquer outras condições ou vicissitudes contratuais.

1.2 Extensão dos CAE à EDP

~~9-10.~~ Em 1996, o Governo, então liderado pelo Eng. António Guterres, decidiu estender a figura dos CAE às centrais de produção da EDP, ao abrigo do conceito legal de vinculação ao SEN. Tal extensão terá sido suportada também na letra do Decreto-Lei n.º 182/95 que, no seu artigo 17.º considera integrados no SEP (por oposição ao sistema não vinculado que se caracterizava pela inexistência de CAE) os centros electroprodutores da então CPPE, hoje EDP.

~~10.~~ O Decreto-Lei 185/95 previa a contratualização da aquisição da totalidade da produção elétrica das centrais vinculadas ao Sistema Elétrico Público (SEP) atribuição de CAE às centrais da CPPE (hoje EDP Produção), o que veio a concretizar-se em 1996, impondo a produção daquelas centrais em exclusivo para o SEP (artigo 17º), mediante contratos de vinculação baseados num “sistema misto baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, reflectindo, respectivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia” (artigo 15º). No início do século, os CAE enquadravam mais de 98% da produção da EDP.

~~11. “Com a liberalização do sistema elétrico, havia que pôr as centrais da EDP em igualdade com essas centrais privadas e por isso estendemos os CAE às centrais da EDP”. Mira Amaral, ministro da Indústria em 1995 (Expresso, 3 de março 2007)~~

11. À luz do dispositivo legal de então e também por decisão política, o Governo entendeu que os CAE da EDP deviam ser em tudo semelhantes aos CAE privados, excepto no que respeitava à definição da taxa de remuneração pois, diferentemente do que sucedia nos CAE privados, esta taxa não foi resultante de determinação concursal, mas sim de um acto administrativo de fixação. Fixou-se o nível de rentabilidade que se verificava à data e que era menor, naquele momento, do que a taxa dos CAE privados.

12. Os CAE da EDP conferiram-lhe ainda um conjunto de direitos especiais, nomeadamente, o da possibilidade de estender a exploração dos activos para além do seu termo contratual, através de uma negociação directa entre as partes contraentes.

Em 1996, ~~já sob o governo António Guterres,~~ o grupo EDP celebrou, assim, contratos de aquisição de energia entre duas empresas do grupo – a CPPE (hoje EDP Produção), vendedora, e a REN, compradora. Esses contratos abrangeram centrais construídas entre ~~1951-1954~~ e ~~1994-1993~~, nomeadamente ~~2627~~ centrais hidroelétricas, uma central a carvão, ~~quatro~~três centrais a fuel-óleo e duas centrais a gasóleo, correspondentes a 7330 MW de capacidade instalada.

Os CAE da EDP enquadraram, assim, a remuneração contratualizada das centrais, imunizando-as a quebras de preço, quebras de produção, subidas dos custos com combustíveis ou regimes hidrológicos menos favoráveis, e prevenindo o impacto da liberalização do mercado interno da ~~electricidade~~electricidade e a possibilidade de estender a exploração dos activos para além do seu termo contratual, através de uma negociação directa entre as partes contraentes.

~~O nível de:~~

~~Para esta opção política pela atribuição à EDP desta remuneração garantido por estes contratos por 20 anos, terá pesado não apenas a necessidade de clarificar o quadro de baixo risco (8,5% reais + inflação) é qualificável como operação e remuneração em exessolinha com o contexto económico à data, mas também a necessidade do eustrobustecimento financeiro da empresa, de capital da produção no grupo EDP (7,55% nominais na introdução dos CMEC). Nas decisões tarifárias da ERSE, a atividade de produção com CAE era qualificada como a de menor risco no grupo.~~

~~A legislação de 1995 previamodo a celebração de contratos de aquisição de energia (CAE) entre o então Sistema Elétrico Público e acomodar duas necessidades, a EDP~~

~~(então CPPE). Em 1996, o desenho desses contratos define taxas de remuneração de 8,5% para as centrais EDP (estatais e já construídas) e de 8,5% para as centrais de novo investimento (privado e externo) nas centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro. A opção política de contratualizar os CAE com a EDP por 20 anos teve em vista responder às primeiras diretivas europeias de liberalização dos mercados de electricidade saber, pagar os passivos das dívidas provenientes da dívida dos municípios e do financiamento internacional da república, o robustecimento financeiro da empresa e a oferta de oferecer garantias de rentabilidade futura que dinamizassem o processo da sua privatização da EDP. Cerca de 70% do do capital da EDP viria a ser privatizado nos cinco anos que se seguiram.~~

Assim, e de acordo com a maioria dos depoimentos prestados sobre esta matéria a esta Comissão, o maior beneficiário destas rendas da EDP foi o Estado, na directa medida em que arrecadou, tanto pelo valor da privatização da empresa como pelos dividendos entretanto recebidos, todo o valor que hipoteticamente poderia ser considerado como renda excessiva, razão pela qual se classificou esta operação como de desorçamentação.

“[Em 1996] foi criada a maior renda alguma vez criada em Portugal. Foi quando os PPA [CAE, em português], que tinham sido criados para o investimento da Tejo Energia e da Turbogás, foram extensíveis às centrais da EDP. (...) Provavelmente, a extensão dos CAE às centrais da EDP teve a ver com tornar uma empresa que estava muito descapitalizada numa empresa com um balanço mais sã para poder ser privatizada”.

(João Talone, presidente da EDP 2003-2006)

“Os CAE foram celebrados tomando como referência os concursos internacionais para as Centrais do Pego e da Tapada do Outeiro, dado que o governo da época quis iniciar o processo de venda das acções da EDP, definindo preços contratualizados, os quais tomaram como referência os preços dos concursos internacionais realizados anteriormente nas referidas centrais”.

(Eduardo Catroga, ministro das finanças em 1995, presidente do CGS da EDP em carta a Caldeira Cabral e Mário Centeno, 17 de março 2016)

“(...)Portanto, Senhor Deputado, estes são os dois argumentos que vejo (...) o primeiro é por uma questão de igualdade relativamente às centrais privadas que já existiam; e o segundo, para mim, e porque sei como é que os Governos funcionam, é que normalmente os Governos gostam de embelezar a noiva para privatizar – os Ministros das Finanças mandam nisto e, portanto, é preciso sacar mais receita. E quanto mais a noiva estiver embelezada, nesse caso a empresa a privatizar, mais obtemos de receitas das privatizações.”

(Mira Amaral, Ministro da Energia e da Indústria de 1987 a 1985, [em excerto de transcrição do seu depoimento à CPIREPE](#))

“Não tenho dúvida nenhuma de que o objetivo foi tentar — como se costuma dizer, em linguagem mais banal — «engordar o porco» para depois o vender, só que não se pode fazer isso à custa da competitividade do País e dos consumidores. O que aconteceu foi que, quando foi feita essa legislação, em 1995, não estava em vigor a Diretiva 96/92/CE. Por isso, essa era uma prática corrente que foi, aliás, seguida noutros países.

O Sr. **Emídio Guerreiro** (PSD): — Foi uma desorçamentação ?

O Sr. Eng.º **Pedro de Sampaio Nunes**: — Exatamente! Isso foi feito, foi preparado, no sentido de melhorar e tornar o mais atrativa possível a EDP para a irmos privatizando por fatias com estes ativos.”

←

(Eng. Pedro Sampaio Nunes, [em Excerto da transcrição do seu depoimento à CPIPPEPE](#))

Na CPIPPEPE, Pedro de Sampaio Nunes [sublinhou](#) foi o único depoente a [considerar existir uma](#) colisão destes contratos com os dois primeiros pontos do artigo 101º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (este tema é aprofundado no ponto 2.5 deste capítulo):

“1. São incompatíveis com o mercado interno e proibidos todos os acordos entre empresas, todas as decisões de associações de empresas e todas as práticas concertadas que sejam susceptíveis de ~~afetar~~[afectar](#) o comércio entre os Estados-Membros e que tenham por ~~objetivo~~[objectivo](#) ou efeito impedir, restringir ou falsear a concorrência no mercado interno, designadamente as que consistam em:

a) Fixar, de forma ~~directa~~[directa](#) ou ~~indirecta~~[indirecta](#), os preços de compra ou de venda, ou quaisquer outras condições de ~~transacção~~[transacção](#);

b) Limitar ou controlar a produção, a distribuição, o desenvolvimento técnico ou os investimentos;

c) Repartir os mercados ou as fontes de abastecimento;

d) Aplicar, relativamente a parceiros comerciais, condições desiguais no caso de prestações equivalentes colocando-os, por esse facto, em desvantagem na concorrência;

e) Subordinar a celebração de contratos à aceitação, por parte dos outros contraentes, de prestações suplementares que, pela sua natureza ou de acordo com os usos comerciais, não têm ligação com o ~~objeto~~[objecto](#) desses contratos.

2. São nulos os acordos ou decisões proibidos pelo presente artigo”.

“Agora, se, por acaso, der razão a esta visão — o que me parece óbvio —, nessa altura, haverá uma questão que tem de ser decidida: a dívida passa para as empresas, que, ao comprarem, tinham de fazer uma due diligence e eram obrigadas a conhecer o direito aplicável e, por isso, compraram ativos a risco; ou a dívida é do Estado, que vendeu «gato por lebre»? Neste último caso, a dívida passará para os contribuintes. De qualquer forma, melhora muito a situação na energia: é que deixam de ser as famílias e as pequenas e médias empresas e passam a ser os contribuintes a ter de pagar esse diferencial.”

✚

(Eng. Pedro Sampaio Nunes, Excerto da transcrição do seu depoimento à CPIPPEPE)

No início do 2.º milénio, a liberalização do mercado de eletricidade e a abertura à concorrência foi apresentada ~~em~~ pelas instâncias comunitárias e pelos diferentes Governos que sucessivamente reiteraram a vontade de construir um mercado ibérico da eletricidade concorrencial. De facto, a liberalização era uma oportunidade para a redução de custos para os consumidores, assente na separação vertical das empresas do setor e na cessação de contratos vinculados e com remunerações garantidas.

~~No entanto, essa promessa estava em contradição com a própria lógica de uma privatização assente no valor económico de preços contratualizados. Por essa razão, a legislação de 2003 e 2004 que veio a enquadrar a cessação dos CAE foi produzida com o objetivo expresso de manter o equilíbrio contratual dos CAE, protegendo a própria lógica de uma privatização assente no valor económico de preços contratualizados~~“permitindo, simultaneamente, a colocação em mercado da energia dessas centrais e o aumentando o nível de risco até então enfrentado pelas operadoras”.

(excerto de depoimento da Eng. Beatriz Milne nesta CPIPPEPE, a propósito das razões pelas quais os restantes operadores não cessaram os respectivos CAE)

2. Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

2.1. Introdução

A perspetiva de entrada em vigor do MIBEL, ~~imposto por~~ cujas primeiras intenções de construção datam de finais da década de 90 e foram desde então reiteradas por diversos Governos e ratificadas pela Assembleia da República (Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 ou Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006), e as imposições de várias diretivas europeias (sendo a de 2003/54/CE a mais recente à data),

obrigou à transição do sistema eletroprodutor português para um regime de mercado liberalizado. Porém, a quase totalidade das centrais elétricas do país encontrava-se abrangida por contratos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), celebrados entre a REN e os produtores de eletricidade, que teriam de ser cessados para dar lugar ao mercado.

Na preparação do processo legislativo para a transição para o mercado liberalizado, um dos pontos em discussão entre o governo e os vários intervenientes no setor foi precisamente a forma de cessação desses CAE.

Importa reconhecer à partida que, sendo Portugal um Estado de Direito e sendo os CAE contratos entre duas partes, a sua cessação antecipada não poderia ser realizada unilateralmente. Caso o fosse, aplicar-se-iam as cláusulas dos CAE para essa situação o que levaria ao pagamento de indemnizações inoportáveis em favor dos produtores. Assim, a negociação e o acordo com os produtores era não apenas aconselhável, mas necessária para a defesa dos interesses nacionais.

A ERSE argumentou juridicamente a favor de uma negociação aberta pelo Estado junto dos produtores com vista a estabelecer, com o mecanismo de transição, novas condições económicas e financeiras. Do lado dos produtores, havia uma firme oposição à redução dos níveis de rentabilidade garantidos nos CAE.

Essas negociações existiram e tiveram como resultado os acordos de cessação dos CAE no caso da EDP e não tiveram sucesso com os demais operadores titulares de CAE. Mantendo essa situação até hoje.

Segundo as palavras da Dra Beatriz Milne nesta Comissão, os outros operadores não iriam aceitar passar para uma situação com maior risco.

O DL 185/2003, aprovado pelo governo PSD/CDS liderado por Durão Barroso, estabelece as regras gerais para a criação do MIBEL e define a necessidade de cessação dos CAE e da criação de medidas compensatórias no processo de transição para o mercado. Estas medidas dariam forma a “*um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual*” (artigo 13º). O mesmo ponto remete para diploma específico do desenho deste mecanismo, as formas de pagamento e de repercussão nas tarifas.

Também a ERSE, no respectivo parecer de Maio de 2004 ao projecto a legislação dos CMEC, referiu a necessidade de existência de medidas compensatórias.

É neste contexto que o DL 240/2004 vem definir as condições da cessação dos CAE e as medidas compensatórias no processo de transição para o mercado. A preparação deste diploma, a sua redação final e a legislação subsequente, são elementos fundamentais para clarificar os impactos destas medidas nas tarifas pagas pelos

consumidores. Nos trabalhos da CPIPREPE, foram abordados três grandes tópicos quanto ao período de preparação do DL 240/2004:

- O primeiro é sobre a necessidade de manutenção do equilíbrio contratual dos CAE na passagem para o mercado liberalizado. Perante a necessidade de alteração à legislação nacional por força da legislação europeia de 1996 e 2003, e sendo à data o Estado Português detentor da REN e acionista de controlo da EDP, importa apurar se o governo teria margem legal e política para, nesta transição, negociar condições mais vantajosas para os consumidores;
- O segundo ponto é sobre a efetiva manutenção do equilíbrio contratual dos CAE no DL 240/2004 e na legislação subsequente. Tomando o anunciado objetivo de neutralidade económico-financeira do DL 240/2004, importa aferir a manutenção de condições equivalentes na transição dos CAE para os CMEC. Assim, sempre que não sejam mantidas condições equivalentes, importa quantificar disparidades, identificar responsáveis e medidas para a sua correção;
- O terceiro ponto diz respeito ao enquadramento da manutenção do equilíbrio contratual no quadro legislativo europeu em matéria de concorrência. Neste ponto, foram levantadas dúvidas na CPIPREPE sobre o processo de aprovação pela Comissão Europeia (CE) dos mecanismos de ajuda de Estado associados ao DL 240/2004. Foram interpelados os representantes dos governos da época e analisada a troca de correspondência entre o governo e as autoridades europeias. Importa, portanto, averiguar a qualidade deste processo e das decisões europeias.

Estes três pontos serão discutidos separadamente nas secções 2.3, 2.4 e 2.5 respetivamente. Para um melhor enquadramento, o presente capítulo inicia-se com uma breve descrição dos acontecimentos respeitantes ao período preparatório do DL 240/2004, na qual é exposto o encadeamento dos factos relevantes e da produção de informação disponível no momento da decisão política. A secção 2.6 apresenta as principais conclusões e recomendações da CPIPREPE sobre os assuntos discutidos neste capítulo.

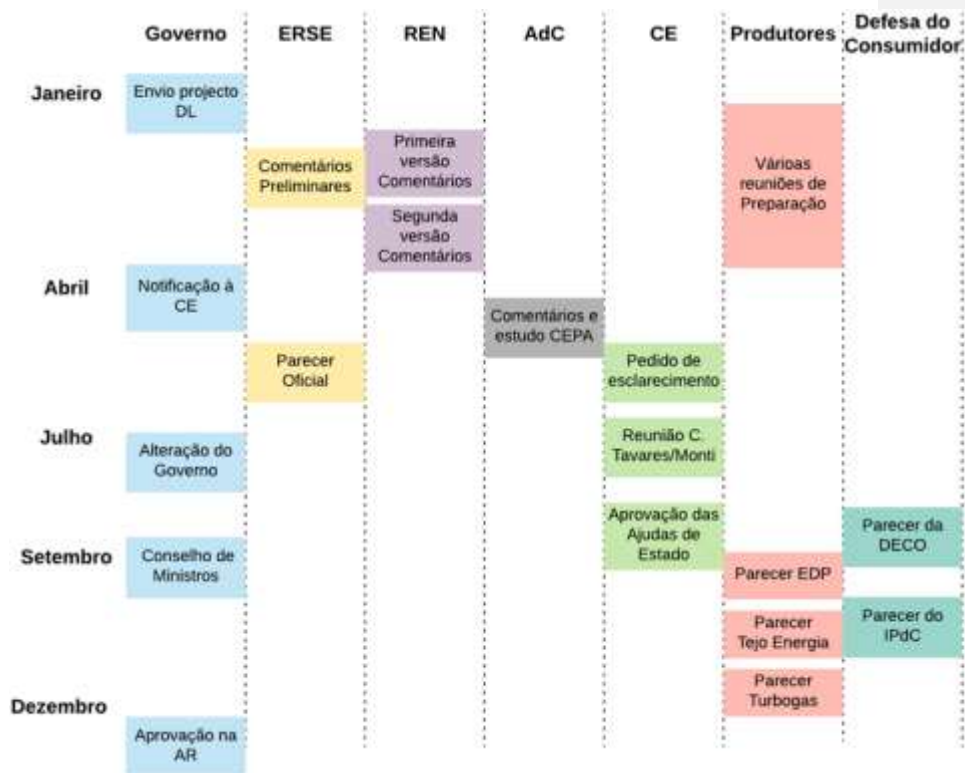
Por fim, importa referir que a aprovação do DL 240/2004 implicava decisões e legislação subsequentes, em particular para o período posterior aos CAE, fosse quanto à concessão do domínio público hídrico fosse quanto aos termos legais e económicos da continuidade da exploração da central termoelétrica de Sines. Por terem sido objeto de particular atenção da CPIPREPE, estes temas serão analisados em capítulos próprios deste relatório.

2.2. Breve descrição dos acontecimentos

A preparação da legislação relativa aos CMEC é um processo que decorre ao longo dos anos 2003 e 2004 e que culmina na publicação do DL 240/2004, em Dezembro, e na homologação dos contratos de cessação dos CAE da EDP, já no início de 2005. Durante os primeiros meses de 2004, os gabinetes do ministro Carlos Tavares e do secretário de Estado Franquelim Alves ~~têm~~mantiveram várias reuniões em paralelo com ERSE, AdC e REN bem como com os representantes dos produtores (EDP, ~~Turbogás~~Turbogas e Tejo Energia). A DGEG participa também neste processo desde cedo, pelo menos de forma passiva, como comprova a troca de correspondência entre o Governo e a REN sobre o ~~projeto~~projecto do DL. Mais tarde, é a própria DGEG que notifica os serviços da ~~Direção~~Direcção Geral da Concorrência da Comissão sobre a preparação da legislação dos CMEC.

Após mais duas cartas de esclarecimento aos serviços da CE, várias reuniões entre o Governo português e Bruxelas, a Comissão aprova o mecanismo de Auxílio Estatal, não levantando quaisquer objeções ao DL 240/2004.

Durante o verão de 2004, o governo do primeiro-ministro Durão Barroso é substituído pelo de Santana Lopes. É já o novo Secretário de Estado, Manuel Lencastre, a receber os pareceres ~~das~~da DECO e do Instituto do Consumidor, que se queixam dos prazos de resposta que lhes foram dados e da falta de meios técnicos que dispõem para elaborar um parecer sobre uma legislação de natureza tão complexa. Ao mesmo tempo, chegam também os comentários da EDP, ~~Turbogás~~Turbogas e Tejo Energia.



2.3. A manutenção do equilíbrio contratual foi uma escolha política tomada entre um conjunto de opções

Esta secção é dedicada à primeira decisão política do governo sobre o processo de cessação dos CAE na transição para o MIBEL. O governo português assumiu a vontade de manter o equilíbrio contratual e ressarcir integralmente os produtores pela cessação antecipada dos CAE. Esta vontade é anterior à preparação do DL 240/2004. Já faz parte do DL 185/2003, que estabelece as regras gerais para a criação do MIBEL. No artigo 13º deste diploma são definidos os objetivos e as justificações para a introdução dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC):

“A cessação dos contratos vinculados a que se refere o número anterior implica a adopção de medidas indemnizatórias, tendo em vista o ressarcimento dos direitos dos produtores através de um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Os CMEC deverão garantir a compensação dos investimentos realizados e a cobertura dos compromissos nos CAE que não sejam garantidos pelas receitas expectáveis em regime de mercado.”

Refira-se que os CAE continham disposições detalhadas e específicas dedicadas às indemnizações/compensações a pagar aos respectivos titulares, no caso de cessação antecipada, motivadas por razões não imputáveis aos produtores. Estas indemnizações/compensações implicavam o pagamento integral e à cabeça do valor dos contratos em vigor.

Nos seus trabalhos, a CPIPREPE procurou identificar as razões que levaram o governo português a ~~adotar~~ adotar o modelo do equilíbrio contratual como base para a transição dos CAE para o mercado, em detrimento de outras alternativas que pudessem ter menor impacto nas condições de mercado e na fatura dos consumidores de eletricidade. Nesta secção, apresentam-se as alternativas propostas pela ERSE e pela AdC nos diferentes pareceres que entregaram ao governo em 2004 e analisam-se ainda as posições do governo bem como dos produtores de eletricidade de então.

2.3.1. Posição da ERSE

Em Fevereiro de 2004, a ERSE envia ao Governo um documento com comentários preliminares à versão de trabalho do DL 240/2004 e, em Maio de 2004, remete o parecer oficial sobre o mesmo diploma. Nestes dois momentos, ~~admitindo a pertinência da existência de um regime compensatório pelo fim dos CAE~~, o regulador opina sobre os aspetos jurídicos relacionados com a cessação dos CAE e entrada em vigor dos CMEC.

Segundo a ERSE, a cessação dos CAE é imposta pela aprovação de uma diretiva europeia, evento alheio à vontade do Estado português. Ora, segundo a ERSE, esse facto altera as circunstâncias indemnizatórias previstas nos CAE e abre espaço ao governo para negociar outra solução com os produtores.

“Por força desta Directiva, os contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95 deixam de poder vigorar na ordem jurídica interna, determinando a sua caducidade.

Esta circunstância altera profundamente os termos e as disposições aplicáveis ~~ao regime~~ ao regime indemnizatório previsto quer no citado diploma quer no respectivo contrato.

Estas alterações decorrem desta Directiva Comunitária, impondo-se quer à vontade do Estado Português quer à vontade das partes contratantes.

Com efeito, o direito comunitário, nos termos da Constituição da República Portuguesa, tem primazia sobre o direito nacional. Daqui resulta que o equilíbrio contratual há-de decorrer, não nos termos expressos contratuais, mas das novas circunstâncias, segundo juízos de equidade. Quer isto dizer que as modificações ao contrato para salvaguarda do seu equilíbrio têm pleno enquadramento nos princípios estabelecidos no artigo 437.º do Código Civil (C. C.) que dispõe sobre a resolução ou modificação do contrato por alterações das circunstâncias em que as partes fundaram a decisão de contratar”

(comentários preliminares ERSE).

No seu parecer de Maio de 2004, a ERSE completa:

“A extinção dos CAE por imperativos da obrigatoriedade do cumprimento da Directiva 2003/54/CE altera profundamente, em termos estritamente jurídicos, as condições aplicáveis ao regime indemnizatório previsto no Decreto-Lei n.º 183/95 e nos respectivos contratos de vinculação. É que esta extinção impõe-se objectivamente quer à vontade do Estado Português quer à vontade das partes contratantes.

Na verdade, o direito comunitário tem primazia sobre o direito nacional, sendo certo que o Estado Português está sujeito ao cumprimento obrigatório da transposição para o direito nacional das Directivas Comunitárias. Esta realidade altera significativamente as circunstâncias legais e factuais em que as partes fundaram a celebração do contrato. Ora, a modificação das circunstâncias em que as partes celebraram os CAE tem previsão na disciplina do artigo 437º do Código Civil. Ou seja: a extinção dos CAE por força da transposição da Directiva 2003/54/CE, ou pela sua invocação, altera as circunstâncias indemnizatórias previstas no Decreto-Lei n.º 183/95”.

(Parecer da ERSE ao projeto de decreto-lei 240/2004)

Com base nestes argumentos jurídicos, a ERSE assumindo explicitamente que seria necessário compensar os produtores pela cessação antecipada dos CAE, preconiza a abertura de negociações com os produtores, por parte do governo, com vista a obter melhores condições para os consumidores no mecanismo de transição para mercado, uma vez que a cessação dos CAE resulta de imposição europeia e não da vontade do Estado Português.

Durante a audição na CPIPREPE, Jorge Vasconcelos dá o exemplo do que se passou em Espanha na transição de um quadro legal estável (que garantia aos produtores uma remuneração através de valores publicados anualmente pelo governo espanhol) para o quadro do MIBEL:

“O que o governo espanhol fez foi chamar os produtores, sentá-los à mesa da negociação e dizer: minhas senhoras e meus senhores, vamos liberalizar o setor espanhol, não podemos continuar a dar estas garantias, vamos negociar uma solução de transição em que não vamos, pura e simplesmente, eliminar toda e qualquer forma de garantia, vamos, sim, dar aos produtores uma garantia transitória — o mecanismo que foi implementado em Espanha chamava-se, de facto, custos de transição para a concorrência (CTC), que são os nossos CMEC, no fundo — e vamos, já aqui à cabeça, negociar um desconto e esse desconto foi de 30%.”

(Jorge Vasconcelos, presidente da ERSE 1997-2007)

Assim, a posição oficial da ERSE, presente nos vários pareceres da entidade reguladora sobre o DL 240/2004, era a de que haveria margem legal para uma negociação com os produtores no sentido de obter condições mais favoráveis para os consumidores e para o próprio funcionamento do mercado.

2.3.2. Posição do Governo

A seguir-se a letra dos CAE, os produtores teriam de ser indemnizados não apenas pelo valor residual das centrais mas também pelo valor dos lucros cessantes. Ora, esta indemnização assumiria claramente um valor elevado incompatível para o Orçamento de Estado ou para os consumidores de energia elétrica.

Assim, o governo de Durão Barroso optou por desenhar um mecanismo que evitava o pagamento dos compensações previstas à cabeça, e recuperar através das receitas auferidas no mercado de electricidade pelos produtores pelo menos parte da compensação que lhes era devida. O remanescente da compensação para assegurar a manutenção do equilíbrio contratual seria então o designado CMEC.

-

Assim, desde cedo, a posição do ministro Carlos Tavares foi a de cessar os CAE e adotar um novo quadro regulatório que oferecesse aos produtores condições equivalentes aos anteriores contratos, mas optando por desenhar um mecanismo que evitava o pagamento dos compensações previstas à cabeça, e recuperava aos produtores, através das receitas auferidas no mercado de electricidade, pelo menos parte da compensação que lhes era devida. O remanescente da compensação para assegurar a manutenção do equilíbrio contratual seria então o designado CMEC.

Nos documentos a que a CPIPEPE teve acesso, assim como nas declarações em audição dos representantes e assessores do governo responsáveis pela elaboração do DL 240/2004, registam-se três argumentos principais para a adoção de um sistema de manutenção do equilíbrio contratual pré-existente.

a) Impossibilidade de negociação por blindagem dos CAE

Ao longo das várias audições a membros do governo no período de preparação dos CMEC (2003 - 2005), foi claro o argumento jurídico de que os CAE eram muito blindados e que só um acordo entre os produtores e o governo poderia desfazer os CAE. Uma prova disso, dizem os membros de governo na comissão, é o facto de haver dois produtores, Turbogás e Tejo Energia, que não chegaram a acordo com a REN e com o governo para a transição para os CMEC e ainda hoje mantêm os seus CAE.

Assim, assumir uma posição negocial que alterasse os valores e os direitos garantidos à EDP nos CAE, tal como foi feito em Espanha, não seria possível para o governo de então. O principal argumento para a não negociação é a existência de um contrato, instrumento que não existia em Espanha, tido como inalterável pelo governo, como argumentam Ricardo Ferreira e João Conceição na CPIPREPE:

“Se alguma coisa fosse forçada ou alterasse de alguma forma o equilíbrio contratual, a cláusula lender of last resort, que estava nos CAE, seria invocada. Isto quer dizer que no dia a seguir esses produtores entregariam a chave, as pessoas, e diriam: «Olhem, quero os lucros cessantes, por favor, e o valor residual» se o houvesse ou coisa que o valha. Portanto, a cláusula era deste género. Na resposta que dou às objeções feitas pela Autoridade da Concorrência nacional [Nota enviada pelo ministro Carlos Tavares a Abel Mateus, abril 2004], penso que faço lá uma menção a essa cláusula — lender of last resort”.

(audição Ricardo Ferreira, adjunto do ministro Carlos Tavares)

“A EDP tinha um contrato com uma outra entidade que lhe dava um conjunto de direitos e o que o Estado estava a pedir à EDP era para, simplesmente, anular esse contrato. Esta é uma realidade (...) bastante diferente do que acontecia em Espanha. É que, em Espanha, os CTC estavam assentes num direito atribuído aos produtores por legislação e, como é óbvio, o governo e o legislador, o parlamento, são soberanos para alterar a legislação. O caso em Portugal era bastante diferente, pois a EDP tinha nas mãos um contrato muito rígido e muito protetor do produtor.”

(audição João Conceição, assessor do secretário de Estado Franquelim Alves)

Assim, o Governo da altura discorda da opinião da ERSE segundo a qual haveria margem para baixar a rentabilidade. E a prova-lo, argumentam os depoentes, estava o facto de ter havido centrais que nem sequer aceitaram a manutenção do equilíbrio contratual.

Por seu turno, soluções como a adotada em Espanha não estariam ao alcance do Governo Português porquanto a situação nacional se caracterizava pela existência de contratos, inexistentes em Espanha.

Finalmente, e como adiante se verá, vários depoentes apontam a realidade fática de que a própria Comissão Europeia aprovou o mecanismo de manutenção de equilíbrio contratual, o que de per se indicia que não haveria espaço a redução das rentabilidades.

b) Proteção da EDP como companhia portuguesa

No caso de o governo optar por alternativas aos CMEC, por exemplo abrindo concurso para centros electroprodutores, as empresas espanholas passariam a poder operar centrais em território português, ganhando uma vantagem competitiva no mercado ibérico, uma vez que a EDP não teria a possibilidade de fazer o mesmo do lado de Espanha, onde os CTC já estavam aprovados[†].

Esta linha de argumentação ficou bem explícita na resposta do governo. Na resposta do Ministério da Economia ao parecer da Autoridade da Concorrência, que propunha um modelo de leilões de capacidade virtual como alternativa aos CMEC, fica claro que o governo português pretendeu proteger a posição relativa da EDP no nascente mercado ibérico:

“Um exemplo claro é a própria forma que Espanha encontrou para compensar os seus produtores não recorrendo a leilão de capacidade virtual de geração. Seria extremamente gravoso, não apenas para o sector eléctrico nacional a nível de empresas (estas passariam a ser meros executantes de instruções de operação e manutenção das centrais, a mando de quem arrematou essa capacidade de produção; implicaria perder a já reduzida capacidade de gestão de caudais de água provenientes de Espanha), mas também para o nível de concentração ibérico no que respeita a capacidade geradora. Note-se que a EDP, a nível ibérico, dispõe de uma quota de produção de cerca de 10,3% contra 33,9 da Endesa e 21,2% da Iberdrola. Naturalmente, se fosse promovido um leilão da capacidade de produção da EDP, correr-se-ia o risco de aumentar ainda mais a concentração no mercado Ibérico, com os perigos que isso implicaria através de um eventual abuso de posição dominante daquelas empresas”

(Resposta do Ministro Carlos Tavares ao Parecer da Autoridade da Concorrência, abril 2004)

A mesma posição foi reforçada pelo próprio ex-ministro Carlos Tavares na CPIPREPE, realçando a importância de uma decisão estratégica que impedisse que a posição da EDP na operação dos centros electroprodutores nacionais fosse ganha por empresas espanholas:

[†]Os CTC foram criados pela Ley 54/1997, de 27 de novembro, e terminados antecipadamente pelo Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junho. Conforme refere o preâmbulo do Real Decreto Ley 7/2006, explicando essa decisão: “el mecanismo de los CTCs ha devenido ineficiente, en primer lugar, porque generan distorsiones en los precios de mercado al ser integrados como determinantes en las estrategias de oferta; en segundo lugar, porque han quedado obsoletas las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTCs al promulgarse la Ley; por último, los informes disponibles revelan un alto grado de amortización de las instalaciones afectadas. En suma, se trata de un mecanismo innecesario y distorsionador que requiere una urgente supresión, lo que se lleva a cabo mediante la derogación de la mencionada Disposición transitoria sexta.”

“Os Senhores Deputados, se calhar, também têm de recuar 15 anos e perceber qual era o ambiente da altura a respeito dos centros de decisão nacional e, sobretudo, na área da energia, que levaram até o Presidente da República da altura a convocar uma conferência sobre os centros de decisão nacional no setor da energia. E eu queria saber o que é que aconteceria se nós tivéssemos feito um mecanismo de leilão dos CAE em que a posição da REN fosse substituída pela da Iberdrola, pela Endesa, ou por um outro qualquer e em que a EDP passasse a atuar apenas como agente dos produtores espanhóis”.

(audição Carlos Tavares, Ministro da Economia, 2002-2004)

c) **Valorizar a EDP ~~no quadrone~~ nas vésperas da sua privatização**

Outro ponto em discussão na CPIPEPE foi o impacto que a cessação dos CAE teria no valor da EDP do qual o Estado português era também acionista, detendo 25% da empresa. Em 2004, os CAE representavam uma parte significativa do valor da EDP, como declarou na CPIPEPE João Talone, CEO da EDP à data da preparação do DL 240/2004 e da cessação dos CAE:

“Na altura, o valor que era atribuído aos CAE pelos analistas independentes do mercado era, aproximadamente — aqui é que não tenho a certeza do número —, entre 30% a 33% do valor da EDP. Portanto, o valor dos CAE, para efeitos da visão que o mercado tinha da empresa — o mercado global, americano, europeu, mercado de capitais —, representava cerca de 30% do valor da empresa.”

(audição João Talone, presidente da EDP, 2003-2006)

Dada a importância destes contratos no valor da EDP, Pedro Sampaio Nunes, secretário de Estado do governo que aprovou o DL 240/2004, admitiu que na transição dos CAE para os CMEC que na sua opinião terão ~~pesaram~~ pesado as perspetivas futuras de privatização da EDP e o maior encaixe que o Estado teria nesta operação se a EDP estivesse resguardada por garantias semelhantes aos CAE:

“Na questão dos CMEC da EDP acho que havia sempre essa preocupação, porque, mesmo na altura em que fui Secretário de Estado, em 2004-2005, já não havia dinheiro nenhum — acho que isto é permanente em todos os governos. Não havia dinheiro nenhum e havia que encontrar meios e inventar recursos para podermos ter alguma disponibilidade orçamental e, eventualmente, pesou o facto de se poder «engordar o porco», como é costume dizer-se, numa futura privatização da EDP. Ninguém, na altura, imaginou as consequências dramáticas que isso traria, a prazo, na evolução exponencial dos custos de interesse económico geral e da dívida tarifária.

(audição Pedro de Sampaio Nunes, Diretor de energia na Comissão Europeia e Secretário de Estado da Ciência e Inovação 2004-2005)

- d) ~~Manter o quadro remuneratório existente no momento da~~ **Honrar os compromissos assumidos com os investidores nas anteriores fases de privatização da EDP**

~~Membros do governo e responsáveis da EDP defenderam~~ Sendo certo que, como todos os depoentes a quem foi colocada a questão concordaram, o valor dos CAE foi ~~diretamente~~ directamente incorporado no valor do ~~ativo~~ activo EDP e, nessa medida, ~~comprado~~ pago pelos investidores privados ao Estado Português nas operações de privatização de 70% do ~~respetivo~~ respectivo capital, ~~pele~~ que não se ~~poderia~~ podia simplesmente, com a introdução dos CMEC, ~~modificar~~ retirar as garantias prestadas e vendidas ~~pele~~ com o valor da privatização. ~~De acordo com estes depoimentos, na defesa~~

Com efeito, como foi por diversas vezes referido nesta CPIPREPE, por vários depoentes, em nome da credibilidade e da boa imagem do Estado Português nos mercados internacionais e, também, para em ordem a evitar litigância nos tribunais internacionais, ~~seria obrigatório~~ era importante que os CMEC assegurassem um nível de garantias equivalente aos dos CAE, ~~que teriam sido~~ pagos na privatização pelos investidores.

2.3.3. Posição dos produtores

Nas várias audições da CPIPREPE aos principais responsáveis da EDP, ficou claro que a posição da empresa em 2004 era a de se proteger nas cláusulas que vigoravam nos CAE e tentar impedir qualquer acordo de transição para o mercado que não correspondesse a uma situação ~~idêntica~~ similar em termos económicos e financeiros.

A negociação do diploma dos CMEC foi feita, por parte da EDP, com estes pressupostos, de acordo com as palavras de Pedro Rezende na CPIPREPE, confrontando o próprio conceito de compensação por custos ociosos que esteve na base da autorização da Comissão Europeia dada ao DL 240/2004:

“Não são custos ociosos do sistema, o que há é contratos, portanto, ou o Estado mantém os contratos, ou quebra os contratos e paga a indemnização lá prevista, ou alguém encontra um meio-caminho (...) São situações diferentes e a própria Comissão aceitou que era diferente, verificou, auditou e aprovou.”

(audição Pedro Rezende, administrador da EDP 2003-2006)

No entanto, quando questionado na CPIPREPE sobre o quadro negocial entre a EDP e o Estado, que em 2004 era acionista de controlo da EDP (os acionistas de referência da EDP não estatais - BCP, Iberdrola e Brisa - detinham apenas 12% do capital da empresa), João Talone responde:

“Eu estava preparado - embora houvesse uma imposição da União Europeia - para não abrir os CAE, da mesma forma que a Tejo Energia e a Turbogás não abriram os CAE. Nessa altura o Estado teria de chamar uma assembleia geral, pôr o assunto à assembleia e, se tivesse maioria, destituir a administração e nomear outra”.

(audição João Talone, presidente da EDP 2003-2006)

Assim, resulta evidente que o Estado tinha os meios para fazer valer no Conselho de Administração da EDP o seu entendimento político. Se este fosse outro - por exemplo, introduzir os CMEC mediante revisão das condições do equilíbrio contratual dos CAE - teria podido impô-lo sem risco de litigância com a empresa. Resulta também evidente que se tratou de uma opção política, entre o Estado acionista e o Estado legislador, conforme foi trazido à CPIPREPE por Eduardo Catroga e Jorge Vasconcelos (conforme se verá seguidamente). Este depoente chama a atenção para o facto de o Estado acionista ser o mesmo que definia as regras, em proveito próprio, pelo que se se demonstrar que houve algum tipo de rendas, no final do dia beneficiou o próprio Estado.

A mesma situação não se verificava na Tejo Energia e na Turbogás, cujas estruturas acionistas não eram controladas pelo Estado e que recusaram a cessação dos seus CAE.

“O Decreto-Lei n.º 240/2004 não era um imperativo legal, não obrigava. A publicação do decreto-lei não acabava com os CAE; era preciso um acordo de cessação e, portanto, (...) uma avaliação por parte dos produtores para concluir se o regime de CMEC era adequado ou não”.

(audição Beatriz Milne, presidente executiva da Tejo Energia).

2.3.4. Notas finais

No processo de cessação dos CAE e transição para mercado, o governo recebeu argumentos jurídicos da ERSE que defendiam a viabilidade legal de uma revisão do equilíbrio contratual e propostas de modelos alternativos aos CMEC por parte da AdC e da ERSE, designadamente um modelo de leilões de capacidade virtual.

Adicionalmente, a existência de contratos com cláusulas específicas sobre a sua cessação por motivos não imputáveis aos produtores, terá pesado na opção política pelos CMEC em 2004 e poderá, também, ter evitado custos maiores. Afigura-se este um possível factor diferenciador, eventualmente não devidamente valorizado pela ERSE na comparação entre os casos Português e Espanhol. De qualquer forma, o facto que se constata sem dúvida é que a Comissão Europeia veio a aprovar o mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual, demonstrando considerar não haver espaço para a redução de remunerações.

Na opção do governo pelo modelo dos CMEC em 2003/2004 pesou, pesaram os direitos contratuais vigentes, ao abrigo dos CAE, nos termos dos quais o mecanismo de compensação deveria assegurar, no mínimo, uma neutralidade financeira face à situação anterior. Relevou ainda a consideração da importância dos CAE no valor da EDP e a posição da empresa face à concorrência espanhola no futuro mercado ibérico. Ambas as preocupações devem ser lidas à luz do processo em curso de privatização da empresa. Note-se que, poucos dias depois da entrada na Assembleia da República do pedido de autorização legislativa que levava em anexo o projeto do decreto-lei que criou os CMEC, foi aprovado com o Decreto-Lei nº 218-A/2004, de 25 de Outubro, autorizando o aumento de capital da EDP que reduziu a participação do Estado de 31% para 25%.

A manutenção do equilíbrio contratual dos CAE foi uma decisão política do governo Durão Barroso, consumada já sob o governo Santana Lopes com a aprovação do DL 240/2004. O contexto dessa decisãoO contexto da criação dos CMEC é resumido nas palavras do então presidente da ERSE, Jorge Vasconcelos, proferidas na CPIPREPE:

“O que está aqui em causa é uma questão de fundo que tem a ver com um conflito interno num Estado que é, ao mesmo tempo, legislador e proprietário de empresas, e, sobretudo, em processos de privatização [...]. Portanto, esse conflito existe e não vale a pena sermos ingénuos, pois a única forma de tentar minimizar os inconvenientes desse conflito é criarmos mecanismos de contrapoderes, mecanismos de transparência que obriguem a escolhas claras”.
(audição Jorge Vasconcelos, presidente da ERSE 1995-2006)

A manutenção do equilíbrio contratual dos CAE foi uma decisão política do governo Durão Barroso, consumada já sob o governo Santana Lopes com a aprovação do DL 240/2004, sob a autorização legislativa do Parlamento Português, através da Lei 52/2004.

Outro tipo de decisão poderia ter implicado custos superiores para o Orçamento de Estado ou consumidores, nomeadamente se se tivesse optado por cessar os contratos e indemnizar, conforme neles previsto. As incertezas que um leilão posterior geraria e os problemas que daí poderiam advir, mesmo para a segurança do abastecimento nacional, poderão ainda justificar a opção tomada de não se enveredar pelo caminho do concurso.

2.4. Da efetiva manutenção pelos CMEC do equilíbrio contratual dos CAE

Nos comentários preliminares que enviou ao governo em Fevereiro de 2004, a ERSE alertava para a existência de *“obrigações leoninas para uma das partes, sendo disso*

beneficiário o produtor”, o que subverteria a própria manutenção do equilíbrio contratual dos CAE. A ERSE resume assim a sua avaliação jurídica:

“Os CMEC não podem resultar na previsão de novos contratos ou na renovação, mais ou menos implícita, dos anteriores, que confiram a uma das partes mais direitos ou garantias superiores aos emergentes dos contratos originários. O diploma dos CMEC, deve pois, encontrar o justo equilíbrio. Contudo, no ~~projeto~~ projecto em apreço não está ainda encontrado este equilíbrio”.

Em setembro de 2017, no cálculo da revisibilidade final do CMEC, a ERSE quantifica um valor total de 510M€ pagos excessivamente aos produtores neste regime em comparação com o que estava previsto no DL 240/2004:

“São evidenciadas algumas das alterações ao regime vigente aquando da introdução do regime dos CMEC, designadamente obrigações ou direitos das partes contratantes dos CAE, que cessaram com a introdução daquele novo regime. Estas alterações resultaram num quadro menos restritivo para os detentores dos centros electroprodutores do que o que vigorava inicialmente. Ainda neste âmbito procura-se, quando possível, quantificar os efeitos decorrentes da passagem para o regime dos CMEC, revisitando alguns dos aspetos que haviam sido assinalados nos pareceres da ERSE ao diploma que instituiu este novo regime.

Em particular, são apresentados os efeitos da aplicação de taxas de juro diferentes para a atualização dos cash-flows associados aos CMEC e para as rendas anuais a pagar pelos consumidores entre 2007 e 2013, já referidos no passado pela ERSE. O acréscimo de custos associado à aplicação de taxas diferentes nesse período foi avaliado em cerca de 125 milhões de euros. Contudo, grande parte desse efeito poderá ser revertido sem pôr em causa os princípios económicos e financeiros, com a publicação de uma nova taxa para a renda anual da parcela fixa dos CMEC igual à taxa a aplicar à renda anual do ajustamento final dos CMEC. A aplicação de uma nova taxa para parcela fixa dos CMEC poderá diminuir esse efeito em cerca de 85 milhões de euros.

Para além desse efeito da aplicação do regime dos CMEC, foram igualmente apurados os impactes decorrentes doutros efeitos, como sejam (i) ausência de testes de disponibilidade dos centros eletroprodutores durante o período de 2007 a 2013, (ii) a aplicação de um fator de correção das produções resultantes do modelo Valorágua ou ainda (iii) a metodologia de apuramento dos custos com licenças de emissão de CO2.

Atendendo a todos estes efeitos avaliados para o período I, estima-se que tenham existido custos acrescidos para o sistema na ordem dos 510 milhões de euros”.

Neste secção, abordam-se estes quatro pontos levantados pela ERSE e recuperam-se os principais argumentos que foram discutidos na CPIPEPE sobre estes temas.

Para além destes quatro pontos, foram discutidos na CPIPEPE mais dois temas, resultantes da aprovação do DL 240/2004, passíveis de configurar uma renda excessiva paga aos produtores de energia: a extensão da concessão do domínio público hídrico e a prorrogação da operação da central de Sines sem qualquer compensação ao sistema. Estes dois temas serão discutidos nos capítulos 2 e 3, respectivamente.

Exatamente sobre a temática da transição de CAE para CMEC e extensão do direito de utilização do domínio público hídrico, também a Comissão Europeia foi chamada a pronunciar-se em diversos momentos.

São aspectos de relevar neste contexto, os seguintes.

- a) Em 2004, tendo Comissão Europeia analisado e discutido o projeto de DL dos CMEC, impôs a introdução de diversos aspetos nesse texto, designadamente a existência de um período de revisibilidade inicial (que veio a ser de 10 anos), um montante máximo para as compensações e aspetos relativos à repercussão tarifária;
- b) Em 2004 a CE aprovou o conteúdo do DL dos CMEC que já continha os seguintes aspetos:
 - i. Utilização de taxas de juro distintas para a actualização de fluxos financeiros e cálculo da anuidade da compensação;
 - ii. Utilização do modelo Valorágua;
 - iii. Necessidade de emissão de licenças de produção para as centrais cujos CAE fossem cessados
 - iv. Ausência de referências a realização de testes às disponibilidades das centrais;
- c) Em 2013 a CE emitiu uma Decisão de investigação aprofundada, na qual afirma sobre o regime de CMEC e após mais de 5 anos da sua aplicação (e portanto, após definição de taxas de juro, utilização do Valorágua, emissão de licenças...) que “baseado na informação disponível à data não há evidência de que a compensação aprovada tenha sido mal utilizada ou cessado a sua compatibilidade com o Mercado Interno”
- d) Em 2017, emitiu uma decisão, após 5 anos de investigação do tema do domínio público hídrico, afirmando que o valor pago pela EDP foi um valor justo e com referenciais de mercado. Mais afirmou a Comissão Europeia que a utilização de uma única taxa de juro não é uma metodologia correta no caso da determinação do valor do domínio público hídrico.

Assim, a CIPREPE foi confrontada com duas visões distintas sobre estas temáticas, importando avaliar da sua validade.

2.4.1. Taxas de atualização diferentes

O DL 240/2004 prevê a utilização de duas taxas diferentes para a actualização dos valores a pagar pelos CAE e no cálculo das ~~rendas~~ anuidades previstas ~~nos~~ para pagamento faseado da compensação inicial apurada CMEC. De facto, inicialmente a taxa de atualização utilizada para o cálculo do valor inicial dos CMEC foi de 4,85%, enquanto a taxa de juro de cálculo da anuidade foi de 7,55%, sendo reduzida para 4,72% em 2013 ~~para 4,72%~~ (ver sobre esta matéria o capítulo 6). A ERSE foi sempre crítica da utilização de taxas diferenciadas e manifestou esta posição já no parecer oficial que entregou ao governo durante o período preparatório do diploma dos CMEC. Diz a entidade reguladora neste parecer:

“Os perfis de pagamento previstos nos CAE e nos CMEC devem ser financeiramente equivalentes o que só é possível utilizando a mesma taxa na actualização dos valores a pagar pelos CAE e no cálculo das rendas previstas nos CMEC. Só desta forma se garante a equivalência financeira entre os valores de pagamento previstos nos CAE e os valores previstos nos CMEC.”

(Parecer da ERSE, Maio 2004)

Dez anos depois da entrada em vigor dos CMEC, no documento que faz o cálculo do ajustamento final em 2017, a ERSE continua a manter a mesma posição, afirmando que o princípio da neutralidade económica não é cumprido com a existência de duas taxas:

“Não se encontra fundamento para a escolha de uma taxa utilizada para descontar os cash flows dos CMEC no cálculo do valor inicial (4,85%) significativamente inferior à taxa utilizada para o cálculo das rendas anuais (7,55%) aplicadas a esses mesmos cash flows no mesmo momento”

(Cálculo do ajustamento final, ERSE 2017)

No mesmo documento, a entidade reguladora defende que, se tivesse sido utilizada a mesma taxa para a atualização dos valores a pagar pelos CAE e no cálculo das rendas previstas nos CMEC, a EDP teria de devolver 125M€ ao sistema eléctrico para que a neutralidade económica fosse cumprida.

Na sua audição na CIPREPE, João Conceição, assessor no Ministério da Economia no período da preparação do DL 240/2004, procurou refutar esta posição da ERSE. Para o ex-assessor, a utilização de taxas diferenciadas justifica-se por dois motivos: 1) os períodos de recebimento dos CAE e CMEC são diferentes; 2) ~~o~~ riscos ~~riscos~~ de recebimento também não são comparáveis. Quanto ao período de recebimento, diz João Conceição:

“Se fundíssemos todos os CAE num único, teria uma duração de 10 anos. Se fizermos a média com base nos montantes de recebimento de cada CAE, portanto, a soma dos encargos fixos e dos encargos variáveis, então, a média ponderada é um bocadinho mais longa, passa para 13 anos [...]. Ora, o período de recebimento, como os Srs. Deputados sabem, dos CMEC são 20 anos. Quando a ERSE se refere, nos seus relatórios, a que entre 10, 13 ou 20 é mais ou menos a mesma coisa, confesso que fico um bocadinho surpreendido...”

(audição de João Conceição)

Quanto à diferença de riscos entre CAE e CMEC, na CPIPREPE tanto João Conceição como mais tarde João Manso Neto apontam o risco adicional nos CMEC associado à gestão da energia, em que os produtores apenas recebem uma remuneração equivalente à dos CAE em condições de gestão eficiente, avaliadas pelo modelo de otimização Valorágua. João Conceição argumenta:

“Se o produtor, numa perspetiva de CAE, tivesse a central disponível, automaticamente, não tinha qualquer risco de funcionamento da central, porque todos os seus custos variáveis estavam assegurados; ao migrar para um modelo de CMEC, em que o funcionamento do produtor é avaliado ano a ano com base numa lógica otimizada de gestão centralizada que está associada à utilização do modelo Valorágua, pode haver aqui diferenças, e existiram diferenças, que podem pôr um determinado risco ao produtor.”

(audição de João Conceição)

~~Pelo seu lado~~ Aliás, João Manso Neto refere que o DL 240/2004 faz o cálculo da compensação simplificando a metodologia.

Com efeito, o DL 240/2004 desconta à mesma taxa de juros os cash flows associados quer aos CAE, quer às estimativas das receitas líquidas a auferir pelos produtores em mercado.

Afirma João Manso Neto que, pretendendo ser totalmente rigoroso, haveria que descontar o valor dos CAE e dos primeiros 10 anos das receitas líquidas de mercado a uma taxa de juro mais baixa, porquanto são cash flows que não apresentam risco elevado. Os primeiros por serem um montante quase certo e os segundos por, nesses primeiros 10 anos, estarem sujeitos a um mecanismo de revisibilidade que mitiga risco.

Já relativamente ao período de 10 anos após a revisibilidade final, vários inquiridos – nomeadamente Maria de Lurdes Baia, João Conceição e Paulo Pinho, concordam com a tese de que as receitas líquidas estimadas para esse período têm associado um nível de risco mais elevado e, por isso, poderiam ser sujeitas a uma taxa de desconto mais alta.

- Com efeito, durante a CPIPEPE, Maria de Lurdes Baía, Coordenadora da Área de Previsões Energéticas da REN, ~~abordou o mesmo assunto em posição contrária, dizendo afirmou~~ que a revisibilidade anual associada ~~ao fator de ajustamento das produções~~, é em si mesmo um mecanismo para mitigar este de risco de desvios de produção, utilizando *a posteriori* as produções reais para corrigir as estimativas feitas com o modelo Valorágua:

“Se olharmos para a questão dos ajustamentos anuais, ao fazermos a revisibilidade anual, estamos a considerar os preços verificados. Ou seja, durante 10 anos foram salvaguardadas as variações de todas as variáveis utilizadas no cálculo. (...) Para além disso, poderíamos dizer: «Mas há o risco da produção, porque não são as produções reais». Realmente, não são as produções reais, mas há uma fator de ajustamento das produções. Ou seja, dentro desse mecanismo de mitigação de risco existe ainda um fator de ajustamento das produções que é, ele próprio, um fator de mitigação de risco”.

(audição de Maria de Lurdes Baía)

Para além do ~~suposto~~ risco de utilização do modelo Valorágua, João Conceição aponta também o risco de preço de mercado para o produtor após o cálculo da revisibilidade final dos CMEC. Isto é, a partir do momento que é feita esta revisibilidade, a remuneração proveniente dos CMEC não se altera e os produtores ficam sujeitos aos riscos de mercado. Diz o ex-assessor do Governo:

“Um terceiro aspeto tem a ver com o facto de, durante o período dois, que começou em julho de 2017, o produtor passar a ter riscos de mercado, porque o modelo de CMEC previa que fosse feita uma revisibilidade final e definido o montante dessa revisibilidade, que era pago ao longo de 10 anos, e, a partir daí, o risco seria total do produtor.”

(audição de João Conceição)

Maria de Lurdes Baía reconhece que este risco de mercado existe no período após a revisibilidade final e admite *“que poderia ser objeto de reflexão a introdução de um prémio de risco no cálculo da parcela de acerto relativa ao ajustamento final”*. Todavia, argumenta que este risco é tanto da EDP como dos consumidores.

“Realmente, existe o risco do preço — os preços de mercado são preços baseados nas médias históricas — e existe o risco da produção. Mas também é bem verdade que o risco existe para os dois lados, pois também existe para os consumidores. Por exemplo, neste momento, estamos com preços de mercado na ordem dos 80 €/MWh. No estudo do ajustamento final os preços de mercado que estão lá incluídos não chegam aos 50 €/MWh. Ou seja, a EDP está a ser beneficiada. Por outro lado, o ano passado foi muito seco. Portanto, o risco de produção para a EDP no ano passado foi muito grande. Ou seja, vamos ter

anos húmidos, anos secos, e temos riscos para os dois lados: não são apenas para a EDP, são também para os consumidores.”

(audição de Maria de Lurdes Baía)

O tema da utilização de duas taxas diferentes para a atualização dos CAE e dos CMEC foi também alvo de comentários e exposições na CPIPREPE de académicos da área financeira, como o professor João Duque e o professor Paulo Pinho. ~~Também nestas posições encontramos divergências semelhantes na análise de risco e opiniões contrárias no que diz respeito à utilização de taxas diferenciadas.~~

João Duque, que realizou o seu estudo sobre esta matéria por ~~encomenda~~solicitação da EDP, preconizou que “a passagem de CAE para CMEC não é favorável à EDP. Não é favorável! Aliás, eu até diria que lhe é ligeiramente desfavorável.” João Duque manifestou uma opinião semelhante à de João Conceição e João Manso Neto, argumentando que há um risco adicional nos CMEC que não existia nos CAE, e que está relacionado precisamente com o período após a revisibilidade final. Para João Duque, este risco é suficiente para justificar a aplicação de duas taxas diferentes:

“Dois cashflows idênticos com níveis de risco diferentes têm de ser descontados a taxas de custo de oportunidade de capital diferentes. Ponto! Do ponto de vista técnico, é um erro — é um erro! — descontarem-se dois fluxos de caixa com riscos diferentes à mesma taxa. (...) Se é verdade que, durante um período de tempo, ainda havia um preço de referência — salvo erro, de 50 € por unidade de medida elétrica —, a partir de determinada altura, deixa mesmo de se considerar esse regime. Por isso, se, de 2007 a 2016, havia um regime ainda algo protegido, a partir daí, de 2017 a 2027, há total desproteção. Por isso, de facto, não estamos a comparar dois fluxos de caixa iguais.”

(audição de João Duque)

~~Já~~ Paulo Pinho, que era administrador da REN em 2007, convergiu com Maria de Lurdes Baía, defendendo que a revisibilidade é um mecanismo de mitigação do risco que faz equivaler as condições dos CAE à dos CMEC no que toca ao risco dos produtores o que, portanto, não justifica a utilização de duas taxas de ~~atualização~~atualização diferentes ~~para a actualização do valor dos CAE e das receitas de mercado líquidas esperadas~~ nos ~~dez~~ primeiros ~~dez~~ anos.

“Os CMEC estavam sujeitos a um mecanismo de revisibilidade anual [...] O que é que isto significa? Significa uma coisa tão importante quanto isto: é que o risco dos CMEC é igual ao dos CAE!”

(audição de Paulo Pinho)

~~No entanto~~, Paulo Pinho reconhece o argumento de João Conceição e João Duque no que respeita ao risco adicional nos últimos 10 anos dos CMEC, após a revisibilidade

final. ~~No entanto, defende~~ Defende, porém, sem apresentar qualquer tipo de suporte objetivo e quantificado (ao contrário de João Duque) que esse risco é muito baixo, uma vez que:

“Segundo a teoria financeira, se não houver financiamento por dívida [...] o custo de capital depende apenas de uma coisa: daquilo a que chamamos o risco sistemático do ativo que estamos a avaliar. Ou seja, o risco que o acionista do produtor — não é o produtor — não consegue eliminar por diversificação”.

Segundo Paulo Pinho, nos últimos 10 anos dos CMEC, precisamente quando poderá haver o risco de mercado, a totalidade das centrais abrangidas por CMEC são hídricas, que têm um risco sistemático baixo.

“É que o risco que é relevante, repito, posso chamar de «risco sistemático» e o risco sistemático das centrais hídricas é baixo. O risco que é relevante para as centrais hídricas é: há chuva ou não há chuva e esse nada tem a ver com o estado geral da economia”.

(audição de Paulo Pinho)

Assim, para Paulo Pinho, só seria possível considerar-se uma taxa diferente para a atualização do valor dos CMEC se ela se aplicasse apenas aos 10 anos finais e se refletisse as condições dos centros electroprodutores (na sua totalidade hídricas) que estivessem abrangidos pelos CMEC.

O que se poderia ter feito era descontar os fluxos de caixa desses centros electroprodutores a uma taxa que refletisse o custo do risco da hídrica, e só esses e só para esses anos em que não havia revisibilidade. Um cálculo feito assim daria um valor completamente diferente daquele que veio a ser apurado.”

(audição de Paulo Pinho)

Assim, e em resumo, no cálculo do valor inicial do CMEC parece haver convergência entre muitas das entidades ouvidas que deveria ter sido utilizada uma taxa de juro mais elevada para descontar os cash flows associados à expectativa de receitas de mercado no período pós revisibilidade final.

De acordo com João Duque, ~~os cash flows deveriam ter sido descontados a taxas diferentes segundo o período a que correspondem (taxa mais baixa nos primeiros dez anos, taxa mais alta para o período seguinte)~~ Estautilização desta metodologia mais rigorosa poderia ter atribuído à EDP uma compensação superior avaliada em 1,2 mil milhões de euros, ao invés da de 832 milhões de euros que recebeu. ~~Quanto à~~

Mas, fica por dirimir a questão da taxa da anuidade associada ao pagamento do CMEC inicial. Várias entidades defendem que essa taxa deveria ter sido inferior aos 7,55% que foram fixados na altura, associada ao custo médio de capital do produtor.

Facto é que, segundo João Duque, essa taxa deveria de facto ter sido inferior e que esse aspeto terá beneficiado a EDP. No entanto, este ganho da EDP aspecto apenas compensa parcialmente a perda na compensação por se ter considerado uma única taxa para descontar os cash flows. Assim, contas feitas e no computo geral, alega João Duque-se que a EDP poderá ter sido prejudicada no tema das taxas de juro. Esta é também a opinião dos autores do autor de outro estudo encomendado pela EDP, João Duque, e também de Miguel Ferreira da Universidade Nova NOVA SBE.

Do exposto conclui-se que:

- a) a utilização de uma única taxa de juro para descontar o valor dos CAE e das receitas em mercado foi uma simplificação operada pelo DL 240/2004
- b) Para se ser rigoroso dever-se-ia ter utilizado a taxa de 4,85% para descontar o valor dos CAE e as receitas de mercado dos primeiros 10 anos de CMEC (período de revisibilidade anual) e uma taxa mais elevada para descontar as receitas de mercado após 2017 (período em que não há revisibilidade anual).
- c) A simplificação identificada em a) diminui o valor da compensação a pagar à EDP
- d) A taxa de juro associada ao cálculo da anuidade do CMEC inicial poderia ter sido mais baixa, atendendo ao perfil de risco dos pagamentos
- e) No computo geral, suportado nas afirmações de depoentes e estudos quantificados apresentados, a simplificação identificada em a) induziu uma perda à EDP que não foi totalmente compensada pelo eventual benefício identificado em d)

Em novembro de 2012, esta questão é reaberta pelo governo no âmbito da aplicação da medida 5.6 do Memorando de Entendimento com a troika, que estabelecia a *“tomada de medidas visando limitar o sobrecusto da produção de eletricidade em regime ordinário, em particular através da renegociação ou da revisão em baixa do mecanismo de compensação garantida (CMEC) pago aos produtores em regime ordinário e dos CAE remanescentes”*.

No relatório *“Report on the CMEC scheme”*, o governo contesta a utilização de duas taxas no cálculo do valor inicial dos CMEC e coloca explicitamente em causa a autorização dada em 2004 pela Comissão Europeia ao Decreto-Lei 240/2004:

“O aumento do valor contratual em relação ao valor inicial dos CAE através da metodologia usada nos CMEC parece não ter sido considerado na Decisão da UE n.º 161/2004, que validou a compensação por custos ociosos”.

Relatório “Report on the CMEC scheme”, enviado à troika pelo governo português em novembro de 2012

Segundo a ERSE, essa decisão teve um custo adicional para os consumidores de Este aspeto merece ser mencionado, porquanto a Comissão Europeia, na posse de toda a

informação no ano de 2013, incluindo a que constava no relatório do governo de 2012, toma uma decisão em sentido contrário – afirma explicitamente que não encontra evidência de má utilização do mecanismo CMEC ou de que este tenha deixado de ser compatível com as regras comunitárias.

Na audição da Presidente da ERSE, Dr^a Maria Cristina Portugal, a contradição entre as estimativas da ERSE sobre o custo adicional para os consumidores

(300 milhões, dos quais apenas 120 milhões foram recuperados na sequência do acordo, celebrado em abril de 2012 ano entre a EDP e o governo, que esteve na origem da redução da taxa de juro aplicada à componente fixa do CMEC, de 7,55% para 4,72% (portaria 85-A/2013, ver também capítulo 9-)) e a correcção de todo o mecanismo defendida pela Comissão Europeia, não foi devidamente esclarecida.

Após várias intervenções na CPIPREPE sobre o uso de taxas diferentes para a atualização dos valores a pagar pelos CAE e no cálculo das rendas previstas nos CMEC, fica clara a divergência entre intervenientes sobre o tema, convergência entre intervenientes sobre o tema relativamente à existência de uma metodologia simplificada decorrente do DL 240/2004. Alguns depoentes manifestaram no entanto dúvidas sobre o nível das taxas de juro que deveriam ter sido utilizadas, conforme acabou por concordar o Prof. Vitor Santos – ex-Presidente da ERSE – na sua audição nesta CPIPREPE.

Conclusão

No que respeita ao impacto deste ponto na neutralidade económica dos CMEC em relação CAE, pode concluir-se que:

- ~~● Não se encontram argumentos nas posições de João Conceição, nem da EDP (Manso Neto), que contrariem a ideia de que a revisibilidade é uma forma de minimizar o risco dos CMEC, fazendo equivaler este risco ao dos CAE. Por isso, fica claro que os ganhos da EDP decorrentes do uso de uma taxa diferente na primeira década do CMEC (2007-2017) quebram a neutralidade económica que quer o Governo quer a EDP defendiam para o processo de transição.~~
- ~~● .~~
- Os governos envolvidos no processo de preparação do DL 240/2004 tiveram conhecimento das diferentes posições sobre este tema, nomeadamente o parecer crítico da ERSE quanto ao uso de duas taxas para actualização dos valores do CAE e das rendas previstas nos CMEC;
- Sobre a segunda década de CMEC, após a revisibilidade final, os argumentos de João Conceição e João Manso Neto sobre o aumento do risco pela exposição ao mercado coincidem com as posições de Maria de Lurdes Baía e Paulo Pinho. Assim, os intervenientes na CPIPREPE que se debruçaram mais

detalhadamente sobre esta matéria convergem na ideia de que os riscos do CMEC na segunda fase de implementação são superiores aos dos CAE, podendo assim considerar-se uma taxa diferente (ou um prémio de risco) que refletisse esta diferença.

- ~~Foram também apresentados, sem refutação consistente, dois fatores. Esta diferença resultou numa compensação CMEC menor para a EDP, tendo o Prof. João Duque e o Prof. Miguel Ferreira estimado que suavizava a perda para a EDP poder ter ascendido a várias centenas de milhões de euros.~~
- ~~Foi apresentado um factor que suaviza esta diferença: (1), que é o do número de centrais da EDP abrangidas pelo CMEC na segunda fase é ser significativamente menor do que na primeira; (2) o cálculo da revisibilidade final tem em conta dados históricos e, quando aplicado a um período significativamente longo (os 10 anos da segunda fase), tende a equilibrar as flutuações anuais e a reproduzir um valor do CMEC a longo prazo semelhante ao previsto nos CAE. Assim, admitindo-se a utilização das duas taxas na segunda fase do CMEC, não se verifica consenso sobre a amplitude dessa diferença.~~

2.4.2. Testes de verificação da disponibilidade das centrais

Durante o período dos CAE, as centrais abrangidas por este mecanismo estavam sujeitas à verificação ~~das~~ disponibilidade por parte da REN, no sentido de apurar se a disponibilidade contratualizada nos CAE estava de facto a ser oferecida por cada central.

~~Esta possibilidade justificava-se na medida em que a REN era a entidade que decidia em cada momento o que cada central deveria produzir. Assim, teria que ter informação sobre a disponibilidade das centrais para produzir.~~

~~Atendendo a que a REN tinha ainda que garantir a segurança do abastecimento, estava previsto um mecanismo de incentivos que premiava os produtores que apresentassem disponibilidades acima de um valor de referência contratualizado no CAE.~~

~~Com a cessação dos CAE e sem obrigação explícita no DL 240/2004, os testes deixaram de ter cobertura legal que os permitisse (salvo casos excecionais, detalhados no depoimento do ex-diretor, passaram a poder ser feitos no âmbito de um regime geral de Energia Pedro Cabral), previsto no manual de procedimentos do gestor do sistema. Aliás, isso mesmo assinou a REN no âmbito dos Acordos de Cessação de 2005, homologados pelo Eng. Manuel Lancaster~~

~~Para a ERSE, a ideia de que não era possível realização dos testes de disponibilidade permitia que as declarações de disponibilidade efetuadas pelo produtor não correspondam correspondessem à disponibilidade real, em particular para as centrais que produzem menos. Trata-se de um juízo de valor, não tendo a ERSE, no entanto,~~

apresentado em momento algum prova, ou sequer indício, de que houve falseamento das disponibilidades por parte dos produtores.

No relatório que suporta o cálculo do ajustamento final, a ERSE contabiliza em 285M€ os ganhos auferidos pela EDP por níveis de disponibilidade superiores aos contratados:

“Ausência total deste tipo de testes, por não terem sido previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004 nem nos Acordos de Cessação, cria condições de impunidade para as centrais que não produzem, particularmente as que não colocam ofertas de venda no mercado ou fazem ofertas que não são “casadas”, sendo assim impossível verificar se a disponibilidade declarada é real. Como a remuneração da central está diretamente associada à disponibilidade, o fim dos testes à disponibilidade das centrais incentiva as mesmas a declararem uma disponibilidade superior à que efetivamente se verificava. Nestes casos, não é possível assegurar que os encargos fixos que foram pagos aos produtores, muitas vezes corrigidos por excesso por via dos coeficientes km, corresponda a uma disponibilidade efetiva das centrais.”

(Cálculo do ajustamento final, ERSE 2017)

Estes foram os argumentos técnicos de contestação do cálculo do regulador para o valor de ajustamento de 285M€.

Em audição na CPIPREPE, João Conceição discordou da posição da ERSE e argumenta que a média mensal das disponibilidades declaradas durante o período em que não houve verificação é inferior à do período após 2014 em que houve verificação :

“O que a ERSE faz é simplesmente anular os valores de revisibilidade reais e utilizar o valor de referência do [coeficiente de disponibilidade] $KM=1$. (...) Fazendo a média de todos os meses, de todas as centrais que tiveram CAE e depois passaram para CMEC, entre 2001 e junho de 2007 — portanto, estamos a falar de período CAE —, a média dos KM mensais de todas as centrais com CAE tem um valor de 1,039. A média do período de julho de 2007 a julho de 2014, quando foi restituída, como os Srs. Deputados sabem, a realização dos testes de disponibilidade, foi de 1,032. Fazendo a média do período de agosto de 2014 até junho de 2017, o período remanescente já sujeito a testes de disponibilidade, e que a ERSE não questiona, dá um valor de 1,043. Ou seja, tenho uma grande dificuldade em perceber por que é que a ERSE, quando deveria usar valores reais, simplesmente transforma a utilização do valor de referência, definido precisamente com base no conceito de referência. Esse valor é definido mas todas as outras variáveis são também variáveis de referência e não variáveis reais. Tenho ainda mais dificuldade quando a média dos KM, durante o período em que não foram realizados testes, foi a mais baixa de todos os períodos com CAE e durante o período com testes”.

(audição de João Conceição)

Estes foram Adicionalmente, Rodrigo Costa, presidente da REN, confirmou que a REN tem toda a capacidade para detectar se os argumentos técnicos produtores estão ou não a emitir falsas declarações de contestação disponibilidade.

Mais ainda, a própria ERSE admite que o valor de 285 milhões de euros não é o valor do impacto da ausência de testes. Conforme reconhece a ERSE em cartas escritas à DGEG e que são do conhecimento da CIPREPE, esses 285 milhões de euros são um cálculo do regulador para o valor de elaborado num pressuposto específico que, no fundo, responde a uma questão hipotética de quanto seria o pagamento aos produtores se a disponibilidade real fosse igual à disponibilidade contratada.

A CIPREPE não tem conhecimento da base legal que pode ter permitido à ERSE a realização desse cálculo. No entanto, a própria ERSE reconhece no seu relatório sobre o ajustamento de 285M€, final dos CMEC que a obtenção deste valor iria requerer alterações legislativas.

Acrescente-se que o Secretário de Estado da Energia Jorge Seguro Sanches, também terá afirmado no despacho de homologação do valor da revisibilidade final que essas alterações legais seriam de constitucionalidade duvidosa.

Ficou claro o desacordo entre os vários intervenientes sobre o valor e o método de cálculo da ERSE que quantifica os ganhos dos produtores relativos à suposta supressão dos testes de disponibilidade.

Porém, a questão central que a CIPREPE pretendeu esclarecer foi a decisão política que levou à não inclusão de um mecanismo de verificação de disponibilidade no DL 240/2004. De facto, independentemente de esta decisão ter vindo (ou não) mais tarde a consagrar-se num factor de desequilíbrio económico dos CMEC em relação ao CAE, a abolição destes não referência no DL 240/2004 a estes testes abriu, na opinião da ERSE, pelo menos essa possibilidade aos produtores.

O esclarecimento desta decisão ganha ainda mais relevância quando se sabe que, à data das decisões, o governo tinha recebido alertas, tanto da REN como da ERSE, sobre as consequências da não inclusão no DL 240/2004 de um mecanismo de verificação das disponibilidades. Resume assim o parecer da ERSE de 2004, que chegou ao governo durante a preparação do DL 240/2004:

“Caso não sejam definidos os mecanismos necessários à verificação da disponibilidade dos grupos electroprodutores, os produtores poderão fazer declarações de disponibilidade superiores às acordadas nos CAE. Não podendo estas declarações ser verificadas a posteriori, traduzir-se-ão em pagamentos fixos pelos CMEC mais elevados”.

(Parecer ERSE 2004)

Quando confrontados com esta decisão, os principais intervenientes no processo de preparação do DL 240/2004 argumentaram que os próprios mecanismos de mercado são um desincentivo à declaração de disponibilidades acima das reais e que portanto não era necessário incluir estes testes no diploma, como argumenta Ricardo Ferreira, assessor do Ministério da Economia de então:

“Foi considerado que os incentivos que o mercado dava para os agentes estarem disponíveis eram mais do que suficientes. Se eu disser que estou disponível, o Valorágua pode dizer-me que vou ter de produzir; se eu não produzir, é uma chatice. Portanto, os produtores não tinham incentivo nenhum em andar a falsear declarações, porque o problema era exatamente esse; era dizer que «os produtores vão falsear»”

(audição Ricardo Ferreira)

Também João Manso Neto, que conduziu o processo do lado da EDP não tem dúvidas que um mecanismo de verificação de disponibilidade era totalmente desnecessário, já que o mercado fazia esse papel:

“A EDP não podia declarar em mercado o que não estava disponível. Porquê? Porque se declarasse em mercado e depois fosse chamada incorria em penalidades. Aliás, se formos ver a história, é claríssimo que a EDP, em muitas circunstâncias, não esteve disponível, declarou a indisponibilidade e por isso pagou.”

(audição João Manso Neto)

Dispondo de um quase monopólio da produção hídrica, a margem de manobra da EDP na gestão da oferta é muito grande. No seu depoimento, o ex-secretário de Estado Jorge Seguro Sanches, não reconhece a impossibilidade de manipulação alegada por João Manso Neto.

“Está provado que as centrais hídricas do Douro estavam em obras e aumentavam a disponibilidade e que a central hidroelétrica de Setúbal, tinha peças desmanteladas e aumentava aquilo que declarava na disponibilidade. (...) Não havia nem forma contratual nem forma legal de haver a sua consideração”.

Jorge Seguro Sanches acrescenta como argumento jurídico que:

“No momento em que os CAE cessaram, o direito dos seus titulares limitava-se à disponibilidade contratada. Não obstante estar previsto nos CAE um mecanismo para pagar disponibilidade acrescida e penalizar a disponibilidade

inferior, a verdade é que esses mecanismos para funcionarem careciam da verificação de um facto que se afastava da normalidade contratada.

Tal significa que as duas situações anormais – disponibilidade superior ou inferior – não podem ser consideradas no cálculo de uma indemnização [o CMEC], pois não existe qualquer direito constituído.

Dito por outras palavras: se o Estado tivesse optado por pagar de imediato a indemnização em vez de criar os CMEC, o cálculo do montante indemnizatório teria, necessariamente, que cingir-se à disponibilidade contratada e garantida”.

(audição Jorge Seguro Sanches)

Em sentido contrário, há que relevar que os Acordos de Cessação, assinados pela REN e homologados por Manuel Lancastre, continham uma disposição que permitia de facto à REN a realização desses testes. E o manual de procedimentos do gestor do sistema, também previa a realização dos mesmos.

Assim, fica por esclarecer porque é que a REN – que assinou os acordos de cessação – afirma que não poderia realizar esses testes à disponibilidade das centrais e porque é que a ERSE desconhecia que o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema tinha essa possibilidade. De referir ainda que a ERSE, apesar da desconfiança manifestada, não apresentou nenhum elemento de prova do aproveitamento de suposto benefício.

Importa ainda referir que a REN efectuou pelo menos um teste de disponibilidade à Central Térmica de Setúbal, como referido no depoimento do Dr. António Mexia e facilmente comprovável de forma documental, e fê-lo por suspeitar de irregularidades nas declarações de disponibilidade apresentadas pelo produtor, como se depreende da citação do Ex. SEE Seguro Sanches. Se o fez é porque poderia fazer, se não fez mais vezes é porque não tinha razão para duvidar dos valores das disponibilidades declaradas ou não quis fazer os testes.

Pode-se concluir que:

- Os governos envolvidos no processo de preparação e aprovação do DL 240/2004 consideraram que a participação em mercado era suficiente para que as centrais declarassem a sua disponibilidade real, descartando assim os testes de disponibilidade para efeitos de remuneração do cálculo da remuneração;
- No entanto, os acordos de cessação e as regras gerais do SEN, permitiam e permitiram a realização de testes de disponibilidade para efeitos de segurança ou de auditoria das declarações de disponibilidade por parte dos produtores;
- ~~Não foram considerados os vários alertas da ERSE e da REN sobre a abolição deste mecanismo e sobre os possíveis impactos no valor dos CMEC a pagar aos produtores, quantificados mais tarde pela ERSE em 285 M€.~~
- ~~Não existe suporte legal para a remuneração de disponibilidade superior à contratada, tal como define a ERSE no cálculo do ajustamento final homologado pelo governo em 2018.~~

2.4.3. Aplicação do fator de correção das produções resultantes do modelo Valorágua

No cálculo da revisibilidade final dos CMEC, a ERSE atribui um valor adicional de 90M€ a favor dos produtores decorrente da aplicação de fator de correção de 0.99 previsto do DL 240/2004. Este ~~fator~~fator pretendia corrigir as produções do modelo Valorágua, usado para o cálculo das diferentes componentes dos CMEC em 2004, por comparação com dados históricos. Após a primeira década dos CMEC, a ERSE fez uma avaliação *ex-post* ao fator de correção, aplicando o modelo Valorágua às produções reais de Sines e das centrais hídricas com um ~~fator~~fator de ~~correção~~correção igual a 1. Conclui assim o regulador no documento que expõe o cálculo da revisibilidade final:

“A aplicação deste fator, utilizado em todos os cálculos dos CMEC (como o cálculo do valor inicial e os ajustamentos anuais), origina uma diminuição das receitas de mercado das centrais de Sines e hidroelétricas, e uma diminuição dos custos variáveis da central de Sines.”

(ERSE, Cálculo do ajustamento final, 2017)

Em audiência na CPIPEPE, João Manso Neto discorda da posição da ERSE, argumentando que, ao utilizar um ~~fator~~fator de ~~correção~~correção igual a 1, o regulador está a pedir que os produtores tenham um desempenho melhor do que o modelo de otimização:

“O modelo tem informação do ano inteiro para otimizar, e eu não tenho, só tenho informação do passado, não tenho informação futura. Portanto, fizeram-se análises estatísticas, em termos de grupo de trabalho, e chegou-se à conclusão de que era necessário um ajustamento de apenas 1% ao Valorágua para haver equilíbrio. A ERSE acha mal, sem fundamento nenhum — a estatística o demonstra e a intuição também. Não faz sentido nenhum que, de facto, se obrigue alguém, por muito inteligente que seja, a ser melhor do que modelo, que tem informação que não se tem”.

(audição João Manso Neto)

Também ~~o diretor de regulação da EDP~~, Ricardo Ferreira, considera que a existência de um fator de correção é justificada pelo facto de, historicamente, se verificar que o modelo Valorágua sobrevalorizava algumas produções, conforme aliás decorre do n.º 4 do anexo IV do DL 240/2004.

Já João Conceição discorda da forma como a ERSE chegou ao valor de 90 M€, descontando aos ganhos com a aplicação do fator de correção (116 M€) o valor do que já antes teria sido detetado nos diferentes exercícios de revisibilidade (26 M€). Para

João Conceição, estes 26 M€ estão muito abaixo do que a ERSE teria declarado em anteriores exercícios de revisibilidade e argumenta que o regulador deveria ter descontado um valor muito mais alto.

“A mesma ERSE no seu parecer à revisibilidade de 2014, feito em junho de 2016, [...] vem reconhecer que o modelo Valorágua induziu um benefício a favor dos consumidores de 103 milhões de euros. (...) Portanto, o meu comentário em relação ao ponto do Valorágua é simples e é o seguinte: só gostava de perceber porque é que, em 2016, a ERSE diz que houve uma vantagem de 103 milhões de euros para os consumidores e, um ano depois, por prudência, reduz essa vantagem para 26 milhões de euros.”

(audição de João Conceição)

Mais uma vez sobre uma decisão de 2004 - neste caso o fator de correção de 0.99 dos resultados do Valorágua - tanto os representantes da EDP como as pessoas envolvidas na preparação do DL 240/2004 têm opiniões contrárias às do regulador no que toca ao impacto da medida. Os argumentos da discussão são essencialmente técnicos, envolvendo um detalhe nos cálculos e nos pressupostos das duas partes que torna difícil à CIPREPE ter uma conclusão definitiva sobre o valor real do impacto da medida. Salientam-se, porém, os valores avançados pela ERSE, de 90 M€, bem como o valor de 103 M€ a que nos remete a argumentação de João Conceição.

Por fim, salienta-se que, ao contrário dos dois pontos anteriores, quanto à decisão da aplicação do fator de correção de 0.99 das produções provenientes do modelo Valorágua, não se conhece nenhum alerta do regulador durante a preparação do DL 240/2004 sobre o impacto desta medida na neutralidade económica dos CMEC em relação aos CAE. Daqui pode-se retirar que a ERSE, em 2004, ou não considerou relevantes os possíveis impactos do fator de correção das produções ou assumiu que este ponto iria ser objeto de revisibilidade. Esta última hipótese justificaria a opção do regulador no exercício de revisibilidade final em 2017, onde refaz as contas do modelo Valorágua sem o fator de correção previsto no DL 240/2004.

Sem embargo, não pode a CIPREPE deixar de manifestar estranheza com a ligeireza e falta de rigor com que a ERSE aborda o tema no documento relativo ao ajustamento final, no qual admite que haverá mais alguns aspectos a beneficiar o produtor (sem sequer identificar e quantificar quais). De facto, no documento sobre o valor do Ajustamento Final, no 1.º parágrafo da seção 4.3 que aborda este tema, a ERSE reconhece que de facto existem imperfeições no modelo Valorágua na estimativa das produções, mas depois afirma de forma vaga e não suportada “No entanto, o facto de as quantidades serem simuladas por um modelo teórico (VALORAGUA), que tem outras imperfeições face à realidade, estas poderiam ser aceites sem correção, isto é igualando este fator a 1”. A ERSE refere apenas “outras imperfeições”. Não as identifica e ainda menos as quantifica. Exigir-se-ia mais rigor do regulador quando estariam em causa 90 milhões de euros.

2.4.4. Licenças de CO2

Para além das produções simuladas do modelo Valorágua, o cálculo do valor do CMEC tem em conta um fator anual de emissão de CO2 teórico (0,912tonCO2/MWh). No exercício da revisibilidade final, a ERSE quantifica o impacto da utilização deste fator, tendo em conta os valores de emissões reais das centrais e conclui que houve um ganho dos produtores de 10 M€. No documento, a ERSE justifica assim o facto de corrigir o valor de emissões teórico existente no procedimento de cálculo dos CMEC:

“Estando disponível desde 2005 o mecanismo europeu de comércio de emissões, onde foram registadas os valores das emissões verificadas nos centros eletroprodutores, é possível calcular um fator de emissão de CO2 real, não havendo racional que justifique o cálculo do custo das licenças de CO2 com quantidades obtidas através de fatores de emissão e rendimentos teóricos”

(Cálculo do ajustamento final, ERSE 2017)

Também sobre este assunto, apenas João Manso Neto e João Conceição fizeram declarações sobre o exercício do regulador. Para o administrador da EDP entre 2006 e 2015, este cálculo da ERSE baseia-se em detalhes que não se justificam e carece de legitimidade constitucional:

“A ERSE, quando faz este estudo em 2017, diz que essas alterações exigiam alterações legislativas que não existem. E mais: a Secretaria de Estado, quando despacha a revisibilidade final diz, taxativamente, que introduzir estas medidas em termos de compensação, seria de constitucionalidade duvidosa. Ou seja, é um estudo que, de facto, do meu ponto de vista, não tem fundamento nenhum.”

(audição João Manso Neto)

Já João Conceição não compreende os cálculos do regulador mas admite que poderá haver razões que os justifique.

“É um parágrafo muito curto, não há grandes justificações e a ERSE apenas diz que houve benefícios entre 7,5 milhões de euros e 11 milhões de euros e, portanto, o valor a considerar é 10 milhões de euros. Não consigo perceber mas certamente a ERSE teve alguma razão, que não detalhou no relatório, não só para chegar a destes 7,5 milhões de euros a 11 milhões de euros como, de repente, não fazer o valor médio deste intervalo e dizer simplesmente que é 10 milhões de euros.”

(audição de João Conceição)

Ricardo Ferreira argumentou com o facto de todo o mecanismo de CMEC estar assente em modelos e estimativas e não na utilização de valores reais. Por isso, apenas no caso das licenças de CO2 usar os valores reais seria incoerente com o modelo.

O ponto relativo ao impacto das licenças de CO2 na neutralidade dos CAE em relação aos CMEC foi alvo de pouca atenção dos intervenientes na CPIPREPE. Não foram apresentados argumentos que contrariem o valor de 10 M€ avançado pelo regulador, nem foram propostos cálculos alternativos.

Tal como no ponto anterior, também se desconhecem alertas do regulador ou de outras entidades à data das decisões em 2004 sobre o impacto das licenças de CO2 na neutralidade dos CMEC em relação aos CAE.

2.4.5 O parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República

A repercussão tarifária dos valores enunciados pela ERSE no cálculo do ajustamento final dos CMEC veio a sustentar-se no Parecer 24/2017 do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República (PGR), homologado pelo Secretário de Estado Jorge Seguro Sanches. Nas suas conclusões, pode ler-se:

“9.ª (...) Dada a natureza dos CMEC, sempre se terá de considerar estar-se perante matéria de reserva de lei, pelo que não pode o Governo proceder a uma deslegalização, remetendo para a via contratual a regulação primária de aspetos essenciais do respetivo regime;

10.ª Consequentemente, os acordos de cessação dos CAE não podem introduzir novos fatores nos cálculos dos ajustamentos anuais e final dos CMEC;

11.ª No cálculo dos CMEC, o valor do CAE reporta-se à data prevista para a sua cessação antecipada e calcula-se de acordo com as disposições nele previstas, incluindo a amortização e remuneração implícita ou explícita no CAE do ativo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respetivo contrato, devidamente autorizados e contabilizados;

12.ª O procedimento da revisibilidade dos CMEC, com vista ao apuramento dos ajustamentos anuais, processa-se nos termos dos n.os 1 a 11 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, sendo, após a determinação do respetivo valor, enviados os ajustamentos anuais ao membro do governo responsável pela área de energia para efeitos de homologação (cf. n.º 7);

13.ª O despacho homologatório do montante do ajustamento anual dos CMEC configura um ato administrativo;

14.ª Assim, o ato de homologação com fundamento na sua invalidade, pode ser declarado nulo, a todo o tempo, no caso da ocorrência de vício gerador de nulidade (cf. artigo 162.º do Código do Procedimento Administrativo — CPA —, em vigor, e, anteriormente, artigos 133.º e Diário da República, 2.ª série — N.º 23 — 1 de fevereiro de 2018 3869 134.º do CPA de 1991), ou ser objeto de

anulação administrativa (n.º 2 do artigo 165.º do CPA), nos termos e condições dos artigos 166.º e 168.º do CPA;

15.ª Ora, no caso de o ato homologatório considerar aspetos abrangidos pela matéria de reserva de lei, e que tenham inovatoriamente sido regulados nos acordos de cessação dos CAE, terá de ser considerado nulo por estar viciado de usurpação de poder [cf. artigo 161.º, n.º 2, alínea a), do CPA e, anteriormente, artigo 133.º, n.º 2, alínea a), do CPA de 1991].”

(Parecer nº 42/2017 do Conselho Consultivo da PGR, de 9 de novembro de 2017, homologado por despacho de Jorge Seguro Sanches em 24 de novembro de 2017)

Em dezembro de 2017 é criado pelo governo um grupo de trabalho envolvendo a DGEG e a ERSE, com a missão de identificar e quantificar a remuneração indevidamente paga em função regras introduzidas pelos acordos de cessação dos CAE.

Esse grupo de trabalho identificou como temas a questão dos testes de disponibilidade, anteriormente já analisado, e dos serviços de sistema que se analisará mais adiante.

2.5. Processo de aprovação dos CMEC na Comissão Europeia

Em 2004, ~~tende~~ a Comissão Europeia ~~analisado e discutido o projeto de DL dos CMEC, impôs a introdução de diversos aspetos nesse texto, designadamente a existência de um período de revisibilidade inicial (que veio a ser de 10 anos), um montante máximo para as compensações e aspetos relativos à repercussão tarifária.~~

~~Ainda em 2004 a CE aprovou o conteúdos Custos para a Manutenção do DL dos CMEC que já continha os seguintes aspetos: utilização de taxas de juro distintas para a atualização de fluxos financeiros e cálculo da anuidade da Equilíbrio Contratual (CMEC), enquanto compensação; utilização do modelo Valorágua; necessidade de emissão de licenças de produção para as centrais cujos CAE fossem cessados; ausência de referências a realização de testes às disponibilidades das centrais;~~

~~Em 2013 a CE emitiu uma Decisão de investigação aprofundada, na qual afirma sobre o regime de CMEC que, “baseado na informação disponível à data, não há evidência de que a compensação aprovada tenha sido mal utilizada ou cessado a sua compatibilidade com o Mercado Interno”~~

~~Em 2017, emitiu uma decisão, após 5 anos de investigação do tema do domínio público hídrico, afirmando que o valor pago pela cessação antecipada dos CAE, entre os quais se incluíam os CAE que a EDP foi um valor justo e com referenciais de mercado. Mais afirmou a Comissão Europeia que a utilização de uma única taxa de juro não é uma metodologia correta no caso da determinação do valor do domínio público hídrico celebrou em 1996 com a REN.~~

~~A~~Esta Decisão ~~de 2004~~ baseou-se na Comunicação da Comissão Europeia relativa à “Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos”, de 26 de julho de 2001, que define os critérios a cumprir pelas garantias e compromissos que constituam custos ociosos suscetíveis de serem reconhecidos pela Comissão para efeito da atribuição de ajudas de Estado. Entre esses critérios estão os seguintes, enunciados na Metodologia da Comissão:

“3.3 Estes compromissos ou garantias de funcionamento devem ser suscetíveis de não poderem ser honrados na sequência das disposições da directiva. Para constituir um custo ocioso, um compromisso ou uma garantia deve por conseguinte tornar-se não económico devido aos efeitos da Directiva 96/92/CE e afectar sensivelmente a competitividade da empresa em causa. (...) Os compromissos ou garantias que não tiverem podido ser honrados independentemente da entrada em vigor da directiva não constituem custos ociosos. (...)

3.5 Os compromissos ou garantias que ligam empresas pertencentes a um mesmo grupo não podem, em princípio, constituir custos ociosos. (...)

3.8 Os custos ociosos devem ser avaliados após dedução de qualquer auxílio pago ou a pagar para os activos a que se referem. Em especial, quando um compromisso ou garantia de exploração corresponde a um investimento que foi objecto de um auxílio público, o valor deste auxílio deve ser deduzido do montante dos eventuais custos ociosos resultantes desse compromisso ou garantia. (...)

3.10 Os custos amortizados antes da transposição para o direito nacional da Directiva 96/92/CE não podem ser considerados custos ociosos. No entanto, as provisões ou as depreciações de activos inscritos no balanço das empresas em causa com o objectivo explícito de ter em conta os efeitos previsíveis da Directiva podem corresponder a custos ociosos. (...)

3.12 Os custos eventualmente suportados por certas empresas para além do horizonte indicado no artigo 26º da Directiva 96/92/CE (18 de Fevereiro de 2006) não podem, em princípio, constituir custos ociosos elegíveis nos termos da presente metodologia”. (...)

(Comunicação da Comissão Europeia relativa à Metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, 26 de julho de 2001)

Na sua Decisão de 22 de Setembro de 2004 sobre o projeto de DL 240/2004, a Comissão Europeia começa por recusar a base da argumentação do governo português:

“De acordo com as Autoridades portuguesas, tais compensações consistem apenas numa justa indemnização pelo facto de o Estado proceder à cessação antecipada dos CAE, que são contratos entre duas partes privadas, o que não poderá ser considerado uma vantagem. A Comissão considera que uma tal justificação não se aplica a este caso específico, dado

que os contratos iniciais, que serão objecto de cessação, já concedem uma vantagem aos produtores vinculados. Na verdade, os CAE eximem os produtores vinculados de todos os riscos associados aos investimentos cobertos pelos contratos: dispõem da garantia de reembolso de todos os seus custos, e de venda de um montante fixo de electricidade a um preço garantido e durante um período determinado e muito longo. Este factor de segurança contra todos os riscos, num mercado aliás muito cíclico, é proporcionado sem qualquer contrapartida. Constitui uma clara vantagem para os produtores que celebraram os CAE. Por conseguinte, a cessação dos CAE e a concessão de compensações a esse título constitui apenas um modo de alterar a forma como era concedida a vantagem anterior e não um modo de compensar uma desvantagem. De facto, após a cessação dos CAE, aqueles produtores receberão uma compensação que lhes permitirá, não obstante a abertura do mercado, manter o seu volume de vendas (deste modo limitando os riscos em que de outro modo incorreriam) ainda que os centros produtores em questão se venham a revelar ser intrinsecamente menos eficientes que outros centros produtores que possam ser construídos no futuro por novos concorrentes potenciais.”

(Decisão em 22 de Setembro de 2004 - Auxílio estatal N 161/2004)

~~Estas constatações bastariam para excluir da consideração de custos ociosos tanto os CAE da EDP como os da Turbogás e da Tejo Energia, tal como aliás sucedeu em decisões do Tribunal de Justiça da União Europeia sobre contratos semelhantes na Hungria.~~

Apesar de considerar que “a cessação dos CAE e a concessão de compensações a esse título constitui apenas um modo de alterar a forma como era concedida a vantagem anterior e não um modo de compensar uma desvantagem”, a Comissão Europeia validou o DL 240/2004 no pressuposto de que os CAE representaram para a EDP uma garantia de funcionamento que ~~“tornou possível a construção destes centros electroprodutores” (pág. 5 da Decisão da CE) e que~~ 1) poderia ter influenciado investimentos geradores de elevados prejuízos para estas centrais 2) dada a sua alegada ineficiência; 3) na falta de compensação destes custos, a EDP poderia ter a suas viabilidade ameaçada.

~~Ora, nenhum desses pressupostos se verificava no momento da Decisão de 2004, nem se constatou depois:~~

~~1) Os CAE da EDP, enquanto garantia de funcionamento, não determinaram investimentos na construção das centrais — todos os investimentos em centrais com CAE da EDP já haviam sido realizados à data de assinatura dos contratos. De resto, os CAE da EDP aplicam-se a ativos, na sua maioria, amplamente amortizados. Não correspondem a custos ociosos (vd. pontos 3.8 e 3.10 da Metodologia atrás citada);~~

~~2) A perda de quota de mercado da produção em regime ordinário não resultou da Diretiva 96/92/CE, mas sim da penetração da PRE, anos depois. De resto, a EDP nunca esteve em perigo de registar prejuízos, como se verifica nos relatórios da empresa. Mesmo sem CMEC, estas centrais seriam lucrativas em mercado, excluindo a possibilidade de prejuízos para a EDP. Assim, não há custos ociosos (vd. ponto 3.3 da Metodologia);~~

~~3) A grande maioria das centrais da EDP abrangidas por CAE era eficiente. A central de Sines (como a ERSE demonstra, vd. adiante neste relatório) e as centrais hidroelétricas (a EDP decidiu pagar para poder explorá-las após o termo dos CAE) não são ineficientes como alega a Comissão Europeia;~~

~~4) Na sua génese, os CAE da EDP eram contratos entre empresas do mesmo grupo económico, o que não pode dar origem a custos ociosos (vd. ponto 3.5 da Metodologia);~~

~~5) Eventuais custos ociosos não deveriam ser pagos além de 2006 (vd. ponto 3.12 da Metodologia). Ora, em Portugal, os CMEC começaram a ser pagos em 2007.~~

~~Entre 2007 e 2016, o conjunto de auxílios de Estado atribuídos à EDP a título de custos ociosos ultrapassou os 2700 milhões de euros, números da ERSE.~~

~~*“Penso que há graves deficiências nessa apreciação [da Comissão Europeia]. Grande parte da análise da Comissão baseia-se na ideia de que os CMEC foram a continuação dos CAE — sem fazer uma análise profunda ou pronunciar-se grandemente sobre os CMEC — e de que os CAE foram atribuídos numa altura em que a empresa não poderia sobreviver em termos de mercado. Sabemos, a posteriori, que isso não tem qualquer racionalidade. (...)*~~

~~*Não vejo que todas as decisões da Comissão Europeia tenham de ser consideradas, digamos, modelo; mas julgo que esta foi das piores decisões que a Comissão tomou. E, como sabem, várias decisões da Comissão Europeia são, depois, rejeitadas pelos tribunais europeus”.*~~

~~Audição de Abel Mateus, presidente da AdC (2003-2008)~~

Em novembro de 2012, o governo português remete à troika o relatório previsto na medida 5.6 do Memorando de Entendimento - “*Report on the CMEC Scheme*” -, e que mais tarde será enviado também à Comissão Europeia no âmbito da investigação aprofundada à extensão da concessão do domínio hídrico à EDP.

Este relatório põe explicitamente em causa a Decisão da Comissão Europeia em 2004, não sobre a elegibilidade dos CMEC como ajuda de Estado, mas sobre o próprio modo de cálculo da compensação, que, na opinião do governo, promoveu uma vantagem adicional em relação aos CAE, quantificada pelo governo em 300 milhões de euros:

“O aumento do valor contratual em relação ao valor inicial dos CAE através da metodologia usada nos CMEC parece não ter sido considerada na Decisão da UE n.º 161/2004, que validou a compensação por custos ociosos”.

(Report on the CMEC Scheme, Governo português, novembro de 2012)

No entanto, em 2013, em face da queixa apresentada no ano anterior por um conjunto de cidadãos, a Comissão Europeia decide o arquivamento dos elementos relativos à Decisão de 2004, abrindo, em contrapartida uma investigação aprofundada sobre a questão da extensão do domínio hídrico.

Em maio de 2017, a Comissão Europeia não altera as decisões de 2004 e 2013, e decide pelo arquivamento também relativamente ao tema da extensão do domínio público hídrico.

2.6- Titularização da parcela fixa do CMEC

Decreto-Lei 240/2004 - criação dos CMEC, titularização como opção do produtor

Em 2004, a transposição para a ordem jurídica nacional da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e a construção do MIBEL “obrigam a alterar, de forma substancial, a relação comercial entre a entidade concessionária da RNT (Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica) e os produtores que operam no SEP (Sistema Elétrico de Serviço Público)” consubstanciada em contratos de vinculação de longo prazo, designados por contratos de aquisição de energia (CAE) - celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n. 182/95, de 27 de Julho, na redação introduzida pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março:

“O novo modelo de relação comercial (...) implica a cessação antecipada dos CAE, com a consequente afetação da base contratual que estes contratos proporcionavam a ambas as partes.”

Assim, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, pretendia “proceder à definição das condições da cessação antecipada dos CAE e à criação de medidas compensatórias que assegurem a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE”. Na prática, este diploma, atribui aos titulares dos CAE o direito ao recebimento, a partir da data da respetiva cessação antecipada, e mediante um mecanismo de repercussão universal nas tarifas elétricas, de uma compensação pecuniária, designada por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Estabelece ainda a metodologia de determinação do montante dessas compensações bem como as formas e momentos dos seus pagamentos.

Em resumo, as compensações a pagar aos produtores – a recuperar na Tarifa de Uso Global do Sistema - dividem-se em duas parcelas:

● Parcela fixa – corresponde à diferença entre o valor do encargo fixo previsto nos CAE e a estimativa das receitas a obter em mercado deduzidas dos custos variáveis de produção, para o período restante dos CAE. Todos estes valores são atualizados à data de cessação dos CAE. O resultado desta diferença é então anualizado, por um período previsto de 23 anos – diluindo a sua repercussão na tarifa.

● Parcela variável – corresponde ao ajustamento determinado anualmente entre as estimativas feitas no cálculo da parcela fixa e os seus valores reais (quantidade de energia vendida, preço de mercado e encargos com combustíveis).

Um dos aspetos essenciais na determinação dos CMEC, são as taxas de juro utilizadas no apuramento do valor anual da parcela fixa, nomeadamente:

● Taxa de remuneração do imobilizado dos centros eletroprodutores implícita nos CAE: embora não seja uma taxa explícita neste decreto mas sim implícita no valor dos CAE, é importante para a compreensão da remuneração final dos CMEC;

● Taxa de atualização dos encargos fixos (previstos nos CAE) e dos proveitos líquidos (as receitas e os encargos de exploração expectáveis em regime de mercado) dos centros electroprodutores;

● Taxa utilizada no cálculo da anuidade: remuneração pela diluição no período previsto de 23 anos.

A primeira taxa resulta das condições de mercado de capitais existentes aquando da celebração dos CAE e correspondem a taxas reais de 8,5% nuns casos e 10% noutros.

A segunda taxa está estabelecida no artigo 4.º deste Decreto-Lei, como a taxa de rendimento de mercado de dívida pública portuguesa - obrigações do Tesouro com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE de cada produtor - em vigor no 5.º dia útil anterior à cessação dos CAE acrescida de 0,25%.

A última taxa, surge definida no artigo 5.º como a menor das seguintes taxas:

i) A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, com uma antecedência mínima de 15 dias em relação à data de cessação antecipada dos CAE de cada produtor, por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia;

ii) No caso de o produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante das compensações (...) a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização dos activos (...), incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização.

De notar que é prevista pela primeira vez a possibilidade de titularização de montantes a recuperar através das tarifas. No preâmbulo deste diploma é argumentado que “a solução mais eficiente para reduzir o impacte económico associado ao pagamento das compensações (...) consiste no recurso facultativo a operações de titularização”, e, assim, são definidas “algumas regras especiais aplicáveis à realização de eventuais operações dessa natureza”.

De referir ainda algumas características desta possibilidade de titularização:

1. Os custos incorridos com a montagem e manutenção da operação são 100% incorporados na Tarifa de Uso Global do Sistema;
2. Os possíveis ganhos resultantes da titularização (deduzidos os custos, por força do ponto anterior) beneficiam integralmente os consumidores – remuneração pela taxa mais baixa;
3. Também da utilização da taxa mais baixa decorre que apenas os ganhos são repercutidos nos consumidores. Uma potencial menos valia com a operação, seria absorvida pelo produtor;
4. Embora existindo um potencial de ganho para o consumidor relevante com a titularização, o diploma não prevê nenhuma forma de obrigatoriedade em qualquer circunstância, sendo esta facultativa e de decisão exclusiva do produtor.

Com efeito, em vésperas da cessação antecipada dos CAE celebrados com a EDP Produção, agendada para 1 de julho de 2007, para cumprimento do disposto na alínea a) do número 2 do artigo 7.º deste Decreto-Lei, que atribuía ao Governo a competência para aprovar, mediante despacho, o valor estimado da taxa de juro associada à titularização dos CMEC, tendo por base estimativa do produtor, a EDP disponibiliza esse valor, confirmando-se uma estimativa mais baixa que o custo de capital da EDP – 5,22% que compara com 7,55% respetivamente. Este valor é apresentado em carta enviada por João Manso Neto ao ministro Manuel Pinho, referindo que a estimativa foi feita pela Rothchild com base numa série de pressupostos e estimativas de condições de mercado, anexando o respetivo relatório. De notar que a Rothchild antecipava a atribuição de um rating relativamente elevado, com base no risco dos *cashflows* em questão e que a estimativa apresentada, os 5,22%, já contemplava todos os custos incorridos com a montagem e manutenção da operação de titularização.

A estimativa é apresentada, o Despacho com essa taxa é publicado (Despacho 15291/2007) em conjunto com a portaria (Portaria 611/2007) que estabelece o custo médio de capital dos produtores (7,55% para a EDP) mas nunca será efetivada qualquer titularização. Desde então, como veremos, a EDP concretizou um número substancial de operações de titularização relativas a montantes de dívida tarifária (ao abrigo de outros diplomas legislativos e com outras condições) mas nunca titularizou esta anuidade, onde os ganhos obtidos reverteriam integralmente para os consumidores.

Questionado a este respeito na CPIPREPE, Manuel Lencastre, ex-secretário de Estado com a tutela da energia (governo Santana Lopes), responde:

“Se as compensações dos CMEC tivessem sido titularizadas, muito provavelmente, a segunda taxa de desconto a que os Srs. Deputados se referem seria inferior à Euribor mais 25 basis points. Sei que a EDP titularizou grande parte da sua dívida tarifária (...) a um valor muito próximo da Euribor.

Ora, se a titularização tivesse acontecido de facto, já não se falava da segunda sobretaxa maior do que a primeira, mas estaríamos, no limite, a falar de uma segunda taxa inferior à primeira. Acho que isso teria sido possível, com ganhos inequívocos para os consumidores. Agora, isso não foi feito! E por que é que não foi feito? Aqui, assumo as minhas responsabilidades, por uma razão muito simples: não foi feito porque a EDP não foi obrigada a fazê-lo. E se havia melhoria a fazer neste decreto-lei, era no sentido de criar pressão na EDP para que o fizesse.

Vejam: a EDP podia não ter acesso aos mercados de titularização, mas não é o caso. A EDP tem acesso aos mercados de titularização. E a questão que se coloca é muito simples: se a EDP tem acesso aos mercados de titularização, está aqui a arranjar um precedente e uma razão que pode eventualmente despertar algum interesse político. E algum interesse político neste sentido: então, se estás a titularizar isto, por que é que não titularizas isto aqui também? Na prática, isto seria criar naquele decreto-lei — e, de facto, não está lá criada — essa obrigatoriedade.

Voltando à questão da titularização, devo dizer que esta é uma questão muito importante. É que a questão da titularização da dívida tarifária poderia ter criado um precedente, pois teria criado uma justificação ao Governo para dizer o seguinte: «Então, se vocês titularizam a dívida tarifária, têm de titularizar isto aqui também». «Ah, mas isto aqui não está no decreto-lei!», diriam. Bom, acho que, então, o decreto-lei seria passível de uma melhoria nesse sentido, até porque foi alterado mais tarde”.

Questionado os motivos de a EDP não ter realizado a titularização planeada, Ricardo Ferreira, assessor de Carlos Tavares e diretor da EDP desde 2005, responde:

Ainda agora, há relativamente pouco tempo, tive de novo essa conversa com uma responsável do Grupo EDP que me disse que, poucos meses depois de o Decreto-Lei estar em prática, a partir de 1 de julho de 2007, houve um conjunto de acontecimentos que fez disparar a coisa e que montar uma operação destas demoraria ainda tempo. Não sei... Não foi feita, de facto, terão sido os mercados.

Ainda reiterando a perceção de risco dos montantes em causa, Carlos Tavares, ex-ministro da economia (governo Durão Barroso), comenta na CPIPREPE:

“Aqueles fluxos, aqueles cashflows dos CAE, são fluxos garantidos, na prática, porque são fluxos calculados por uma entidade pública, que era a ERSE, e

repercutidos nos consumidores que não deixam de pagar eletricidade, como é evidente.

Portanto, o risco de uma operação de titularização seria muitíssimo baixo, muito próximo de um risco Estado, digamos assim. Por isso, se tivesse sido calculada a taxa dessa operação de titularização, provavelmente ela encostar-se-ia à taxa de atualização, descontado o facto de os períodos serem diferentes (...). Se o período for mais longo a taxa seria maior, porque a curva seria positivamente inclinada.

Portanto, o decreto-lei, vendo a posteriori, fornecia, no meu entender, a solução que podia ser adequada para isso: ir ao mercado e ver quanto é que o mercado cobraria para titularizar aqueles fluxos. É uma operação, na prática, quase de factoring, ou seja, são receitas praticamente garantidas que os consumidores pagam. Julgo que se teria certamente concluído que haveria uma taxa mais baixa do que o custo médio de capital da EDP, que resulta relativamente elevada”.

Na sua audição na CPIPREPE, o presidente executivo da EDP, António Mexia, afirma que a EDP estava interessada na titularização, e envidou vários esforços nesse sentido, dos quais a CPIPREPE tomou conhecimento documental. Após 2008 o mercado não estava receptivo a estes activos, fruto da crise internacional, de acordo com a documentação recebida dos consultores financeiros da EDP que contactaram varias entidades bancárias:

Esta dívida não foi vendável. E não foi vendável porquê? Por causa do prazo, ou seja, estamos a falar de um produto a 20 anos com todos os riscos que tem de alteração desse produto. O Sr. Deputado perguntar-me-á: então, por que é que consegue vender défice tarifário? Porque o défice tarifário são operações a quatro/cinco anos com um período médio de 2,5 anos e, portanto, é fácil securitizar coisas a 2,5 anos, mas é muito difícil securitizar coisas a 20 anos. (...) E por que é que eu queria imenso securitizar isso? (...) Porque era o mercado que era dono dessas obrigações e – disse eu tenho a certeza – se o mercado fosse dono dessas obrigações aquelas medidas [propostas pela ERSE no cálculo do ajustamento final dos CMEC] não tinham acontecido. Disso não tenho dúvidas nenhuma! Portanto, eu teria tido o dinheiro à cabeça e teria poupado 500 milhões que, entretanto, paguei. (...) Eu não vendi, porque ninguém quis comprar! (...) Em 2007 e 2008. Estivemos dois anos a tentar vender.

Na sequência do pedido de documentação adicional sobre esta tentativa de titularização do CMEC inicial, a EDP remeteu à CPIPREPE um conjunto de documentação e correspondência. Essa documentação confirma que a EDP, no ano de 2008, procurou e obteve do banco Rothschild informação sobre as condições do mercado para a concretização desta eventual oferta da EDP. Nesse documento, são descritas as dificuldades emergentes no quadro da crise financeira de 2007 e é apresentado um leque de valores, estimativas entre 5,93% para um rating de AAA a 7,65% para um rating de A, que poderiam resultar de uma eventual tentativa de titularização. Apesar do

intervalo estimado ser compatível com um potencial ganho para o SEN, não existe, entre os documentos remetidos pela EDP à CPIPEPE, nenhum que comprove a concretização efetiva da alegada tentativa frustrada de titularização daqueles créditos, ou de qualquer comunicação com a tutela no sentido de dar nota da evolução da estimativa desta taxa.

A EDP justifica com as condições de mercado, que a taxa final não fosse pelo menos mais baixa que o custo médio de capital da EDP. Com o passar do tempo e com a substancial melhoria das condições de mercado, a EDP procede a uma série de outras operações de titularização, mas nunca titulariza os CMEC (nem há registo de pressão de qualquer Governo nesse sentido). A EDP afirmou que o tipo de activo e os prazos subjacentes não permitem comparações com as operações de titularização do défice, tipicamente com prazos mais curtos.

Conclusões

- A decisão política de configurar os CAE das centrais da EDP (centrais existentes) tomando como referência os CAE das centrais da Tejo Energia e da Turbogás (novos investimentos) reconfigurou a empresa, valorizando-a com vista à obter o maior valor possível para os cofres do Estado na sua privatização;
- ~~A cessação antecipada dos CAE foi imposta por força de uma diretiva comunitária, num momento em que existiam condições para a revisão das remunerações garantidas dez anos antes, na medida em que eram previsíveis as graves consequências económicas e sociais da manutenção dos níveis de remuneração dos CAE e na medida em que o Estado era o acionista de controlo da EDP.~~ A par da AdC, a ERSE propôs modelos de enquadramento alternativos ao dos CMEC. O governo de Durão Barroso rejeitou de forma fundamentada essas propostas e optou pelo modelo de manutenção do equilíbrio contratual.
- É a própria ERSE no seu Estudo de 2017 que reconhece que nenhum dos factores identificados nos estudos de 2004 e 2005 se materializaram a não ser a questão da existência de duas taxas de juro diferentes na metodologia de cálculo dos CMEC.
- Com respeito à utilização de taxas de juro diferentes para o cálculo dos CMEC, ficou demonstrado que a abordagem da ERSE, não estando errada desconsidera outros aspectos importantes, que foram aceites por todos os depoentes sobre este assunto, e que anulam a vantagem para as empresas.
- ~~Contra a premissa da manutenção do equilíbrio contratual dos CAE, que presidiu à preparação do DL 240/2004, este introduziu vantagens para os produtores que não decorriam daqueles contratos. Essas vantagens foram quantificadas pela ERSE em 2017 e podem ser agrupadas em duas categorias:~~

- ~~Vantagens para as quais os governos Durão Barroso e Santana Lopes foram alertados previamente:~~
 - ~~aplicação das duas taxas à primeira fase do CMEC (período de revisibilidade);~~
 - ~~ausência da verificação de disponibilidade. Nestes existe uma responsabilidade clara assente em decisões conscientes;~~
- ~~Vantagens identificadas a posteriori:~~
 - ~~aplicação do fator de correção do modelo Valorágua;~~
 - ~~introdução das licenças de CO₂, decorrente de legislação posterior.~~
- ~~O governo foi ainda alertado pela ERSE para a transferência para os produtores, por força do DL 240/2004, de opções com valor económico e estratégico e de rendas adicionais, nomeadamente na extensão da concessão do domínio hídrico a favor da EDP (tema desenvolvido no capítulo 2), na operação de outras centrais (capítulo 3), e ainda no pagamento de rendas pelos terrenos do domínio público hídrico (capítulo 4).~~
- ~~Como sinaliza a ERSE, o atual enquadramento legal já permite a recuperação dos ganhos indevidos ocorridos por efeito das práticas identificadas na nota de ilicitude emitida pela Autoridade da Concorrência, bem como da sobrecompensação identificada pela ERSE quanto ao cálculo da disponibilidade das centrais em mercado, estimada em 285 milhões de euros, e validada por Parecer da Procuradoria Geral da República.~~
- ~~A autorização concedida em 2004 pela Comissão Europeia para a aprovação do regime previsto no DL 240/2004 assenta na omissão de aspetos que flagrantemente contradizem a Metodologia invocada na Decisão da Comissão em 2004.~~
- ~~O XVI governo, de Santana Lopes, aprovou o DL 240/2004 mediante autorização legislativa da Assembleia da República, aprovada com os votos dos partidos que sustentavam o governo.~~

Recomendações

- ~~Tal como indicado pela ERSE no cálculo do ajustamento final dos CMEC, os elementos que pervertem o objetivo legal da manutenção do equilíbrio contratual devem continuar a ser corrigidos.~~
- ~~A sobre remuneração constituída na atribuição dos CAE à EDP e mantida pelos CMEC deve ser revista para o período remanescente deste regime.~~
- ~~A Assembleia da República notificará a Direção Geral de Concorrência da Comissão Europeia das presentes conclusões, com vista a uma eventual reapreciação do regime de auxílio de Estado aprovado em 2004.~~

Capítulo 2

Extensão sem concurso do uso do Domínio Público Hídrico a favor da EDP e metodologia do cálculo da compensação a pagar ao SEN

Com o DL 183/95 a entidade concessionária da RNT (a REN) obteve a concessão por parte do Estado do direito de utilização do Domínio Público Hídrico (DPH) para a produção ~~hidroelétrica~~ hidroeléctrica. Aquando da celebração dos CAE das centrais hídricas, na sua totalidade detidas pela EDP, estabeleceu-se que a REN subconcederia a utilização do DPH a estas centrais até ao final destes contratos.

Os CAE continham também cláusulas para a negociação da extensão do contrato, bem como cláusulas com direitos e obrigações a observar na resolução do mesmo. Previam também direitos e obrigações da REN relativos à realização, findo o prazo de subconcessão, de concursos para o reequipamento do aproveitamento e exploração destas centrais.

Com a entrada em vigor dos CMEC e a necessidade de cessação antecipada dos CAE, foi necessário estabelecer termos e condições dos direitos de utilização do DPH destas centrais hidroeléctricas. Assim foi aprovada uma série de legislação entre ~~2004~~2003 e 2007 que culminou com uma extensão dos direitos de utilização do DPH à totalidade das centrais hídricas até ao final de vida dos equipamentos (em média, 25 anos para além do previsto nos CAE), ~~abdicando a EDP do valor residual a que tinha direito e pagando ao Estado 759 M€.~~ Esta posição estratégica foi atribuída mediante uma compensação paga pela EDP ao estado de 759 M€, que acresceu ao facto de a EDP ter prescindido do recebimento do valor residual das centrais previsto nos próprios CAE. No total, o montante envolvido excedera os 2,1 mil milhões de euros. Este direito foi atribuído à EDP sem a realização de qualquer procedimento concorrencial.

Está em causa a análise de duas vertentes deste tema:

- i) O valor pago pela EDP para poder usar o domínio público hídrico
- ii) O processo de atribuição

Quanto ao primeiro tema, este foi analisado aprofundadamente pela Comissão Europeia entre 2012 e maio de 2017, tendo esta entidade concluído (na sequência de uma queixa apresentada por diversas entidade ouvidas na CPIPREPE) que a metodologia utilizada para o cálculo do valor a pagar pela EDP tinha sido o correto e conforme as boas práticas de cálculo financeiro (criticando de forma violenta a nota da REN sobre esta temática) e ainda que o valor apurado era justo e conforme referenciais de mercado.

Quanto ao segundo tema, esta opção é criticada pela ERSE desde a preparação do DL 240/2004 e é ainda hoje objeto de um processo formal de investigação por parte da Comissão Europeia, ainda não decidido e que abrange igualmente muitos outros

Estados Membros. O comunicado mais recente da Comissão Europeia sobre o tema, com data de 7 Março de 2019, considera que as práticas legislativas de Portugal e França na atribuição sem concurso de barragens violam o direito da UE.

“França e Portugal: A Comissão vai enviar notificações para cumprir a estes dois Estados-Membros, uma vez que considera que tanto a legislação como a prática das autoridades francesas e portuguesas são contrárias ao direito da UE. A legislação francesa e portuguesa permite a renovação ou extensão de algumas concessões hidroelétricas sem recorrer a concurso.”

(Comunicado da CE, 7 de Março de 2019)

Assim, este foi também um assunto central na CPIPEPE, onde foi debatida a possibilidade de a atribuição da utilização do DPH sem concurso estar na origem de vantagens indevidas conferidas à EDP. Duas questões foram levantadas a este respeito: 1) a falta de um procedimento concorrencial na concessão do DPH no período posterior ao prazo do CAE; 2) o método de fixação de uma compensação económico ao sistema elétrico pelo valor dessa concessão.

1. Atribuição à EDP da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos sem concurso

1.1 As definições previstas nos CAE

Os CAE definiam cláusulas para a negociação da sua extensão. Este processo negocial, que poderia ser iniciado tanto pela entidade concessionária da RNT (REN) como pelo produtor (EDP), é estabelecido na cláusula 25.1 dos CAE das centrais hidroelétricas-hidroeléctricas. O ponto 3 da mesma cláusula define que, se não for iniciado um processo negocial, ou no caso de este falhar, o contrato terminaria na data de fim de contrato estipulada para o CAE.

“Com uma antecedência mínima de 5 anos relativamente à Data de Fim do Contrato, a RNT, ouvida a entidade de planeamento, notificará o Produtor do seu interesse ou não em negociar a extensão do Contrato relativo ao Aproveitamento, devendo o Produtor responder por escrito, num prazo máximo de 1 mês. O Produtor, poderá, até 5 anos antes da Data de Fim de Contrato, apresentar à RNT uma proposta fundamentada para a extensão do Contrato. Nesse caso, a RNT, ouvida a entidade de Planeamento, deverá notificar, o Produtor, no prazo máximo de um mês sobre o seu interesse, ou não, em iniciar negociações para a extensão do Contrato.”

(cláusula 25.1.1 dos CAE das centrais hidroelétricas-hidroeléctricas)

“No caso de nenhuma das partes solicitar a extensão do Contrato, ou no caso de a RNT responder negativamente a uma proposta do Produtor para a extensão, o contrato terminará na Data de Fim de Contrato.”

(cláusula 25.1.3 dos CAE das centrais ~~hidroeléctricas~~hidroeléctricas)

Neste cenário em que a RNT optasse pela não extensão do contrato, estaria obrigada, pela cláusula 26.1.1, a abrir um concurso para o reequipamento e exploração do aproveitamento hidroelétrico. No caso de o vencedor deste concurso não ser a EDP, a RNT teria de devolver o valor residual do aproveitamento hidroelétrico, de acordo com a cláusula 26.3. De notar que a este valor acresceriam os lucros cessantes, no caso de a data de cessação do CAE não coincidir com o seu termo previsto no contrato.

“A RNT deverá, com a antecedência de pelo menos um ano relativamente à data de fim de Contrato, colocar de novo a concurso o reequipamento do Aproveitamento e respectiva exploração. Em resultado desse concurso a RNT optará entre:

- a) celebrar com o mesmo produtor um novo Contrato de Aquisição de Energia.*
- b) celebrar com outra entidade que não o Produtor um novo Contrato de Aquisição de Energia, tomando posse do Aproveitamento e transferindo para o novo produtor seleccionado a posse sobre as instalações e bens pertencentes ao Aproveitamento, sem direito a qualquer indemnização adicional por parte do produtor para além do previsto na cláusula 26.3 deste Contrato ”*

(cláusula 26.1.1 dos CAE das centrais hidroeléctricas)

“[...] se a RNT, em resultado do concurso aberto para o reequipamento e exploração do Aproveitamento, vier a celebrar com outro produtor um novo contrato de aquisição de energia, a RNT pagará ao Produtor o Valor Residual do Aproveitamento, tal como definido no Anexo 10 deste Contrato.”

(cláusula 26.3 dos CAE das centrais hidroeléctricas)

Em suma, os CAE, nos termos da legislação em vigor à data, concediam à REN a opção de estender o contrato de exploração dos centros hidroelétricos da EDP ou abrir um novo concurso e transferir a exploração para outra entidade, pagando à EDP valor residual do aproveitamento: e eventuais lucros cessantes.

O processo de transição para o mercado de electricidade veio obrigar à cessação antecipada dos CAE e à produção de nova legislação que enquadrasse a exploração dos centros electroprodutores. Para fazer face a este processo de transição, como vimos anteriormente, o governo optou em 2003 pela adoção de um mecanismo de manutenção

do equilíbrio contratual (CMEC), cuja principal premissa era a neutralidade relativamente aos CAE.

Assim, no que diz respeito às centrais hídricas da EDP, esperava-se que fossem mantidos sob o regime CMEC os mesmos prazos de exploração previstos nos CAE, a menos que fosse concedida à EDP a possibilidade prevista desde 1996 de prolongar a exploração dos centros eletroprodutores. Todavia, na sequência do Despacho 14 315/2003, o DL 240/2004 ~~concedeu à EDP~~ concretizou a opção ~~de prevista desde 1996 de a EDP poder~~ explorar os aproveitamentos hidroeléctricos até ao termo de concessão do domínio hídrico (muito além do prazo dos CAE). Mais tarde, em 2005, este novo direito ficou também plasmado como cláusula suspensiva nos Acordos de Cessação dos CAE, dando à EDP o direito de não transitar para os CMEC enquanto não fossem estendidos os prazo de concessão das 27 barragens em território nacional - e cumpridas uma série de outras condições, algumas delas de foro administrativo.

Na secção seguinte analisam-se estes dois momentos de atuação do governo, em 2004 e 2005, na preparação e aprovação do DL 240/2004 e na negociação e homologação dos Acordos de Cessação antecipada dos CAE.

1.2 Aspetos decorrentes do DL 240/2004

~~No~~ Já previsto no Despacho 14315/2013, o artigo 4º ponto 1 do DL 240/2004 é introduzida mantém a possibilidade ~~— já prevista no despacho 14315/2003 — de os~~ produtores hidroeléctricos manterem a exploração das centrais até ao termo da concessão do domínio hídrico:

“No caso dos centros produtores hidroeléctricos, e na hipótese de os respectivos produtores pretenderem manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, ao valor do CAE é deduzido o valor residual dos bens que, nos termos do respectivo título de concessão, não devessem reverter gratuitamente para o Estado no final do contrato”.

(artº 4º ponto 1, alínea vii)

No parecer ao DL enviado pela ERSE em 2004, o regulador debruça-se sobre este ~~novo~~ direito de opção conferido à EDP já em 2003, afirmando que esta prorrogação implícita da licença de produção, por não ser feita através de um procedimento concursal, prejudica a concorrência e não confere aos potenciais interessados igualdade de tratamento. A ausência até 2007 de previsão de uma tradução económica a favor do sistema elétrico desta nova vantagem concedida à EDP é fortemente criticada:

“Embora o n.º 2 [do artigo 20º do Decreto-Lei n.º 183/95] disponha que o prazo do contrato de vinculação deva ser igual ao prazo de duração da licença, a verdade é que o prazo de utilização do domínio hídrico é muito superior ao prazo de duração dos contratos de vinculação.

Resulta daqui que, na prática, os termos de formulação da citada alínea [do nº 1 do artigo 4º do DL 240/2004] traduzem uma prorrogação implícita da licença de produção. Assim sendo, esta prorrogação deve ter uma tradução económica a favor do sistema eléctrico, devendo ser levada em linha de conta na determinação dos CMEC. A não ser assim, está-se a conferir aos produtores, sem qualquer correspondência no sistema eléctrico, vantagens que não resultam dos CAE se estes contratos fossem cumpridos nos seus precisos termos. Ora, para além da imediata prorrogação da licença ser questionável à luz dos princípios da Directiva 2003/54/CE, já que não confere aos interessados igualdade de oportunidades e de tratamento, a ausência de correspondência económica no sistema eléctrico torna este acto ilegítimo. Donde, importaria adoptar uma disposição expressamente aplicável à prorrogação das licenças”.

(Parecer ERSE ao DL 240/2004, entregue ao governo em maio de 2004)

Também a REN, nos primeiros comentários ao DL 240/2004 que faz chegar ao governo em Fevereiro de 2004, alerta para este ~~aspeto~~ aspecto do diploma:

“O ponto v. da alínea a) do número 1 do artigo 4º ao permitir manter a exploração das centrais hídricas (3903 MW) até ao termo da concessão do domínio hídrico está a beneficiar a EDP, atendendo a que, no termo de cada CAE, a REN iria colocar a concurso a exploração do sítio (DL 183/95, nº 4 do artigo 13º, texto consolidado pelo DL 56/97 de 14 de março”.

(Comentários REN, enviados em Fevereiro de 2004)

A EDP desvaloriza o facto de a extensão do DPH se constituir como um novo direito, dizendo que a lei já permitia que a RNT fizesse a subconcessão sem concurso. O administrador da empresa em 2007, João Manso Neto afirma hoje:

“Desde 1995 que estava previsto que o produtor o pudesse ter. Obviamente — e podemos fazer já esse comentário —, também o Estado o poderia ter, mas aquilo já estava previsto, pelo que não há nada de novo.”

(Audição de João Manso Neto)

Contudo, o DL 183/95 no artigo 6 (citado em baixo) apenas concede o direito à RNT de subconceder o DPH à entidade ~~seleccionada~~ seleccionada para a exploração da central.

“A entidade concessionária da RNT fica autorizada a subconceder o contrato de concessão de utilização do domínio hídrico à entidade por ela seleccionada, nos termos do presente diploma.”

(Artigo 6º, ponto 3 do DL 183/95)

Como vimos anteriormente, como impunha a legislação de 1995, os CAE definiam os termos da extensão desta subconcessão, dando poderes à RNT para não estender o contrato e iniciar um concurso para a exploração dos aproveitamentos hidroelétricos.

De igual modo, os mesmo CAE abriam a possibilidade dessa extensão ser operada sem nenhum concurso. Só no processo de transição para o mercado, mais concretamente no despacho 14 315/2003 e no DL 240/2004, é que a extensão deixa de depender da vontade da RNT e passa a depender da vontade da EDP. Enquanto Paulo Pinho chama a isto uma “*opção real muito valiosa*”, João Manso Neto considera que “*não há nada de novo*”.

Perante as evidências que demonstram que a extensão por opção da EDP é um aspecto jurídico inovatório introduzido no DL 240/2004, E de facto, há que analisar todo o enquadramento de 1995/96 para se perceber que de facto os Governos dessa altura pretendiam que essa fosse uma possibilidade mais tarde. Mais, a redação dos próprios CAE tinham na sua génese a intenção de ser a EDP continuar a explorar as centrais para além do termo dos CAE, na medida em que, por exemplo, para além de contemplarem essa opção, obrigariam a que se houvesse concurso e um operador terceiro obtivesse o direito a explorar a central, então esse operador teria que reequipar a central, algo que não seria exigido à EDP. Ou seja, em 1996 foi tomada uma opção política e de estratégia energética de privilegiar a EDP na extensão da operação das centrais, porquanto esta não teria que reequipar as centrais. Ou seja, configura-se nessa data algo que pragmaticamente manifesta a preferência de ser a EDP a continuar a exploração das centrais para além do fim dos CAE.

João Manso Neto centra o seu argumentário na racionalidade económica da medida:

“A opção de não fazer concurso público e atribuir o domínio hídrico por negociação bilateral era aquilo que fazia sentido, já não digo do ponto de vista jurídico, mas do ponto de vista económico”.

(Audição de João Manso Neto)

Para justificar a vantagem económica da negociação sem concurso, João Manso Neto enunciou na CPIPREPE as quatro opções que o governo teria aquando da cessação dos CAE:

- 1 - *“Realizar concurso em 2007 para todas as centrais para exploração imediata, [o que] implicaria pagar à EDP o valor residual de 1356M€ e valor atual líquido dos lucros cessantes (7982M€) [até ao final do prazo do CAE]”;*
- 2 - *“Realizar um concurso em 2007 para exploração das centrais, mas salvaguardando os direitos de exploração até que os CMEC/CAE terminassem, [o que] Implicaria pagar à EDP o valor residual de 1356M€ [com o] inconveniente de estar a pagar, em 2007, por um ativo que só começaria a explorar à medida que os CMEC/CAE fossem cessando”;*
- 3 - *Realizar*

concursos para exploração das centrais à medida que os CMEC/CAE terminassem,[o que] Implicaria pagar à EDP o valor residual de 1356M€” 4 - “Conceder à EDP a exploração das centrais até ao fim da vida útil das mesmas, [em que] o Estado teria um encaixe financeiro de 759M€ e não teria de pagar o valor residual de 1356M€”.

Manso Neto concluiu dizendo que o “O governo tomou a opção mais racional e com maiores benefícios para o sistema e para o país”.

Sobre a tradução económica da decisão do governo, Paulo Pinho não é da mesma opinião. Ouvido na CPIPREPE, o ex-administrador da REN não tem dúvidas de que o DL 240/2004 proporcionou à EDP uma opção real muito valiosa, quebrando a neutralidade dos CMEC em relação aos CAE.

“Sou professor de Finanças e uma peça fundamental da teoria financeira são as opções, a avaliação de opções. Estamos aqui a falar daquilo que, em finanças, chamamos opção real. Isto é uma opção real? Uma opção real vale muito dinheiro! O Estado português oferece a um produtor uma opção real muito valiosa a troco de nada. Aí, foi uma das várias áreas onde, para mim, se violou o princípio, que vigorava nos CMEC, de que eles deveriam ser financeiramente neutrais. Não é financeiramente neutral quando alguém me põe uma alínea... aliás, acrescenta lá um texto em que dá essa opção, que é uma opção real, que tem imenso valor. Mesmo que eles não o exercessem mais tarde, o simples facto de lhe ser dado tem um valor financeiro e esse valor não foi tido em conta em nenhum dos cálculos feito posteriormente.”

(Paulo Pinho, ex-assessor do ministro Carlos Tavares e ex-administrador da REN)

O valor estratégico da opção, dada à EDP, de estender a utilização do DPH por mais 25 anos foi realçado por vários depoimentos na CPIPREPE. Para o ex-secretário de estado da energia, a EDP obteve, sem concurso, o monopólio da produção hidroelétrica em Portugal, que é um bem muito importante para a operação em mercado:

“A concessão do controlo monopolista da capacidade de bombagem, que é um asset que tem um valor incalculável para fazer a arbitragem do sistema e quando há excessos da produção eólica a baixo valor — e, na prática, o Estado passou o monopólio para a EDP — é um valor que não está determinado e que, sob o ponto de vista estratégico, é um valor incalculável.”

(Henrique Gomes, secretário de Estado da Energia 2011-2012)

Em suma, a Portaria 14315/2013 e o DL 240/2004 vieram fazer depender da vontade da EDP a extensão da concessão do domínio público hídrico em média por mais 25 anos em todas as centrais hidroelétricas do país. Este novo direito não existia anteriormente nos CAE nem na legislação de 1995-, apesar da opção estar prevista nos

CAE e estes mesmos CAE conferirem à EDP uma vantagem (não necessidade de reequipamento) caso houvesse concurso. Esta extensão tratou-se de uma decisão clara do governo, introduzida pelo despacho 14315/2003 e consumada no DL 240/2004.

Diga-se, porém, que de facto a existência de valor nesta opção levanta dúvidas e é no mínimo discutível. Com efeito, apesar de aparentemente a EDP ter ficado com a decisão de continuar a explorar as centrais hidroelétricas do seu lado, o que é facto é que – conforme adiante se verá – a existência de cláusulas suspensivas nos acordos de cessação deixam ao arbítrio do Estado a possibilidade do seu não cumprimento, inviabilizando assim a existência de acordos de cessação, do fim dos CAE e transição para CMEC, bem como ainda da extensão do domínio público hídrico.

Com esta decisão o governo evitou que o Estado pagasse o valor residual dos equipamentos das centrais, avaliados em €1356M€, e mais os lucros cessantes. Por outro lado perdeu o direito de, através da REN, abrir novos concursos para a exploração dos 26 aproveitamentos hidroelétricos/hidroeléctricos em Portugal, obrigando e permitindo que estes ativos activos ficassem nas mãos de uma única empresa.

Isto dito, seria incerto que o valor auferido nesses concursos chegasse sequer para cobrir o valor indemnizatório a pagar à EDP nos termos dos CAE assinados em 1996. De facto, bastaria que o concurso para algumas centrais ficasse deserto para que –além da incerteza sobre quem exploraria e garantiria a segurança de abastecimento – o Estado tivesse que ressarcir a EDP.

A estratégia prosseguida na altura permitiu:

- a) angariar receitas para os cofres públicos e minimizar o deficit tarifário;
- b) evitar tema de concursos desertos e segurança do abastecimento;
- c) evitar ter de pagar à EDP avultados valores para a indemnizar, nos termos dos contratos de 1996
- d) promover a concorrência a nível ibérico, pois não permitiu que agentes espanhóis de maior dimensão ficassem a controlar os activos em questão, beneficiando assim a menor concentração do mercado

Registam-se, portanto, as posições das duas entidades envolvidas no processo: para a EDP, nas palavras de João Manso Neto, a extensão do ~~domínio público hídrico~~DPH “era aquilo que fazia sentido do ponto de vista económico”; para a REN, nas palavras do seu então presidente, José Penedos, “a extensão do domínio hídrico, da maneira que foi feita, era contra o interesse nacional”.

1.3 Aspetos decorrentes dos acordos de cessação dos CAE

Os acordos de cessação antecipada dos CAE, assinados pela EDP e pela REN e homologados em Fevereiro 2005 pelo Secretário de Estado do Desenvolvimento Económico, Manuel Lencastre, através do despacho ~~n.º~~n.º 4672/2005, vieram estabelecer as condições para a cessação daqueles contratos no processo de transição para os CMEC. Nestas condições foi introduzida uma cláusula suspensiva destes acordos (cláusula 2, alínea b) que obrigava à subconcessão do DPH à EDP até ao fim de vida útil dos equipamentos das centrais hídricas:

“Concessão à Entidade Concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico que integre o conjunto dos Centros Electroprodutores, por prazo não inferior ao correspondente à vida útil dos equipamentos e obras de engenharia civil que se encontra indicado no AnexoI-ParteB em relação a cada Centro Electroprodutor e subsequente subconcessão pela Entidade Concessionária da RNT a favor do Produtor dos aludidos direitos de utilização, por prazo idêntico ao daquela concessão.”

(Acordos de cessação dos CAE, cláusula 2, ponto 1-b)

Assim, na prática, esta cláusula suspensiva veio fazer depender a cessação dos CAE e a consequente passagem aos CMEC, da extensão do DPH. Para o então diretor geral da EDP, João Manso Neto, esta cláusula foi introduzida apenas para salvaguardar a opção conferida à EDP pelo DL 240/2004:

“O Decreto-Lei n.º 240/2004 permitia à empresa, aos produtores — neste caso éramos só nós que já tínhamos o hídrico — escolher entre receber o valor residual, ou seja, somar ao valor dos CMEC [o] valor residual, ou optar pela extensão do domínio hídrico. Quando assinámos o acordo de cessação, exercemos a opção: o montante CMEC é de 3300M€ e não 4600M€ porque exercemos a opção.

Portanto, o acordo CMEC nunca podia entrar em vigor sem me regularizarem o domínio hídrico, porque se não me dessem o domínio hídrico, então tinha de ir para os 4,6 – esta é uma razão financeira.

Mas há, também, uma razão mais operacional, que é: «eu preciso de ter o domínio hídrico para operar em mercado». Esta era a direta execução do Decreto-Lei n.º 240/2004: 3,3 mais domínio hídrico, ou 3,3 mais valor residual. Como escolhemos o primeiro, só podemos dar o CAE como morto quando tivermos o resto. Está a ver? Se eu escolhesse um e, depois, não tivesse o resto ficava desequilibrado... É uma condição suspensiva que não podia deixar de existir, face ao teor do Decreto-Lei n.º 240/2004.”

(Audição de João Manso Neto)

Victor Batista, um dos administradores da REN que conduziu o processo por parte da concessionária da RNT, concorda que esta cláusula foi só uma forma da EDP exercer um direito que lhe tinha sido atribuído pela legislação introduzida no ano anterior:

“Nessa condição suspensiva a EDP, no fundo, está a exercer o direito de opção. A opção que lhe foi oferecida ela exerce-a! É a tal opção real. A EDP exerceu esse direito, ou seja, «eu quero continuar». E, portanto, aparece na condição suspensiva.”

(Audição de Victor Batista)

Ouvidas as duas empresas envolvidas na elaboração e assinatura dos acordos de cessação, pode concluir-se que a inclusão da obrigatoriedade de extensão do DPH na cláusula suspensiva dos acordos de cessação dos CAE foi a concretização do novo direito de opção dado à EDP no DL 240/2004. Porém, ao ficar contratualizada, a EDP transformou essa numa condição contratual, que, na prática impunha que não poderia haver cessação do CAE e entrada em vigor do MIBEL sem que o DPH fosse concessionado à REN e subconcessionado à EDP até ao fim do prazo de vida útil dos equipamentos, retirando ao estado a possibilidade de fazer concurso para a exploração dos aproveitamentos hídricos no fim dos CAE. Despacho 14315/2003 e confirmado pelo DL 240/2004, inicialmente previsto nos CAE de 1996.

Na sua Decisão de 2017 relativa ao processo por ajudas de Estado sobre a extensão do domínio hídrico, a Comissão Europeia sublinha este facto:

“(25) Em primeiro lugar, a Comissão observou que a adjudicação da utilização de recursos hídricos públicos em regime de concessão para efeitos de prestação de um serviço num mercado pode não comportar uma vantagem económica para o beneficiário, se a dita concessão for adjudicada no âmbito de um concurso público e não discriminatório em que participe um número suficiente de operadores interessados. No entanto, no caso em apreço, os acordos de cessação dos CAE prolongaram, de facto, por cerca de 25 anos, em média, o direito exclusivo da EDP de explorar as centrais eléctricas em causa sem qualquer processo de concurso. Com efeito, a organização de um concurso ficou esvaziada pelas cláusulas suspensivas dos 27 acordos de cessação dos CAE entre a REN e a EDP.

(26) Tendo em conta a significativa parte do mercado português representada pelas centrais eléctricas (27 %), a posição da EDP no mercado português de geração e venda por grosso (55 %) e o interesse específico de centrais hidroeléctricas numa carteira de produção de eletricidade, a Comissão considerou que essas cláusulas suspensivas podem ter desencadeado um efeito de exclusão do mercado numa base duradoura para a entrada no mercado de potenciais concorrentes que poderiam ter concorrido ao concurso público. Por conseguinte, poderia estabelecer-se uma vantagem económica beneficiando indevidamente a EDP caso o concurso tivesse tido por resultado um preço mais elevado do que o que foi pago pela EDP, líquido do valor residual devido a esta empresa”.

(Decisão da Comissão Europeia sobre a extensão da utilização do DPH, 15 de maio de 2017)

A este respeito, e para uma análise concreta, importa relevar que a análise da Comissão Europeia não está completa nem foi definitiva, como acima já se fez notar. De facto, a Comissão Europeia está ainda a analisar o tema da extensão do DPH em vários Estados membros, entre os quais Portugal, não tendo ainda tomado qualquer decisão acerca da validade dessa extensão sem recurso a concurso

1.4 Negociação e decisões políticas

Como vimos nos dois pontos anteriores, a extensão da concessão do DPH à EDP foi feita em duas fases: 1) o ~~DL 240/2004~~ Despacho 1415/2013 que transformou uma opção da REN (estender o DPH ou fazer concurso público) numa opção da EDP; 2) o despacho 4672/2005, ~~do secretário de Estado~~ assinado por Manuel Lancastre aprovou os acordos de cessação que continham a cláusula suspensiva que concretiza essa decisão, transformando a extensão do DPH numa condição para a cessação dos CAE e entrada em vigor dos CMEC.

Refira-se, no entanto, que caso alguma das condições suspensivas não fosse concretizada, o Estado teria sempre a possibilidade de revogar os CAE, pagar aos produtores as indemnizações previstas e lançar os concursos.

Sobre estes dois momentos legislativos, as opiniões manifestadas na ~~CPIPREPE dividiram~~ CPIPREPE dividiram-se. Para alguns intervenientes esta foi uma decisão acertada do governo, que impediu o pagamento do valor residual de €1.356M€ estipulado pelos CAE, para outros o Estado quebrou a neutralidade entre os CAE e os CMEC, entregou à EDP um ~~monopólio com enorme~~ activo com grande valor estratégico quer para o Estado quer para a EDP, cujo o seu maior accionista era o Estado, e perdeu a possibilidade de fazer um encaixe superior ao valor residual em futuros concursos públicos. No entanto, nenhum dos depoentes adeptos desta última tese demonstraram que esse encaixe seria de facto superior. Na realidade, poderia até ser inferior, porquanto em caso de concurso, os outros operadores teriam que suportar o custo do reequipamento das centrais, reduzindo por isso o preço que estariam dispostos a pagar pela respetiva exploração.

Interessou, por isso, à CPIPREPE averiguar em que moldes foi tomada esta decisão e perceber se ela resultou de um processo negocial entre o governo e a EDP durante a preparação do DL 240/2004. Passados mais de 15 anos sobre estes factos, os principais responsáveis políticos alegaram não se recordar de discussões, decisões ou negociações sobre a extensão do DPH, tanto no processo de preparação do DL 240/2004 como na sua versão final como ainda na preparação dos acordos de cessação dos CAE.

Franquelim Alves, Secretário de Estado Adjunto do Ministro da Economia, assinou o despacho 14315/2003 onde já se prevê a extensão do domínio hídrico:

“Não tenho memória de qualquer tipo de discussão sobre esse tema nem sequer a noção de que, por via do decreto-lei que estava em discussão, que estava em cima da mesa no meu tempo...”

Carlos Tavares, Ministro da Economia 2002-2004, remeteu a parecer da ERSE e à aprovação pela Comissão Europeia o anteprojeto do que viria a ser o decreto-lei 240/2004 (que já continha sobre esta matéria a formulação que veio a ficar no diploma aprovado):

“Se calhar, não vou corresponder às suas expectativas. Só lhe posso garantir uma coisa: não houve nenhuma negociação comigo sobre esse ponto. (...) Também não lhe sei dizer se esse ponto estava no decreto que foi notificado ou não, mas acredito plenamente... De facto, não foi ponto de que eu tivesse tratado explicitamente”.

Não obstante o mesmo Carlos Tavares afirmou perante a CPIPREPE, a propósito dos CAE, mas igualmente aplicável ao tema do concurso do DPH:

“Os Senhores Deputados, se calhar, também têm de recuar 15 anos e perceber qual era o ambiente da altura a respeito dos centros de decisão nacional e, sobretudo, na área da energia, que levaram até o Presidente da República da altura a convocar uma conferência sobre os centros de decisão nacional no setor da energia. E eu queria saber o que é que aconteceria se nós tivéssemos feito um mecanismo de leilão dos CAE em que a posição da REN fosse substituída pela da Iberdrola, pela Endesa, ou por um outro qualquer e em que a EDP passasse a atuar apenas como agente dos produtores espanhóis”.
(audição Carlos Tavares, Ministro da Economia, 2002-2004)

Manuel Lancastre, Secretário de Estado do Desenvolvimento Económico 2004-2005, assinou o despacho 4672/2005 que homologa os Acordos de Cessação dos CAE, onde figura como cláusula suspensiva da cessação a extensão do DPH:

“Se me lembro de ter negociado e discutido essa questão da concessão para além dos prazos com a REN e com a EDP? A resposta é não”.

Diga-se no entanto em abono da verdade, que esta decisão data de facto de 2003, quando Manuel Lancastre ainda não fazia parte do Governo, pelo que naturalmente não se poderia lembrar de tais discussões. Conforme Victor Baptista afirmou na

CPIPREPE, os acordos de cessação homologados por Manuel Lancastre apenas foram reflexo do disposto na legislação anteriormente aprovada.

Quanto aos principais responsáveis da EDP ouvidos na CPIPREPE fizeram declarações contraditórias.

Por um lado, o presidente executivo da empresa à data, João Talone, e o administrador responsável pelo processo negocial do DL 240/2004, Pedro Rezende, afirmaram que não houve quaisquer abordagem da EDP junto do governo sobre a extensão do DPH e que esse tema não foi uma preocupação nas negociações em 2004 sobre a transição dos CAE para os CMEC.

Pedro Rezende, vice-presidente da Boston Consulting Group 1990-2003, administrador da EDP 2003-2006, assinou pela empresa os acordos de cessação dos CAE:

“Enquanto estive na EDP o assunto da extensão do domínio hídrico não foi negociado com o Estado, não foi negociado pelo Estado, não foi tratado. (...) Lamento imenso dizer-lhe que não recorro que houvesse essa condição suspensiva nos contratos”.

João Talone, presidente-executivo da EDP 2003-2006 na preparação do DL 240/2005 e na assinatura dos acordos de cessação dos CAE:

“Aquilo de que me lembro é que, no decreto-lei de 2004, estava previsto que, no fim da concessão do domínio hídrico, a concessão revertia para o Estado e o Estado tinha de pagar os ativos ao operador. (...) Mas não me lembro, sequer, que isso tenha sido tema enquanto estive na EDP.”

Por outro lado, o atual presidente executivo da EDP, António Mexia, não tem dúvidas que a empresa impôs a extensão do DPH como condição para aceitar a transição para os CMEC. Já João Manso Neto afirma que a extensão do DPH foi uma opção do governo.

“Nesta altura a EDP manifestou-se no sentido de condicionar a cessação antecipada dos seus CAE à extensão do DPH. (...) [Os administradores da EDP] punham a condição A, B, C, D, entre as quais estava a extensão do domínio hídrico. Gostava que ficasse claro que em 2003 e 2004 houve muito envolvimento”.

(António Mexia)

“O Estado optou, em 2003 e, depois, em 2004, pela solução mais fácil, o ajuste direto... (...) Neste caso do domínio hídrico, estávamos a falar da substituição de

CAE por CMEC. Se querem acabar com os contratos é conveniente que estejamos de acordo.”

(João Manso Neto, director-geral e administrador da EDP 2003-2015, atual presidente da EDP Renováveis)

Para provar o empenho da EDP já em 2004 na negociação da extensão do DPH, António Mexia remeteu à CPIPREPE uma carta enviada pelo Conselho de Administração da empresa ao secretário de Estado do Desenvolvimento Económico, Manuel Lancastre no final de 2004, no final do processo de negociação do que viria a ser o DL 240/2004. No último ponto, o Conselho de Administração da EDP alerta o governo para a necessidade de garantir que a concessão do DPH seja feita à REN, porque só assim ficaria assegurada a extensão do DPH prevista no artigo 4º (ponto 1 alínea vii) do projecto de lei.

“É fundamental para assegurar a atribuição do montante dos CMEC resultante do artigo 4º do Decreto-Lei que os prazos das sub-concessões a atribuir aos produtores titulares de centros hidroeléctricos correspondam, no mínimo, aos períodos de vida útil dos equipamentos de construção civil e engenharia mecânica. Neste momento, face à inexecução do artigo 2º do Decreto-Lei 153/2004, de 30 de Junho, torna-se essencial a adopção de medidas que assegurem a atribuição das concessões à entidade concessionária da RNT em consonância com os prazos acima referidos, embora não prejudicando a celeridade e oportunidade do presente processo legislativo.”

(Pedro Rezende, Carta CA da EDP, 10 de novembro de 2004)

“Os serviços competentes do Ministério das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente devem celebrar os respectivos contratos [de concessão do domínio hídrico] com a entidade concessionária da RNT no prazo de 120 dias a contar da publicação do presente diploma, devendo constar dos mesmos a possibilidade de subconcessão a favor dos respectivos produtores hidroeléctricos”.

(Decreto-Lei 153/2004, de 30 de Junho, artigo 2º, número 2)

Esta carta prova que em 2004 houve uma primeira negociação entre a EDP e o governo sobre a extensão do DPH. A preocupação da EDP era garantir que a lei sobre domínio hídrico em vigor não impediria a extensão do DPH prevista no novo DL 240/2004. Em particular, Pedro Rezende quer assegurar que os prazos de concessão do Estado à REN são compatíveis com a extensão da subconcessão à EDP, prevista no artigo 4º do DL. Esta garantia é contratualizada através da inclusão da respetiva cláusula suspensiva nos acordos de cessação dos CAE que Manuel Lancastre homologaria:

“Concessão à Entidade Concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico que integre o conjunto dos Centros Electroprodutores, por prazo não inferior ao correspondente à vida útil dos equipamentos e obras

de engenharia civil [...] e subsequente subconcessão pela Entidade Concessionária da RNT a favor do Produtor dos aludidos direitos de utilização, por prazo idêntico ao daquela concessão”.

2. O processo de concessão do domínio hídrico

2.1 Regulamentação da Lei da Água

No final do governo Santana Lopes, estava em finalização a futura Lei 58/2005, aprovada pela Assembleia da República já no período do governo Sócrates. A Lei da Água determina que a concessão da utilização do domínio público hídrico é atribuída mediante concurso público, cabendo ao governo aprovar decretos-leis complementares que regulem a utilização de recursos hídricos e o respetivo regime económico e financeiro. Em finais de 2006 e início de 2007, a aplicação concreta da nova lei será objeto de uma divergência em um conflito no seio do governo de maioria absoluta do Partido Socialista, quando as posições entre os titulares das pastas governativas dos ministérios do Ambiente e da Economia se confrontam.

Em maio de 2006, o presidente do Instituto da Água (INAG), Orlando Borges, remete ao Ministro do Ambiente o projeto de decreto-lei de regulamentação da Lei da Água, cuja preparação coordenou. Entre outras definições, esta proposta determinava que, finda a vigência dos CAE das centrais hidroelétricas, a concessão do domínio hídrico dependeria da realização de concurso público, tal como indicado na Lei da Água. No entanto, este projeto de Decreto-Lei estava em clara contradição com o direito já conferido à EDP na Portaria 14315/2004³ e no Decreto-Lei n.º 240/2004, que tinha sido objeto de autorização legislativa da Assembleia da República.

Paralelamente a este processo e sem a participação do Ministério do Ambiente, o Ministério da Economia inicia, em outubro de 2006, o processo de atribuição à EDP, de modo imediato, urgente e sem concurso, conforme previsto desde os CAE de 1996, na Portaria 14315/2003 e DL 240/2004, da extensão da concessão do domínio hídrico, como forma de incorporar uma receita extraordinária que contribuísse fazer face aos aumentos de tarifa previstos pela ERSE para 2007 (ver mais sobre este processo no capítulo dívida tarifária).

É neste momento que, no quadro do percurso legislativo do projeto de decreto regulamentar da Lei da Água preparado pelo INAG, o Ministério da Economia entende propor-lhe um conjunto de alterações, que decorriam do quadro legal estabelecido em 2003/2004 e permitiam angariar mais receitas para os cofres do Estado.

As objeções do Ministério da Economia e Inovação (MEI) são apresentadas num memorando interno do governo designado “Análise da proposta de diploma do MAOTDR para a regulamentação da Lei da Água”. As principais objeções do MEI são 1) a existência de risco de redução da margem de manobra negocial para a extinção

antecipada dos CAE e, conseqüentemente, para a obtenção de contrapartidas económicas para reduzir os esperados aumentos da tarifa; 2) a imposição de taxas de utilização de água ou rendas, com impacto no aumento das tarifas. Em consequência, o MEI propõe, entre outras, 1) a prorrogação das concessões do domínio hídrico das centrais com CAE (“em resolução do Conselho de Ministros sob proposta do MEI”); 2) a isenção do pagamento de taxas por utilização de água.

Em nome do INAG, Orlando Borges remete a 21 de novembro de 2006 ao ministro do Ambiente, Nunes Correia, uma crítica das propostas de alteração feitas pelo MEI. Nesse parecer, Orlando Borges refere que as propostas do MEI “*beneficiam claramente um sector de actividade [o da produção de energia] em detrimento de outros*”. Um exemplo de alegado favorecimento ao setor eléctrico seria a proposta de isenção de pagamento da taxa de recursos hídricos, “*isenção contrária ao espírito da Lei da Água*”. O INAG criticava ainda o papel que o MEI pretendia atribuir à Direção-geral de Energia e Geologia na gestão dos recursos hídricos utilizados na produção eléctrica, sendo um dos exemplos o facto de se pretender que passasse a ser a DGEG a tomar a posse administrativa dos bens e a geri-los, em caso de reversão para o Estado.

Não me recordo dessa carta. Se os Srs. Deputados têm cópia dela, teria muito gosto em lê-la. Não me recordo dessa carta. Não disse que ela não existiu, disse que não me recordo dessa carta. E, 12 anos depois, vir dizer que alguém escreveu uma carta a alguém... Bom, onde está a carta?! Quero vê-la! Não me recordo dela!

(Nunes Correia, ministro do Ambiente 2005-~~2009~~-)

Perante o parecer do INAG, o MAOTDR recusa as propostas da Economia e Tiago D’Alte, adjunto do ministro Nunes Correia, responde sucintamente ao gabinete de Manuel Pinho apontando falhas de legalidade/constitucionalidade nas propostas do MEI.

Na sequência destes factos, o secretário de Estado com a pasta da Energia, Castro Guerra, encomenda um conjunto de pareceres jurídicos sobre a legalidade/constitucionalidade das propostas do MEI.

Num primeiro momento, ainda em novembro de 2006, Castro Guerra recebe da EDP um parecer de Pedro Gonçalves (MLGTS & Associados) a dar suporte às propostas do MEI.

Ao mesmo tempo, o secretário de Estado pede a Freitas do Amaral um parecer sobre o mesmo assunto. Este não se pronuncia sobre se alguma das alterações propostas é incompatível com legislação comunitária (porque “*não me foi pedido e por falta de tempo*”), limitando-se a recomendar que, para cumprir o artigo 165º da Constituição, o Decreto-Lei alterado pelo MEI seja enquadrado por autorização legislativa da

Assembleia da República, “por causa do encargo especial a exigir aos beneficiários de prorrogações de concessões”.

Na CPIPREPE, Orlando Borges resumiu esta fase do processo da seguinte forma:

“Estávamos ali a criar um problema e a única forma que encontraram, nomeadamente do ponto de vista da legalidade, para ultrapassar esse problema foi pedir uma autorização legislativa e fazer aquilo que, no âmbito do regulamento e da proposta de decreto-lei que era apresentado, não podiam ou não tinham condições de fazer. (...) A autorização legislativa desta Assembleia da República, a Lei n.º 13/2007, introduziu duas situações que não estavam previstas na Lei da Água. A alínea h), que dizia: «a possibilidade de prorrogação, por uma única vez», e depois definia o prazo —, e a alínea o), feita justamente com este objetivo, que pedia autorização legislativa à Assembleia da República para definir «um regime especial de regularização de atribuição de títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares de centros electroprodutores, prevendo a possibilidade de continuação de utilização dos recursos hídricos mediante a celebração de um contrato de concessão no prazo de dois anos». Ou seja, com este respaldo, utilizando uma linguagem jurídica, o Decreto-Lei n.º 226-A/2007 introduziu objetivamente dois ou três artigos”.

O pedido de autorização legislativa é aprovado pelo Parlamento a 8 de fevereiro de 2007.

Castro Guerra solicita novos pareceres jurídicos aos advogados Rui Pena (RPA Associados) e António Vitorino e Duarte Abecasis (sociedade Gonçalves Pereira), não só sobre as alterações pretendidas pelo MEI ao projeto inicial, mas também já sobre os termos a adotar na futura portaria conjunta MEI/MAOTDR que fixará o valor a pagar pela EDP e ainda sobre a modalidade de incorporação desse valor na tarifa da eletricidade.

Em fevereiro de 2007, a finalização do decreto-lei passa a estar a cargo exclusivo do Ministério da Economia. A 15 desse mês fevereiro, a resolução do Conselho de Ministros 50/2007 incumbe o MEI da “*prossecução das acções necessárias para a concretização das orientações constantes da presente resolução*”, embora o DL 226-A/2006 seja atribuído da iniciativa do MAOTDR e o despacho que, em agosto, fixa o valor do equilíbrio económico-financeiro seja assinado conjuntamente pelo Ministro Manuel Pinho e pelo ministro Nunes Correia.

~~É nesse momento que Manuel Pinho torna pública a decisão de extensão do domínio hídrico (e também o ajuste direto empreendimento de fins múltiplos de Alqueva à EDP). No entanto, os valores não são divulgados por Manuel Pinho, que refere apenas “várias centenas de milhões de euros”. De acordo com o jornal Público de 16 de fevereiro, o governo iria ainda pedir estudos, mas toda a imprensa noticia 800 milhões~~

~~de euros 800M~~ e as ações da EDP em bolsa atingem máximos desde 1999. Nesse mesmo dia 16, João Manso Neto envia informação por email a Miguel Viana, do BESI, que produz uma nota de research confirmando o valor da imprensa como a expectativa da EDP: 700 a 800 milhões de euros. ~~Pouco tempo depois, Viana torna-se responsável da EDP pelas relações com investidores.~~

A versão final do DL 226-A/2007 consagrou a possibilidade de uma extensão adicional do período da utilização do domínio hídrico - para além daquela que foi avaliada, tanto pela REN como pelas entidades bancárias - no caso da realização de investimentos não previstos no contrato de concessão. Por outro lado, é previsto o pagamento pela EDP de um valor de equilíbrio económico-financeiro:

“1 - Com o termo da concessão e sem prejuízo do disposto no respectivo contrato, reverterem gratuitamente para o Estado os bens e meios àquela directamente afectos, as obras executadas e as instalações construídas no âmbito da concessão, nos termos do disposto no artigo seguinte.

2 - No termo do prazo fixado, quando o titular da concessão tenha realizado investimentos adicionais aos inicialmente previstos no contrato de concessão devidamente autorizados pela autoridade competente e se demonstre que os mesmos não foram ainda nem teriam podido ser recuperados, esta entidade pode optar por reembolsar o titular do valor não recuperado ou, excepcionalmente e por uma única vez, prorrogar a concessão pelo prazo necessário a permitir a recuperação dos investimentos, não podendo em caso algum o prazo total exceder 75 anos.”

(DL 226-A/2007, Artigo 35.º Termo da concessão)

“1 - A entidade concessionária da RNT e as empresas titulares dos centros electroprodutores (...) poderão continuar a utilizar os recursos hídricos atrás referidos através de outorga de contrato de concessão a celebrar entre o Estado e a entidade concessionária da RNT, a ocorrer no prazo máximo de dois anos a contar da data de entrada em vigor do presente decreto-lei, podendo aquela transmitir os correspondentes direitos às referidas empresas titulares dos centros electroprodutores. (...)

6 - A transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores a que se refere o n.º 1 fica sujeita ao pagamento de um valor de equilíbrio económico-financeiro”.

(DL 226-A/2007, Artigo 91.º Regularização da atribuição de títulos de utilização às empresas titulares de centros electroprodutores)

Conforme refere António Mexia na sua audição, o pagamento deste valor não estaria explicitamente previsto em 2003 ou sequer em 2004. De facto, face à legislação em vigor até à entrada em vigor do DL 226-A/2007, a EDP tinha o direito à extensão do domínio público hídrico, sem ter que efetuar nenhum pagamento adicional pelo facto de prescindir do recebimento do valor residual das centrais, avaliado em 1.356 milhões

de euros. Com este diploma, a EDP foi obrigada a pagar um montante adicional não previsto anteriormente.

No ministério, a passagem da tutela da energia de Castro Guerra para Manuel Pinho é sinalizada em maio com a saída do gabinete do Secretário de Estado da equipa de assessores para a área da energia.

2.2 A omissão da medida perante a Comissão Europeia

Depois do atos legislativos e de governo de 2003 e 2004, discutidos nos pontos anteriores - , que permitia a extensão sem concurso da concessão do DPH às barragens da EDP até ao fim de vida dos equipamentos, era necessário encontrar um método de fixação de uma compensação económica ao sistema elétrico por concessão. Este assunto foi alvo de reuniões durante o ano de 2006 entre a EDP e a REN com o objectivo de fixar esse método e calcular um valor a pagar pela EDP por essa concessão.

Em 2006, na preparação da entrada em vigor do regime CMEC, foi identificada a necessidade de rever a estimativa do preço médio de mercado feita no DL 240/2004 para o período CMEC, de 36€/MWh para 50€/MWh. Esta alteração era neutra quanto à remuneração, apenas alterando a sua repartição entre parcela fixa e parcela de ajustamento, e *a posteriori* é possível constatar que se revelou correta, por mais aproximada aos valores verificados no mercado grossista.

Se era neutra no caso dos CMEC, ela era importante no caso da extensão do domínio hídrico, visto que o aumento do valor estimado para a exploração vinha afetar a disposição do DL 240/2004 que previa, para a extensão da concessão, a dedução do valor residual ao CMEC a receber pela EDP. Esses cálculos foram realizados, da forma que se analisa mais à frente neste relatório.

Mas esta alteração ao auxílio de Estado CMEC implicava, nos termos da Decisão da CE de 2004, uma notificação à Comissão. Este facto, atendendo à documentação dada a conhecer pela Procuradoria Geral da República, gerava grande preocupação no governo e na EDP. Em parecer jurídico, António Vitorino sugere a realização de uma notificação informal à CE sobre os dois temas, preços de referência e extensão do domínio hídrico.

A opção por esta informalidade é resultado de uma preocupação expressada no memorando enviado por António Mexia ao ministro Manuel Pinho, depois de preparado por João Manso Neto com conhecimento prévio a Rui Cartaxo, assessor do ministro, que terá concordado.

Nesse memorando, escreve o presidente da EDP ao ministro:

“3. O risco que pode haver é que, sob o pretexto dessa confirmação [pela Comissão] da análise [do governo] sobre a pertinência e neutralidade desta alteração [da previsão de preço de mercado], a Comissão Europeia ter a tentação de rever o dossier, o que poderia bloquear o processo.

4. Daí que sugeria que se evitasse uma reapreciação técnica do assunto e que, pelo contrário, falasses com a Comissária [da Concorrência, Nelie Kroes] no sentido de lhe voltar a explicar o que se pretende e a simplicidade do que está em causa. Se sentires que não é viável obter um acordo informal com base nessas explicações, a melhor solução para evitar o riscos referidos em 3, será avançar com a implementação dos CMEC's nos termos em que está o DL (...).

5. Naturalmente que a manutenção do preço de referência de 36 no período de revisibilidade não teria qualquer efeito na avaliação da extensão do domínio hídrico, que continuaria a ser calculada com base em preços futuros reais de EUR 50 MWh”.

Manuel Pinho acabará por realizar uma comunicação informal sobre a alteração do preço de referência, sem objeções da parte da Comissão. Quanto à extensão da concessão do domínio hídrico, o conselho de António Vitorino não foi seguido - a medida, que implicou um pagamento que o DL 240/2004 não previa, só veio a ser do conhecimento formal da Comissão Europeia em agosto de 2012, através da queixa apresentada por um conjunto de cidadãos acerca dos auxílios de Estado pagos à EDP sob a vigência do Decreto-Lei 240/2004 e por via da atribuição da utilização do domínio hídrico em 2007.

2.3 Cálculo do valor residual e da extensão da utilização do domínio hídrico

A avaliação era particularmente complexa, dado que implicava avaliar, em 2007, o valor atual do valor residual das centrais no termo dos CAE/CMEC (entre 2013 e 2027) e o valor económico da exploração das centrais entre o termo que estava previsto para os CAE e o fim da vida útil das centrais hidroelétricas CMEC (entre 2032 e 2053). Para o período tão longo da avaliação foram necessários pressupostos simplificadores em relação a taxas de desconto e preços de mercado futuros.

De acordo com a documentação a que a CPIPEPE teve acesso, até novembro de 2006, a EDP e a REN estiveram de acordo sobre o método de cálculo para avaliação da extensão do DPH. Porém, pouco tempo mais tarde, a EDP comunicou ao governo a discordância das contas apresentadas no grupo de trabalho conjunto com a REN, sugerindo novos pressupostos no método de cálculo, mais concretamente a consideração de taxas de actualização distintas para o valor dos equipamentos e para os *cash flows*. Essa mudança de posição é analisada em detalhe no ponto seguinte.

No início de 2007, a DGEG e o gabinete do ministro pediram novos cálculos à REN, que, aceitando apresentar outros cenários, continuou a defender a utilização de apenas uma taxa de atualização para as duas componentes do cálculo. Em face do diferendo

sobre os pressupostos a utilizar, a tutela encomendou uma avaliação externa a duas entidades diferentes: Caixa BI e Credit Suisse. A EDP conhece as entidades bancárias escolhidas desde antes de 8 de janeiro, data em que o administrador Manso Neto envia a António Mexia a seguinte nota, constante do processo judicial 184/12.STELSB:

“Falei hoje com RC [Rui Cartaxo, assessor de Manuel Pinho] que disse que já havia falado com a CGD e a CSFB para os contratar para fazerem a avaliação do DH [domínio hídrico] em semanas. Confirmou-me ter lido os documentos que lhe enviei”.

O resultado destas avaliações acabou por estar em linha com a segunda posição da EDP, considerando duas taxas de desconto. Curiosamente, a decisão formal de contratar estas entidades é do Conselho de Ministros de 15 de fevereiro, quando já estavam entregues as conclusões de pelo menos uma das avaliações (a da Caixa BI), estando a outra datada do dia seguinte à reunião do Conselho de Ministros. Estas avaliações foram a base para a fixação do valor de 759 M€, através do despacho 16982/2007, assinado em agosto pelos Ministros do Ambiente e da Economia e Inovação, Nunes Correia e Manuel Pinho, respetivamente.

Dada a discrepância entre o valor decidido pelo governo e o apresentado pela REN na sua avaliação (1150M€), uma parte dos trabalhos da CPIPEPE debruçou-se sobre este processo, desde o consenso entre EDP e REN até à mudança de posição da EDP em novembro de 2006 e ainda à assinatura do despacho 16982/2007. Foram ouvidos os principais argumentos a favor e contra a utilização das duas taxas, bem como a justificação dos principais intervenientes na condução do processo por parte do Governo, EDP e REN.

2.4 Mudança de posição da EDP

A 13 de Novembro de 2006, João Manso Neto envia a António Castro Guerra, Secretário de Estado Adjunto do Ministro da Economia e Inovação, os cálculos preliminares da EDP relativos à valorização da extensão do DPH. No e-mail, o administrador refere que estes “ainda são só valores da EDP” e que ainda falta trabalhar com a REN para chegar a valores finais. O valor apresentado considera apenas a taxa WACC 6.6% e apresenta um valor residual do total dos aproveitamentos hídricos de 1051M€.

No dia seguinte à EDP enviar estes valores ao governo, circula no conselho de administração da REN uma versão dos mesmos cálculos feita pela equipa da concessionária da RNT. Este documento, enviado a 5 de dezembro por Francisco Saraiva a José Penedos, Victor Batista e Paulo Pinho usa a mesma taxa WACC da EDP e chega a valores, “consolidados com a EDP” de 1045M€.

Assim, a 5 de dezembro, a REN ainda julga haver um consenso com a EDP sobre o valor residual a descontar no pagamento da EDP pela extensão do DPH até ao fim de vida útil dos equipamentos. Todavia, uma semana antes, a 30 de novembro, uma nova posição da EDP já tinha sido remetida ao Secretário de Estado Castro Guerra, incluindo taxas diferenciadas (4.7% para a atualização do valor residual e várias superiores para os *cashflows* futuros).

No início de dezembro, o presidente da DGEG, Miguel Barreto, envia um e-mail à REN a pedir mais simulações relativas a este cálculo, utilizando uma taxa de 4.13% em vez da WACC da EDP de 6.6%. A razão para este pedido é explicada pelo próprio Miguel Barreto na CPIPPEPE:

“No final de novembro ou logo no início de dezembro, não consigo precisar, foi-me transmitido que a EDP e a REN não tinham conseguido convergir nas suas posições. Tudo tinha que ver com o valor residual. Surgiram, concretamente, várias questões mas aquela que, de alguma maneira, se tem destacado foi a seguinte: a EDP entendia que o valor residual era um direito seu na compensação relativa aos CAE, cuja taxa de atualização já estava definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, e que apenas os cashflows, após o CAE, deveriam ser considerados para valorizar a extensão; a REN defendia que o valor residual era como um investimento que o Estado fazia para viabilizar a extensão e que ambos, valor residual e cashflows futuros, deviam ser avaliados com a mesma taxa, como se de um projeto único se tratasse. (...) É nesta altura que me é solicitado que interaja com a REN, no sentido de fornecer ao Governo uma comparação das duas posições, utilizando um modelo do Estado, que era o da REN. Depois de várias interações, finalmente recebi uma tabela que compara de forma correta as duas abordagens, com várias taxas de desconto — aliás, julgo que a tabela foi ontem aqui mostrada pelo Dr. Rui Cartaxo —, que reencaminhei ao Governo em janeiro e, a partir daí, nada mais tive que ver com o tema de extensão do domínio hídrico.”

(Audição Miguel Barreto)

Victor Batista, o administrador que conduziu o processo do lado da REN, diz não conhecer divergências anteriores com a EDP quanto às taxas a utilizar no cálculo do valor residual. Até ao pedido de Miguel Barreto, a REN acreditava que havia acordo e nunca recebera informação contrária da EDP:

“Eu tinha a informação interna de que havia acordo e, às tantas, recebi um telefonema da Direção-Geral de Energia a pedir algo que fugia ao acordo que a equipa interna da REN me tinha transmitido e, como não tinha nenhum telefonema, quer do Dr. Manso Neto ou de alguém da EDP para me dizerem alguma coisa, achei aquilo muito estranho e tentei combater e defender a ideia da REN durante cerca de um mês, mas o resultado é que não fui bem-sucedido, mas, pronto.”

(Audição de Victor Batista)

João Manso Neto, na CPIPREPE, afirma que a ideia da EDP não era a de utilizar a taxa de 6,6% para o cálculo do valor residual e que o primeiro e-mail enviado ao secretário de Estado foi continha um erro. Realça que o erro foi corrigido poucos dias depois e os novos valores enviados ao secretário de Estado:

“A nível das taxas de juro, não houve discussão com a REN. Não houve! Se está aí dito é porque foi uma imprecisão minha.

Agora também reconheço, eu erro muitas vezes na vida. As simulações que mandei ao Sr. Secretário de Estado, a 13 de novembro, tinham um erro, que, na altura, lhe expliquei.

Agora, perguntam-me assim: «Mas como é que estes indivíduos mandam uma coisa errada?!». Sabe porquê? É porque tínhamos uma relação muito transparente — não é promíscua, é transparente! —, porque todos queríamos chegar ao mesmo sítio.

[...] As simulações que foram entregues no dia 13 de novembro estavam erradas, como concluí pouco dias depois, porque havia um problema nas taxas, daí que, no final do mês de novembro — penso que isso também consta de vários documentos —, já estavam certos.”

(Audição João Manso Neto)

Assim, ouvidos todos os intervenientes, podemos concluir que, durante o mês de novembro de 2006, houve uma mudança de posição formal da EDP quanto ao método a taxa a utilizar no valor residual do cálculo da extensão do DPH. Não foi possível esclarecer a razão pela qual essa mudança de posição não foi comunicada diretamente à REN nas equipas de trabalho conjuntas, mas sim diretamente ao governo e à DGEG, que mais tarde informaram a REN da posição da EDP.

Após receber esta informação, Victor Batista, em janeiro de 2007 envia à DGEG as simulações pedidas e ao secretário de Estado Castro Guerra os cálculos da REN, onde inclui uma nota sobre a diferença de posições da EDP e REN, quantificada em 400 M€:

“Em resumo, existem dois pontos de vista em confronto: um, defendido pela REN, que o Valor Residual deverá ser descontado à taxa WACC do Produtor uma vez que se trata de uma parcela de investimento necessário à extensão da vida útil do centro hidroeléctrico até ao termo do título de domínio público; outro, defendido pelo Produtor, que o valor residual deverá ser descontado à taxa definida pelo DL 240/2004 na medida em que foi assim considerado na altura e, portanto, consitui um custo já assumido pelo mercado, pelo que não será razoável descontá-lo a outra taxa modificando o seu valor. De notar que as duas taxas de desconto levam a uma diferença de cerca de 400 M€.”

(Nota “CMEC”, enviada por Victor Batista a Castro Guerra em janeiro de 2007)

2.53 Decisão do Governo

Do lado do Governo, o processo foi conduzido no gabinete do ministro da Economia por Rui Cartaxo assessor no Ministério da Economia. Rui Cartaxo diz ter tido conhecimento da posição da EDP através de um estudo que a empresa encomendou à Rothschild e enviou ao Ministério. Quanto à posição da REN, Rui Cartaxo diz ter tido conhecimento dos cálculos enviados por Victor Batista que mais tarde lhe foram entregues por Maria de Lurdes Baía:

“Eu tive conhecimento deste documento por via do Ministério da Economia, e, poucos dias depois, também tive conhecimento por uma técnica da REN, que se deslocou expressamente ao Ministério da Economia e que mo entregou. (...) Na conclusão desse documento da REN diz-se o seguinte: «Para os pressupostos assumidos, o custo de capital da EDP após impostos varia entre 6,2% e 7,1%. Em termos médios, esse valor será de cerca de 6,6%»”.

(Audição Rui Cartaxo)

Rui Cartaxo afirma que perante a diferença de posições entre a REN e a EDP sobre o valor da extensão do DPH, a decisão do ministério foi a de pedir dois estudos independentes e, com base neles, fixar o valor por despacho:

“Foi decidido, então, pela equipa do ministério que fossem pedidas avaliações independentes a duas instituições financeiras de primeira linha, missão que veio a recair sobre o Caixa Banco de Investimento e o Credit Suisse First Boston. Com base nessas duas avaliações, o Governo veio a fixar o valor da extensão a pagar pela EDP, por despacho de 15 de junho de 2007, cerca de três meses depois de ter cessado funções no Ministério”.

(Audição Rui Cartaxo)

Os estudos das duas entidades chegaram ao Ministério em poucas semanas. O Caixa BI avalia extensão da concessão do DPH em 650 a 750 M€; o Credit Suisse em 704M€. Ambos utilizam abordagens próximas da defendida pela EDP quanto à taxa a utilizar no cálculo do valor residual: — por sinal, semelhantes às defendidas pelos professores Joao Duque e Miguel Ferreira. Na CPIPEPE foram levantadas dúvidas quanto ao curto tempo que estes bancos levaram a produzir os estudos, uma vez que equipas da REN e da EDP demoraram vários meses a fazer o mesmo tipo de exercício. Rui Cartaxo esclarece e diz não ter dúvidas que os dois bancos utilizaram a informação de base que estava no estudo da REN entregue por Maria de Lurdes Baía:

Se foi entregue ou não o modelo da REN aos bancos. Bom, não lhe sei responder com precisão se foi dada essa tal pen ou se foi dado o que lá estava, mas há uma coisa que sei: os bancos receberam essa informação da REN. Ela era oriunda da REN. Digo isto, primeiro, porque os próprios bancos dizem isso nos seus relatórios. Eu não tenho comigo a versão final dos relatórios dos bancos

— bem que a procurei, mas não tenho —, mas tive acesso a documentos do processo, em que está claramente escrito que esses elementos foram recebidos da REN.”

(Audição Rui Cartaxo)

Assim, do depoimento de Rui Cartaxo conclui-se que o governo, perante uma diferença de posição metodológica entre a EDP e a REN quanto às taxas a utilizar no cálculo da extensão do DPH, decidiu fixar o valor com base em dois estudos pedidos propositadamente para o efeito. Estes estudos tiveram por base os mesmos pressupostos dos cálculos da REN, mas utilizaram uma metodologia próxima da defendida pela EDP.

2.64 A utilização de duas taxas

Na CPIPREPE foram apresentados argumentos contrários, defendendo as posições da EDP e da REN quanto à taxa a utilizar no cálculo do valor residual. Parte de este debate repete os mesmos argumentos sobre utilização de uma ou duas taxas no cálculo dos CMEC.

Maria de Lurdes Baía defende que a avaliação da extensão do DPH tem de ser olhada como um projeto de investimento, que tem sempre o mesmo nível de risco e, portanto, terá sempre de ser calculado com uma só taxa:

“Numa análise de rentabilidade de um projeto de investimento, vamos determinar se aquele projeto assegura a remuneração e a recuperação do investimento e ainda aferir se há um excedente económico, que, neste caso, e tendo em consideração este critério de avaliação, será o aval do projeto. Ou seja, vamos determinar se aqueles fluxos anuais de receitas e de custos operacionais conseguem fazer face ao investimento e ainda assegurar um excedente e, portanto, o próprio critério de avaliação do projeto tem intrínseca a ligação entre o investimento inicial e os fluxos anuais, uma coisa não está dissociada da outra, não pode, pois têm o mesmo nível de risco. Estou a falar de um projeto que tem o mesmo nível de risco.

O custo de capital que vou utilizar para atualizar todos os fluxos do projeto, tem de refletir o risco daquele projeto e aí podemos entrar aqui em debates, mas será que os 6,6% era o valor correto? Será que os 7,8% ou coisa que o valha — sobre o qual li algures que foi considerado pelas entidades financeiras —, será que era um valor mais adequado? Eu aí aceito este tipo de discussão. Portanto, ok, estamos a falar de valores de custos médios ponderados de capital diferente aplicado aos mesmos fluxos. Eu aí aceito a discussão. Mas, pegar num investimento inicial e atualizá-lo a uma taxa e depois pegar nos fluxos anuais, que vão determinar...? São esses fluxos anuais que vão determinar a recuperação e a remuneração do meu investimento e se há ou não lugar a excedente, e atualizá-lo a uma taxa diferente? Isso para mim não faz qualquer sentido, não encontro o racional para justificar essa opção.”

(Audição Maria de Lurdes Baía)

A Comissão Europeia, em linha com as alegações da EDP, vem defende o cálculo com duas taxas. No documento de decisão final relativo à queixa apresentada a Comissão conclui que a metodologia utilizada pela REN não constitui uma prática de mercado.

“[A utilização de duas taxas de desconto] é justificada pelo maior risco operacional num contexto de mercado liberalizado, pela realização do mercado ibérico de energia, pelo desenvolvimento de um mercado da energia mais integrado a nível europeu, o que implica, no seu conjunto, mais incertezas sobre a geração de liquidez”.

“[Quanto à utilização de uma só taxa,] a metodologia da REN não constitui uma prática de mercado”

(Decisão da Comissão Europeia, 15 de maio de 2017)

Já João Manso Neto realça a forma consensual como todos os estudos aplicam taxas diferentes para o cálculo do valor residual e dos *cash flows*, excepto o estudo da REN:

“Chegamos às taxas de desconto. E aqui no slide 21 apresento as taxas de desconto dos assessores do Governo, as taxas de desconto dos nossos assessores e aquilo que os órgãos sociais da EDP quiseram, na altura. Como vêem, tudo isto anda à volta dos 700, 670, 800 e tal milhões. Tudo anda à volta das mesmas taxas; só uma é que está fora destes valores: a taxa de cálculo da REN. Não temos divergência nenhuma com a REN quanto aos fluxos futuros, aos pagamentos, às vendas, a quanto é que se produz; agora, quanto à taxa de desconto em mercado e ao domínio hídrico, não podemos estar de acordo, aliás, mais ninguém está de acordo, porque riscos diferentes não podem ter a mesma taxa”

(Audição João Manso Neto)

Rui Cartaxo partilha da opinião da EDP. Por se tratar de riscos diferentes devem ser aplicadas duas taxas. Porém, Cartaxo não tem a certeza que a diferença entre taxas deva ser tão elevada.

“Sobre esse tema, tenho a minha opinião e já a referi aqui. Acho que deveria haver duas taxas, porque os riscos eram, efetivamente, diferentes. Não sei se as diferenças deveriam ser aquelas que foram. Não me pronuncio sobre isso. Mas tenho uma ideia bastante clara na minha cabeça de que deveria haver duas”.

(Audição Rui Cartaxo)

Idêntica opinião tem Vitor Santos, que naquele ano assumiu a presidência da ERSE. Embora aceite a utilização das duas taxas, discorda da desproporção verificada entre elas:

“Não nos parece que esta desproporção existente entre as duas taxas tivesse de ser aquela que foi aqui utilizada. Porventura, poderia haver uma solução intermédia entre o valor estimado pela REN e o valor estimado pelas duas casas de investimento, que resultasse das taxas que foram propostas pelas duas casas de investimento.”

(Audição de Vítor Santos)

Já Victor Batista, ainda hoje acredita que o correto seria utilizar a metodologia defendida pela REN e que a fixação do valor da extensão do DPH foi uma decisão política:

Ou seja, ainda hoje estou convencido de que o critério, na altura, efendido pela REN é que deveria ter sido aplicado, mas houve outra decisão e tenho de a aceitar. Mas ainda hoje defendo isso! No entanto, devo dizer-lhe que é uma opinião muito técnica e não tenho uma informação mais vasta da «floresta», como têm os membros do Governo que olham para a economia no geral e que tem relações com outros Estados.

(Audição de Victor Batista)

Tal como no debate sobre a utilização de um ou duas taxas no cálculo dos CMEC, por se tratar de um assunto muito técnico com avaliações subjetivas de risco, não foi possível à comissão concluir com certeza que o método utilizado para o cálculo do valor residual foi o mais acertado. Porém, pode dizer-se que a utilização de duas taxas é hoje validada por várias opiniões técnicas e pareceres, incluindo o da Comissão Europeia, cuja decisão valida a metodologia utilizada nos dois estudos realizados por entidades bancárias contratadas pelo governo, rejeitando a metodologia preconizada pela REN por alegadamente não constituir uma prática de mercado. Acresce ainda que se poderá tentar abordar este tema de forma faseada:

a) caso não fosse atribuído à EDP o direito de extensão do DPH, é consensual, e decorre da letra dos CAE, que esta teria direito ao valor residual das centrais. Pelo baixo risco que estes fluxos tem associado, naturalmente teria que ser descontado a uma taxa baixa próxima das OT a 10 anos;

b) não sendo atribuído esse direito à EDP, haveria um concurso no qual os licitantes iriam pagar no máximo o valor actualizado das receitas em mercado. Estas receitas, seriam sempre muito próximas das apresentadas nos estudos da REN e dos Bancos e, têm associado um nível de risco elevado, pelo que teriam que ser naturalmente descontadas a uma taxa elevada ao nível da considerada pela REN ou mesmo pelos Bancos.

Ou seja, caso não fosse a EDP a escolhida, fica claro que teriam que existir duas taxas de desconto distintas.

2.75 O valor estratégico da extensão e a não consideração, na sua avaliação, dos futuros ganhos em serviços de sistema

Finalmente, o último aspeto discutido no cálculo da extensão do DPH foram as eventuais limitações da metodologia para, em 2007, projetar os rendimentos das centrais hidroelétricas em mercado no período entre o fim dos CMEC e o fim de vida útil dos equipamentos. O valor médio de mercado considerado para o cálculo da extensão foi de 50€/MWh e a sua utilização em 2007 não foi alvo de discussão na CPIPREPE. Porém, passados 10 anos da decisão, é possível aferir com maior precisão se este pressuposto da metodologia de cálculo se aproxima da realidade.

~~Neste contexto, a limitação mais importante da metodologia de cálculo do valor da extensão do DPH foi a de não considerar as receitas do mercado de serviços de sistema, que já são hoje uma parte significativa da remuneração das centrais hidroelétricas.~~ Obviamente, esta remuneração não poderia ser estimada em 2007, mas hoje já poderá ser possível quantificá-la, como explica Maria de Lurdes Baía:

“O mercado de serviços de sistema só entrou em funcionamento em 2009, portanto, não tínhamos quaisquer elementos, eu não conseguia valorizar essas receitas. Hoje sabemos que são muito valiosas, valem muito dinheiro, valem muitos milhões de euros. Na altura não tínhamos como quantificar essas receitas. (...) O que posso dizer —, mas, por favor, não extrapolem os números —, é que, no âmbito das revisibilidades anuais, a EDP devolveu cerca de 390 milhões de euros relativos às receitas de serviços de sistema. No total dos 10 anos, foi quanto a EDP devolveu”

Quando questionado sobre esta matéria na CPIPREPE, João Manso Neto afirma que os 50€/MWh considerados são um preço total de rede – que já inclui os serviços de sistema – e que o valor real observado nas centrais hidroelétricas está hoje abaixo dos 50€/MWh:

“Não pode pensar nos serviços de sistema, tem de pensar no preço total. E a resposta, até agora, o preço de 50, em termos reais, em termos realízed, é inferior ao preço que lá metemos. Pode vir a ser diferente, como sabemos. Amanhã, se vier a ser de 60 ou 70, será diferente, mas sugeria que não olhasse... (...) Portanto, o preço é o preço total. Tem de somar o preço do diário, dos serviços de sistema e, portanto, até ao ano passado, os preços realizados foram bastante inferiores aos preços que se tinham tido.”

Perante estas informações ~~aparentemente contraditórias dos dois intervenientes ouvidos sobre o assunto, não foi possível à comissão concluir se faria faz~~ sentido descontar eventuais verbas futuras decorrentes do mercado de serviços de sistema na valorização da extensão do DPH. ~~Porém, é do entender da comissão que esta situação merecia uma especial atenção por parte da ERSE. Por um lado estão já incluídas no preço de 50€ e por outro qualquer alteração nesta data seria considerada retroativa e teria problemas de legalidade~~

2.8 Custo de oportunidade para o SEN da antecipação da extensão do DPH

Além da segunda consequência dos acordos de cessação é que, obrigando à simultaneidade entre cessação do CAE e extensão do DPH, na prática obrigaram também à antecipação dessa decisão relativamente à data em que ela se impunha. Essa data era 2013, quando chegavam ao fim os primeiros CAE, das barragens do Picote, Pocinho e Bemposta.

Para além do benefício inerente à metodologia baseada em duas taxas de desconto, o Estado concedeu um benefício adicional ao ter aceitado negociar a extensão da exploração das centrais antes daquela data, no caso em 2007, sete anos antes. Esta decisão sobre a titularidade da exploração das centrais no período pós-CAE/CMEC poderia ter sido protelada para o fim dos CAE/CMEC. Caso se avaliasse a extensão em 2013, com exatamente a mesma metodologia e as mesmas taxas diferenciadas que foram usadas pelo governo, o valor a pagar pela EDP ascenderia a 1564ME, mais 573ME que o valor pago em 2007, capitalizado a 2013 à taxa do Estado.

	Factor de capitalização	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ano		0	1	2	3	4	5	6
Valor residual	1,0455	1356,0	1417,7	1482,2	1549,6	1620,2	1693,9	1770,9
Valor exploração	1,0789	2115,0	2281,9	2461,9	2656,2	2865,7	3091,8	3335,8
Valor líquido exploração		759,0	864,2	979,7	1106,5	1245,6	1398,0	1564,8
Evolução valor pago em 2007 à taxa dívida pública	1,0455	759,0	793,5	829,6	867,4	906,9	948,1	991,3
Benefício Estado fazer negócio mais tarde			70,6	150,1	239,1	338,7	449,8	573,6
Evolução valor pago ao wacc EDP	1,0789	759,0	818,9	883,5	953,2	1028,4	1109,6	1197,1
Benefício EDP ter feito negócio mais cedo			45,3	96,2	153,3	217,2	288,4	367,7

Quadro: valor de exploração da extensão da exploração e do valor residual das centrais hídricas em função do ano de avaliação, na perspectiva do decisor público, com as taxas de desconto adotadas pelo Crédit Suisse e admitindo que estas se manteriam constantes no futuro.

Conclusões

- O direito à extensão da utilização do domínio hídrico sem concurso [constava do Despacho 14315/2013](#) e foi incluído no projeto de DL 240/2004, preparado e remetido a parecer do regulador e à Comissão Europeia pelo ministro Carlos Tavares. Na sua preparação, tiveram papel importante os assessores do ministro e do secretário de Estado Franquelim Alves, respetivamente Ricardo Ferreira e

João Conceição. A Comissão Europeia veio a autorizar o texto do que viria a ser o DL 240/2004;

- A opção foi efetivamente conferida à EDP, com a aprovação do DL 240/2004 já sob o governo seguinte, com a energia sob a tutela do ministro Álvaro Barreto Despacho 14315/2003. Tal opção foi exercida e homologada como condição para a cessação dos CAE pelo Secretário de Estado Manuel Lencastre;
- ~~O valor desta opção resulta 1) da diferença entre o valor económico da produção elétrica futura e o valor residual dos equipamentos que, sob a legislação anterior, a EDP deveria cobrar no termo dos CAE; e 2) da obtenção de uma posição estratégica de monopólio, em particular na prestação de serviços de sistema, remunerados no período pós-CMEC. Destes, só o primeiro foi plenamente considerado nas avaliações de 2007;~~
- Após analisar o eventual auxílio de Estado ilegal relativo à extensão, sem concurso, da utilização do domínio hídrico pelas centrais hidroelétricas da EDP (processo SA 35429), a Comissão Europeia decidiu o arquivamento do processo. ~~A utilização pelo Estado português da metodologia que a Comissão veio mais tarde a validar resultou num preço mais baixo. Ora, o princípio adequado para a formação pelo Estado de um preço de venda seria o do investidor privado numa economia de mercado ou num concurso público, o que levaria à utilização de uma única taxa de desconto para todo o investimento (pagamento inicial do valor residual e proveitos futuros de exploração);~~
 - As avaliações defendidas pela EDP e pelas entidades bancárias, que a Comissão Europeia validou em 2017 ~~(excluindo a metodologia da REN por “não constituir prática de mercado”)~~, tomaram a entrega pelo Estado daquela opção à EDP como razão para considerarem garantido pelo Estado (menor risco) o valor residual das centrais no fim dos CAE, descontando-o à taxa da dívida pública. Por essa via, o valor atual em 2007 do valor residual aumentou, reduzindo a diferença em relação ao valor dos *cashflows* de exploração e portanto diminuindo o montante da contrapartida a pagar pela EDP. Adotando ~~aquela metodologia~~ metodologia das duas taxas, o Estado calculou o valor residual (direito singular da EDP e não comum ao mercado) a uma taxa de desconto mais baixa. ~~Tal não sucederia no caso de qualquer outro operador, que descontaria sempre o valor residual (que assegurava a transmissão das centrais no termo dos CAE), à mesma taxa utilizada para descontar os proveitos futuros da exploração dessas centrais.;~~
- ~~Para além do benefício inerente a esta metodologia de cálculo, o Estado concedeu um benefício adicional ao comprometer-se em 2005, na homologação dos acordos de cessação dos CAE, a conceder a extensão da exploração das centrais logo no momento da cessação antecipada (2007), quando os primeiros CAE/CMEC terminavam somente a partir de 2013. O valor económico da utilização do domínio hídrico no período pós-CAE/CMEC poderia ter sido calculado no fim dos CAE/CMEC, sendo nesse momento concretizada a subconcessão. Caso se avaliasse esta extensão em 2013, com as exatas~~

metodologia e taxas diferenciadas que prevaleceram, o valor a pagar pela EDP ascenderia a 1564,8 M€, mais 573,6 M€ que o valor pago em 2007, capitalizado a 2013 à taxa do Estado;

- Além de Ricardo Ferreira, que assessorou os ministros Carlos Tavares e Álvaro Barreto, e João Conceição, assessor do secretário de Estado Franquelim Alves — cujo papel foi central na preparação do DL 240/2004 e da homologação dos acordos de cessação dos CAE em 2005 —, Rui Cartaxo, adjunto de Manuel Pinho, teve grande influência no processo de avaliação da extensão do domínio hídrico. Rui Cartaxo manteve um fluxo permanente de informação com a EDP, como resalta das peças do processo judicial remetidas pela Procuradoria Geral da República à CPIPREPE, em que são reproduzidas comunicações que demonstram que Rui Cartaxo preparou diretamente com a cúpula da EDP os termos do aconselhamento desta empresa ao ministro Manuel Pinho, que Cartaxo assessorava, e que informou a EDP do andamento das diligências para a contratação das entidades bancárias a quem foram encomendadas pelo Estado avaliações do valor da extensão da utilização do domínio hídrico.

Recomendações

Criação de um mecanismo de revisibilidade anual da compensação paga ao Estado pela EDP pela subconcessão do domínio público hídrico. Ao longo do período desta extensão, este mecanismo deve:

- corrigir o efeito da subcompensação recebida da EDP em 2007 por efeito da utilização de duas taxas de desconto;
- incorporar nos cálculos dos ajustamentos todos os ganhos de exploração, incluindo os relativos a serviços de sistema, que os estudos de 2007 não puderam incorporar plenamente.

Foi diversas vezes referido nesta CPI que a EDP estaria disposta a reverter a extensão do Domínio Hídrico. Considerando esta abertura, deve o Governo fazer as contas a qual será a melhor alternativa a seguir, se é a manutenção do negócio tal e qual ele se materializou ou, se pelo contrário é benéfico reverter o negócio e proceder a um concurso público e pagar o valor residual a que a EDP teria direito no fim dos CAE:

Capítulo 3

A prorrogação das centrais de Sines e do Pego para além do prazo do CAE

A Central Termoeletrica de Sines foi construída na década de 80, integrada no plano de construção da zona industrial de Sines. É explorada pela EDP, sendo a central a carvão de maior potência no país, 1256 MW (4 grupos de 314 MW).

A Central Termoeletrica do Pego, detida pelo consórcio Tejo Energia, tem uma potência de 628 MW dividida por dois grupos, que entraram em serviço em 1993 e 1995.

Na década de 2000 foram realizados importantes investimentos em ambas as centrais no sentido de dar cumprimento à Diretiva 2001/80/CE, relativa à limitação das emissões para a atmosfera de certos poluentes provenientes de grandes instalações de combustão. Assim, as unidades foram equipadas com sistemas de dessulfurização, desnitrificação e redução de partículas.

Na sequência da legislação de 1995, a EDP e a Tejo Energia assinaram com a REN, Contratos de Aquisição de Energia. O regime jurídico destes contratos enquadra a produção por ele abrangida no âmbito do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e estabelece que essa atividade carece da atribuição de uma licença de produção vinculada (cuja produção é inteiramente absorvida pelo sistema público e remunerada por contrato).

Nos termos do Decreto-Lei 182/95, as licenças de produção vinculadas têm um prazo mínimo de 15 anos (artigo 60.º) e os direitos dos detentores dessas licenças são garantidos até ao final desse período (artigo 66.º). No caso das centrais abrangidas pelos CAE, o prazo da licença corresponde ao prazo de vigência do contrato.

Por seu lado, as licenças de produção não vinculada não tinham associado qualquer prazo de duração, tal como definido no n.º 4 do artigo 60.º do Decreto-Lei 182/95.

Sob o decreto-lei 240/2004, a cessação do CAE ~~resulta na atribuição de~~ impõe a passagem das centrais em regime vinculado (SEP) para o regime de mercado (SENV). Assim, tornava-se necessário habilitar as centrais que transitassem do SEP para o SENV com uma licença não vinculada para operar no âmbito do SENV que, de acordo com a legislação de 1995, não tinha qualquer tipo de prazo associado (sem prazo, nem contrato de aquisição de energia com o sistema público). ~~No caso de Sines, essa~~

Em 2006, com a alteração das Bases do SEN e a publicação do DL 172/2006, deixaram de existir licenças não vinculadas e passaram a existir licenças de produção em regime ordinário. É ao abrigo destas licenças que decorre a atividade de todas as centrais em mercado. Estas licenças também não têm prazo. Caso fosse intenção do Governo à altura que existisse um regime especial para licenças que outrora estavam abrangidas pelo conceito de licença foi atribuída vinculada, como era o caso dos CAE, teria sido uma ótima oportunidade para incluir qualquer alteração nesse sentido. Mas tal não foi feito e, portanto, as licenças aplicáveis às centrais a operar em regime ordinário não tinham qualquer prazo associado.

Assim, em 2007 ~~e~~ como, quando cessaram antecipadamente os CAE das centrais EDP, foram atribuídas licenças de produção em regime ordinário, sem prazo (como determinava a legislação em vigor), a todas as centrais que transitaram para mercado, tratou-se de um mero ato administrativo da DGEG e, conforme referiu Miguel Barreto à CPIPPEPE.

De entre as centrais às quais foi atribuída licença de produção em regime ordinário, estava a central de Sines o que permitiu que, dez anos depois, findo o período CAE e terminada a amortização da central pelos consumidores (já sob regime CMEC), a EDP pudesse continuar a produzir em mercado sem pagar qualquer compensação ao SEN. No caso do Pego, a Tejo Energia recusou a cessação do CAE daquela central, cuja vigência termina em 2021.

Ao longo dos trabalhos da CPIPPEPE, foi analisada a consistência da legislação de 2004 com a de 1995 em termos de equilíbrio contratual, procurando-se determinar a eventual existência de vantagem económica desadequada, bem como a autoria e a validade legal das decisões que lhe tenham dado origem.

1. A prorrogação da central de Sines para além do prazo do CAE

1.1 As definições do CAE

Na defesa da neutralidade económica da passagem da Central de Sines do regime CAE para o regime CMEC sem qualquer compensação ao sistema elétrico nacional, destacou-se o depoimento de Miguel Barreto, diretor-geral de energia (2004-2009) em funções no momento da aprovação do DL 240/2004 e também em 2007, no momento da atribuição à EDP da licença de produção não-vinculada prevista naquele decreto-lei.

Não foi o diretor-geral de energia que decidiu dar uma licença sem prazo à EDP. Isso decorria da lei. A lei não previa qualquer prazo nem tão pouco permitia que fosse fixado um prazo na licença. Também é falso que o diretor-geral tenha dado a central à EDP. Não deu, nem podia dar. Licença nada tem a ver com propriedade ou com remuneração da central. Se não podia dar, também não podia cobrar. É totalmente descabido dizer que foi oferecido à

EDP algo ~~que já que já~~ era seu, pelo menos, desde 1996 (...) A partir do momento em que a Procuradoria-Geral da República emitiu o Parecer n.º 26/2017, as coisas são inequívocas. Ou seja, existia uma cláusula no CAE, que era válida, a cláusula 26.4.2, que dizia que a REN não podia tomar posse da central, nem sequer a podia colocar a concurso. A central era, efetivamente, da EDP. (...) O Estado, para tomar posse daquela central, teria de expropriar a EDP e, se expropriasse a EDP, teria de a indemnizar”.

(Miguel Barreto)

No entanto, uma leitura atenta do Parecer do Conselho Consultivo da PGR e dos termos do próprio CAE não permite tal conclusão. Como a seguir se demonstra, sendo verdade que está vedada à REN a possibilidade de, no final do contrato, lançar concurso para os grupos produtores existentes, ~~não é verdade que a REN não pudesse tomar posse da central~~, nem é verdade que, no final do contrato, concluída a amortização, houvesse lugar a qualquer indemnização à EDP.

Segundo o referido Parecer, ~~no regime dos CAE era uma possibilidade que teria que ser acordada pelas partes~~ a continuidade da ~~exploração da~~ central após o ~~fim~~ termo do ~~contrato~~ CAE, não ~~erasendo~~ um direito ~~absoluto~~ da EDP ~~continuar essa exploração~~. Pelo contrário, pertencia à REN a opção entre negociar com a EDP sobre as condições de uma eventual continuidade depois do final do contrato ou simplesmente terminar a atividade da central, desmantelando-a e ~~suportando os respetivos custos e~~ eventualmente lançando concurso para a instalação de novos grupos produtores.

Eis a leitura do CAE de Sines feita nas conclusões do parecer do Conselho Consultivo da PGR:

“19ª. No CAE de Sines, ao dispor-se sobre a futura utilização do sítio da Central, nas hipóteses de extinção do CAE por este terminar na data prevista para o seu fim, nos termos da cláusula 25.1.3., ou por resolução unilateral da Concessionária da RNT [REN], nos termos da cláusula 23, relativamente à totalidade da Central, estabeleceu-se na cláusula 26.4.2. que a Concessionária só poderá utilizar o sítio para a construção de novos grupos geradores, devendo lançar o respetivo concurso mediante decisão da Entidade de Planeamento, esclarecendo-se que, nessas circunstâncias, fica expressamente vedado à RNT voltar a colocar a concurso a exploração da Central com os Grupos existentes à data da cessação ou resolução unilateral do contrato, ou explorar por si mesmo a Central.

20ª. Pretendeu-se com a cláusula em análise salvaguardar a produtora de uma tomada de decisão da Concessionária da RNT no sentido de não propor a extensão do contrato de aquisição de energia ou recusar a extensão proposta pelo produtor ou ainda de resolver esse contrato, mediante a invocação de situações em que a exploração da Central Electroprodutora deixa de ser

economicamente viável, com a conseqüente transferência da posse da Central, com a finalidade de posteriormente se entregar a sua exploração a outra produtora ou da Concessionária a explorar ela própria”.

Em síntese, desde que a produção da central de Sines fosse viável economicamente e conforme com as orientações do Planeamento do SEN, a central deveria permanecer em mãos da EDP. Mas não sem condições.

“21ª. Sendo estes os objetivos da cláusula questionada, deve a mesma ser interpretada restritivamente, de modo a dela estarem excluídas as situações em que a transferência da posse da Central Electroprodutora e do sítio onde ela está implantada para a Concessionária da RNT ocorre, não por opção desta, mas porque a produtora rejeitou as propostas alternativas de extensão do contrato de direito de superfície ou de transferência da propriedade do sítio (...).”

*“Com uma antecedência mínima de 5 anos relativamente à Data de Fim de Contrato, a RNT notificará o produtor do interesse na extensão do contrato, relativamente a todos ou alguns Grupos da Central. Neste caso, o produtor deverá responder por escrito, num prazo máximo de um mês manifestando ou não o seu interesse em **iniciar negociações** nesse sentido”.*

(da cláusula 25.1.1 do CAE da Central de Sines, negrito do relator)

Com efeito, o CAE de Sines prevê, na cláusula 26.1.1, que, se a REN optar por não fechar a central, como seria seu direito fazer no final do contrato, e todavia não chegar a acordo com a EDP sobre as condições de venda do sítio ou de extensão do contrato, impõe-se a transferência da central e do seu sítio para a posse da REN. Diz a cláusula 26.1.1:

*“Na data de fim do contrato: a RNT poderá optar, de acordo com a proposta da Entidade de Planeamento, confirmada pela Entidade Reguladora, entre: a) tomar de imediato posse da Central e respetivo Sítio, **terminando o Contrato de Direito de Superfície** e transferindo para a RNT a posse sobre as instalações e terrenos da Central, incluindo todos os bens imóveis, sem direito a qualquer indemnização adicional por parte do Produtor para além do previsto neste Contrato; b) propor ao Produtor a extensão do Contrato de Direito de Superfície por um período e **em condições a definir**, durante o qual o Produtor poderá funcionar como Produtor Não Vinculado; c) transferir a propriedade do Sítio para ao Produtor que passará a funcionar como Produtor Não Vinculado”.*

(da cláusula 26.1.1 CAE da Central de Sines, 26 de setembro de 1996, negritos do relator→))

Sobre a questão de eventuais indemnizações a pagar à EDP pelo encerramento da central, o parecer da PGR refere que:

«Sem prejuízo dos direitos e obrigações assumidos por qualquer das partes anteriormente ao terminus do contrato, no caso de resolução parcial ou total do contrato, nos termos previstos na cláusula 23, a Concessionária da RNT ficava obrigada ao pagar, a título de indemnização, ao Produtor, o Valor Atual de Referência do Grupo, ou Grupos, ou da totalidade da Central, tal como definido no Anexo 10 do contrato (cláusula 26.1.2), em que se procura obter o valor residual da Central, tendo em atenção as remunerações já satisfeitas pela Concessionária da RNT».

Ouvido na CIPREPE, o secretário de Estado da Energia, João Galamba, afirmou:

“A EDP pode ter tido ganhos que não foram tidos em conta na altura, mas teve-os e hoje não podemos fazer muito em relação a isso. A capacidade negocial do Estado também não é muito grande, porque a EDP, nesse caso, pode sempre dizer não. Ou seja, posso propor imensas coisas, posso dizer que houve um benefício decorrente da nova licença em mercado de Sines que não foi tida em conta em 2004 quando procurámos garantir a neutralidade. Foi mal feito em 2004, mas foi feito em 2004, consagrado num decreto-lei em 2004 e agora é assim que as coisas são. Se me pergunta se gosto, não, não gosto, mas infelizmente tenho de viver com essa decisão”

(João Galamba)

1.1.2 Do direito de superfície

Na preparação da cessação antecipada dos CAE, o Decreto-Lei nº 198/2003 veio definir as condições de transferência da propriedade e posse dos terrenos da REN afetos aos centros eletroprodutores que abastecem o SEP. O artigo 4.º deste Decreto-Lei dispõe que a REN fica autorizada a transferir para os produtores os seus terrenos que constituem os sítios dos centros electroprodutores termoelétricos. Refere ainda que a transmissão abrange todos os direitos e obrigações relacionados com a propriedade e posse dos referidos terrenos, à exceção dos direitos de superfície constituídos sobre os terrenos onde se encontram instalados esses centros produtores.

Assim, a REN só procurou aplicar esta orientação do governo às centrais térmicas do Pego, Setúbal, Carregado, Tunes e Tapada do Outeiro, cujos terrenos foram avaliados em 2004 para efeitos de venda ou arrendamento, segundo regras estabelecidas na Portaria 96/2004. Nestes casos, além da obrigação de compra ou arrendamento dos terrenos, os produtores assumem o encargo com o desmantelamento das centrais.

A Central de Sines não foi abrangida pela portaria 96/2004 pois existia desde dezembro de 1987 um contrato de cessão onerosa de direitos de superfície, celebrado entre um instituto do Estado (o Gabinete do Planeamento de Desenvolvimento da Área de Sines) e a EDP, válido por 40 anos, com efeitos a agosto de 1980.

Para o ex-diretor geral Miguel Barreto, que aplicou a portaria 96/2004, validou avaliações realizadas em 2004 e concretizou a venda de terrenos em 2007, a especificidade de Sines ~~é única: é~~
única:

“A grande diferença deste direito de superfície, que é quase um direito de propriedade, é que dá direito à EDP, enquanto quiser, a prorrogar, por sua iniciativa, quantas vezes quiser, ad aeternum”²²”.

~~Ao contrário do que assevera o ex-diretor geral Miguel Barreto, este contrato de direito de superfície está longe de ser um direito de propriedade. Nos termos das já transcritas cláusulas 25.1.1 e 26.1.1, a REN tinha a opção de, em 2017, determinar unilateralmente a interrupção do direito de superfície, mesmo antes do fim do prazo contratado (2020), transferindo para a RNT a posse sobre as instalações e terrenos da central.~~

~~Esse direito de opção da REN, previsto no CAE, cessou com este em 2007. De imediato, quando ainda faltavam treze anos para o termo da vigência do contrato de direito de superfície assinado com Gabinete da Área de Sines (GAS, Estado), a EDP comunicou a sua intenção de o renovar.~~

~~Entretanto, a propriedade e posse dos terrenos inicialmente geridos pelo GAS tinha passado para o IAPMEI (que os entregou à gestão da AICEP Global Parques). De acordo com o contrato original, esta prorrogação dependeria apenas da demonstração de vontade pela superficiária, a EDP. Uma recusa pela parte do fideiussor deveria basear-se em “fundamento legal” ou “violação do contrato”. A AICEP Global Parques automaticamente reconheceu aquela pretensão e definiu como novo prazo o ano 2060.~~

1.1.3 Dos custos de desmantelamento das centrais

No seu depoimento na CPIPREPE, o presidente do conselho de administração da EDP, António Mexia, defendeu que “no âmbito da extinção dos CAE, a EDP ficou responsável pelo pagamento dos custos de desmantelamento”. No mesmo sentido, o ex-diretor geral de energia, Miguel Barreto, argumentou:

“O CAE dava o direito a que a EDP dissesse: «Não quero prorrogar» e, então, aplicava-se a tal alínea a) e a REN tinha de tomar posse do sítio, não lhe podia tocar, não podia concursar e o consumidor português tinha de pagar o desmantelamento todo da central. Portanto, efetivamente, aqui, em termos de equilíbrio, a EDP quando assinou o CMEC, perdeu o direito a ver os custos de desmantelamento pagos pelo setor elétrico. Isso é inequívoco! Em termos de equilíbrio, relativamente à assinatura do CMEC, faz com que a EDP perca o direito de ser o setor elétrico a pagar o desmantelamento da central. E estamos a falar de um valor superior a 100 milhões de euros! (...) Lembro que a Agência

Internacional de Energia estima o custo de desmantelamento de uma central em mais ou menos 5% do investimento.”

No entanto, a passagem do SEN para a EDP da obrigação do desmantelamento da central de Sines - que a ERSE avalia em 73 milhões de euros - não se encontra nos acordos de cessação nem na lei 240/2004. Solicitada a demonstrar o suporte legal ou contratual dessa sua alegada obrigação, a EDP remeteu à CPIPREPE um conjunto de documentos que em nada suporta aquela alegação mostram que nas obrigações ambientais a EDP estará obrigada a devolver o sítio com a central desmantelada.

~~Contra a alegação da EDP, existe ainda o precedente da central do Barreiro, que também ocupava terrenos com direitos de superfície constituídos. Estando obsoleta à data do final do CAE, a central passou para a posse do Estado e o seu desmantelamento foi pago pelos consumidores de eletricidade na sequência do reconhecimento pela DGEG e pela ERSE da sua repercussão tarifária (na revisão do encargo fixo das revisibilidades anuais dos CMEC de 2010 e 2011), num total de 3,1 milhões de euros.~~

~~Finalmente, no cenário base da avaliação económica da prorrogação da prorrogação da central de Sines, a ERSE assume que aqueles custos - avaliados em 73 milhões de euros - não são da EDP (ainda que apresente também o caso oposto como cenário alternativo).~~

~~Em síntese, sob o CAE da central de Sines:~~

~~-ambas as hipóteses de extensão do funcionamento da central previstas pelo CAE - mediante venda do terreno ou extensão da produção - implicavam uma transferência de valor da EDP para a REN. É sobre essa transferência que, no fim do CAE, se deveria “iniciar negociações” (cláusula 25.1.1);~~

~~-na ausência de acordo entre EDP e REN para uma extensão ou para a venda do terreno no final do contrato, a REN podia interromper o direito de superfície, tomar posse do sítio e desmantelar a central; neste caso, não haveria lugar a qualquer indemnização à EDP; tanto o CAE como o próprio direito de superfície ligam eventuais montantes indemnizatórios ao valor residual da central (por amortizar) no momento da resolução (igual a zero desde 2017);~~

~~-os custos com o desmantelamento da central constituem encargo do Estado;~~

1.2 As definições do Decreto-Lei 240/2004

Ao condicionar a cessação antecipada dos CAE à atribuição de licenças de produção não vinculadas (sem prazo) aos centros electroprodutores afetados, o artigo 14.º do Decreto-Lei 240/2004 tratou diferentemente as centrais hídricas e as termo-elétricas. Às primeiras, impunha como prazo o termo da concessão do domínio hídrico, no termos da alínea vii) do ponto 1 do artigo 4º:

“Na hipótese de os respectivos produtores pretenderem manter a exploração até ao termo da concessão do domínio hídrico, ao valor do CAE é deduzido o valor residual dos bens que, nos termos do respectivo título de concessão, não devessem reverter gratuitamente para o Estado no final do contrato”.

Relativamente às centrais térmicas, não ficou prevista como contrapartida daquela possibilidade qualquer forma de compensação adicional à prevista no DL 198/2003 - a compra/arrendamento dos terrenos e a passagem dos custos de desmantelamento para o produtor. Como já descrito, estas compensações não foram exigidas a central de Sines (a única central térmica ~~que, após o fim do CAE/CMEC continuou a operar em mercado~~), com CAE que hoje subsiste).

Assim, com a cessação antecipada do CAE, tendo caducado todos os direitos que este constituía, a nova legislação não previu qualquer transferência de valor da EDP para o SEN pela operação de Sines após 2017.

Esta nova legislação teve autorização do Parlamento Português e da Comissão Europeia.

“Não me apercebi, na altura (...) que o Decreto-Lei n.º 240/2004 abria essa porta [da licença perpétua para Sines]. De qualquer forma, se está a perguntar como é que avalio, ponho as coisas nos seguintes termos: a EDP viu remunerado o investimento que fez na central, portanto, obteve uma taxa de remuneração sobre o investimento; todos os custos que teve foram-lhe pagos; recebeu a amortização da central; (...) recebeu a amortização do capital; os investimentos que foram realizados na central, por imposição ambiental, foram pagos pelos consumidores; e, no fim, a central ficou para a EDP. Se me permite esta analogia, é um bocadinho como eu ir ao banco pedir um empréstimo para comprar casa, pago o empréstimo todo e no fim o banco diz: «ó meu amigo, há aqui uma alínea qualquer em que nunca ninguém tinha reparado que diz que, afinal, a casa é minha».

Paulo Pinho, assessor do ministro Carlos Tavares (2002-2004)

~~Logo em maio de 2004, a ERSE dedicou o ponto 12.3 do seu parecer prévio ao DL 240/2004 precisamente aos “parâmetros e metodologia de cálculo dos CMEC e a prorrogação do prazo das licenças”. Os alertas do regulador focaram-se nas centrais hídricas e na relação entre os prazos dos contratos e licenças (iguais e mais curtos) e os prazos da concessão do domínio hídrico (mais longos). Mas o princípio afirmado pela ERSE no parecer aplicava-se inteiramente ao caso de Sines:~~

~~“Embora o n.º 2 [do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 183/95] disponha que o prazo do contrato de vinculação deva ser igual ao prazo de duração da licença, a verdade é que o prazo de utilização do domínio hídrico é muito superior ao prazo de duração dos contratos de vinculação.~~

~~Resulta daqui que, na prática, os termos de formulação da citada alínea [do n.º 1 do artigo 4.º do DL 240/2004] traduzem uma prorrogação implícita da licença de produção. Assim sendo, esta prorrogação deve ter uma tradução económica a favor do sistema eléctrico, devendo ser levada em linha de conta na determinação dos CMEC. A não ser assim, está-se a conferir aos produtores, sem qualquer correspondência no sistema eléctrico, vantagens que não resultam dos CAE se estes contratos fossem cumpridos nos seus precisos termos. Ora, para além da imediata prorrogação da licença ser questionável à luz dos princípios da Directiva 2003/54/CE, já que não confere aos interessados igualdade de oportunidades e de tratamento, a ausência de correspondência económica no sistema eléctrico torna este acto ilegítimo. Donde, importaria adoptar uma disposição expressamente aplicável à prorrogação das licenças”.~~

~~(Parecer ERSE ao DL 240/2004, entregue ao governo em maio de 2004)~~

Assim, para a ERSE, era “questionável” a ausência de concurso para atribuição da exploração das centrais no período adicional ao previsto no CAE. Mas a “ausência de correspondência económica no sistema eléctrico” foi antevista e severamente condenada. Este alerta não foi levado em conta no Ministério da Economia. Em julho de 2004, com a mudança de governo, Carlos Tavares deixou a Álvaro Barreto a equipa para a Energia e o projeto de Decreto-Lei criticado pela ERSE -, recusou na CPIPEPE a sua responsabilidade na redação da lei:

“Daqui a um bocado o Sr. Deputado ainda vai dizer que qualquer coisa que aconteça em 2023 é porque estava a porta aberta no Decreto-Lei n.º 240/2004... Que não é meu, atenção!...”

Carlos Tavares, ministro da Economia (2002-2004)

Na Comissão de Inquérito, os restantes membros do governo que prepararam (Franquelim Alves) e aprovaram (Manuel Lencastre) o DL 240/2004 não responderam a respeito deste tema.

“Não tenho memória de qualquer tipo de discussão sobre esse tema [operação de Sines após 2017] nem sequer a noção de que, por via do decreto-lei que estava em discussão no meu tempo...”

(Franquelim Alves, secretário de Estado Adjunto do ministro da Economia, 2002-2004)

“Álvaro Barreto não se recorda de ter recebido qualquer alerta para o parecer da ERSE sobre o tema CMEC. Diz que o processo legislativo vinha de trás e que o tema foi tratado pelo seu então secretário de Estado adjunto, Manuel Lencastre”.

(Observador, 16 de junho de 2017)

“Esta matéria tinha passado pelas várias entidades reguladoras que tinham dado pareceres nesta matéria e eram pareceres grandes. (...) O XV governo [Durão Barroso]

não incorporou aqueles [contributos] que, legitimamente, entendeu não incorporar. (...) Devo ter lido a introdução, as conclusões, que é aquilo que faço quando os documentos são muito grandes”.

(Manuel Lancastre, secretário de Estado do Desenvolvimento Económico, 2004-2005)

“Em relação à questão do Eng.º Álvaro Barreto não conhecer o estudo da ERSE, só pode ser outra surpresa. Não sei se ele terá dito isso assim. Até por uma razão simples: o Prof. Ricardo Ferreira continuou a ser assessor do Eng.º Álvaro Barreto”.

(Carlos Tavares, ministro da Economia, 2002-2004)

No entanto, já antes dos alertas da ERSE, a “*prorrogação implícita da licença de produção*” citada pelo regulador resultava evidente, em função dos novos investimentos planeados para a central. A equipa que preparou o DL 240/2004 estava muito informada desse processo: Ricardo Ferreira (adjunto do ministro Carlos Tavares), João Conceição (assessor do secretário de Estado Franquelim Alves) e o diretor-geral da Energia, Jorge Borrego (depois substituído por Miguel Barreto), acompanharam pessoalmente a transposição para a ordem interna das obrigações da Diretiva 2001/80/CE, relativa às emissões de certos poluentes provenientes de grandes instalações de combustão, e foram encarregados de conduzir junto da Comissão Europeia o processo de autorização investimentos ambientais previstos para as duas maiores centrais a carvão, Sines e Pego.

Esses investimentos ambientais - que vieram a orçar em 320 milhões de euros no caso de Sines - prolongaram a vida útil destas centrais muito para além do prazo do CAE e do fim da sua amortização, tendo sido pagos e remunerados pelos consumidores- nos termos previstos nos CAE da década de 90 e da continuidade que lhes foi dada no âmbito do CMEC. Ao invés, a outorga de licenças sem prazo que permite aos produtores usufruir desses equipamentos por um período adicional não foi “*levada em linha de conta na determinação dos CMEC*”, como a ERSE defendeu junto do governo na preparação do DL 240/2004.

Outro argumento a ponderar é aquele que foi apresentado por Miguel Barreto acerca da incorporação pelo Estado, através da receita das privatizações, do valor da prorrogação da central de Sines:

“Esse valor económico que estava nos balanços da EDP foi atribuído em 26 de setembro de 1996 e foi apropriado pelo Estado”.

(Miguel Barreto)

Esta afirmação carece de sustentação, visto que a única informação oficialmente disponível para os investidores que acorreram às diferentes fases da privatização da EDP era a dos documentos do planeamento do SEN, a qual sempre enunciou o descomissionamento de Sines no final do CAE, em 2017.

“Nos relatórios de monitorização de segurança de abastecimento, a REN sempre considerou que, a partir do dia 31 de dezembro de 2017, não havia Sines; o que havia eram novos grupos de ciclo combinado ou, então, grupos a carvão, porque estavam reservados, por um decreto antigo, 800 MW de carvão de novas tecnologias de eliminação do CO₂, etc., etc. Portanto, (...) a REN, a partir de 31 de dezembro [de 2017], tinha Sines a zero. Era a informação que tínhamos! Nós não sabíamos disto!”

(Victor Baptista, administrador da REN até 2010)

“O Decreto-Lei n.º 29/2006, estabelece o princípio de que o regime que se aplica à produção ordinária é o regime de mercado. (...) Um ano antes de se atingir o fim do prazo dos CAE devia ser organizado um concurso público. Explicitamente, isso resulta da conjugação dos CAE — a cláusula 26.1.1. existe em todos os CAE —, com o Decreto-Lei n.º 29/2006, verificando-se que o concurso público é mesmo obrigatório ou, melhor, seria obrigatório.”

(Vitor Santos, ex-presidente da ERSE - 2007-2017)

A ~~própria~~ atribuição ~~de uma~~ licença sem prazo em 2007 ~~não podia ser do conhecimento dos potenciais investidores. Além de não ter sido~~ comunicada à ERSE, não foi do conhecimento público nem sequer do setor, como atestam diversos depoimentos:

“A Autoridade da Concorrência não foi chamada a pronunciar-se. Numa análise estrita de ajuda de Estado, isso [a operação de Sines após 2017 sem compensação ao sistema] não faz qualquer sentido”.

(Abel Mateus, presidente da AdC, 2003-2008)

“A REN não teve qualquer conhecimento sobre a licença de Sines! Qualquer conhecimento! Não sabíamos da extensão... Soubemos mais tarde, claro! Já em 2012 ou 2013”.

(Victor Baptista, administrador da REN até 2010)

“Não sei em que condições é que foi atribuída esta extensão e, de facto, a existência ou a falta de contrapartidas não foi tema de que eu tivesse conhecimento na altura”.

(Rui Cartaxo, adjunto do ministro da Economia, Manuel Pinho, 2005-2008)

Neste âmbito, Manuel Pinho chama a atenção para o quadro legal que data da década de 90:

“As empresas não pagam licenças, as licenças são todas dadas, não é?! Portanto, nesse caso, não sei responder com exatidão, peço desculpa, posso tentar informar-me, mas as licenças de produção são dadas, são gratuitas”

(Manuel Pinho, ministro da Economia, 2005-2008).

Em síntese, a cessação do CAE de Sines:

- ~~— não teve em conta a legislação posterior a 2004 que remetia a produção ordinária a regime de mercado e a procedimentos concorrenciais;~~
- ~~— tirou à REN a capacidade de interromper o direito de superfície cedido pelo Estado à EDP;~~
- ~~—~~;
- ocorreu em paralelo com avultados investimentos ambientais previstos no DL 240/2004, pagos pelos consumidores ~~e que permitem a extensão da operação da central para além de 2017~~ nos termos inicialmente previstos nos CAE de 1996 e assumidos no âmbito dos CMEC e que permitiram que a central de Sines não tivesse sido antecipadamente encerrada por incumprimento dos limites de emissões;
- ocorreu após alerta da ERSE para ~~a, vna sua opinião, haver~~ ilegitimidade da prorrogação de prazos contratuais sem compensação económica para o SEN;
- ~~— eliminou a atribuição ao SEN da responsabilidade pelo desmantelamento da central de Sines, expressamente prevista no CAE, sem a redefinir de qualquer forma; em última análise, aquela responsabilidade mantém-se no fundo do direito de superfície — o IAPMEI (Estado);~~
- ~~— constituiu uma nova ajuda de Estado à EDP (não comunicada à Comissão Europeia em 2004 nem depois) e uma distorção à concorrência;~~
- ~~— constituiu uma vantagem para os acionistas, que, na privatização da empresa, não incorporaram nas suas ofertas o valor desta prorrogação, que só podiam desconhecer, dado que toda a informação disponível apontava o descomissionamento de Sines para 2017 (cf. prospetos das várias fases de privatização; Relatórios de Monitorização da Segurança do Abastecimento até 2014).~~

1.3 Valorização económica da prorrogação de Sines

A única avaliação económica da prorrogação da central de Sines conhecida ~~publicamente~~ é a que a ERSE entregou ao governo, a pedido deste, em fevereiro de 2018. Essa avaliação considera a operação da central por 8 anos adicionais, até 2025. No cenário base, o valor atualizado líquido (VAL) da prorrogação será de 951 milhões de euros. Este valor económico será afetado pela redução da isenção de ISP introduzida no orçamento de Estado para 2018, mas ainda assim é positivo em centenas de milhões de euros.

Cenário Base [8 anos]



Segundo a ERSE, o VAL positivo da exploração da central baixa para 571 milhões de euros num cenário desfavorável em que o carvão e o CO2 custam mais 50% e 35%, respetivamente, e em que o desmantelamento da central, estimado em 73 milhões de euros, é reconhecido como encargo da EDP.

No entanto, é necessário referir que o Estudo da ERSE ainda não foi alvo de nenhum contraditório e contém um conjunto de pressupostos que estão claramente desactualizados. Um exemplo destes pressupostos é o valor das licenças de CO2 que não são consideradas a 27€/ton que é o valor actualmente considerado e que de acordo com as declarações do Sr. Ministro do Ambiente Matos Fernandes, perspectiva-se que continuem a subir. Com efeito, no estudo da ERSE assumiu-se que essas licenças teriam um custo inferior a 5€/ton, o que já de si demonstra a fragilidade da análise efetuada. Também não é conhecido se os pressupostos de custos de funcionamento da central correspondem aos reais

2. A prorrogação da central do Pego para além do prazo do CAE

Não tendo sido objeto de cessação ao abrigo do Decreto-Lei 240/2004, o CAE da Central do Pego, assinado entre a REN e a Tejo Energia mantém-se em vigor e termina a 31 de dezembro de 2021. Nestas circunstâncias, não houve lugar à aplicação do Decreto-Lei 240/2004, pelo que a licença de produção caduca quando terminar o CAE.

Ao contrário da central de Sines, os terrenos da central do Pego foram adquiridos pelo titular da licença de produção ao abrigo do Decreto-Lei 198/2003, o que significa que

houve a transmissão dos direitos e obrigações relacionados com a propriedade e posse do terreno da central, incluindo o desmantelamento da central.

Essa compra não resultou de necessidade imposta por cessação do CAE (que não ocorreu) mas por simples interesse das partes, Tejo Energia e REN, que assinam em maio de 2005 um contrato promessa de compra/venda do terreno. As mesmas partes que, ~~simultaneamente~~ ~~simultaneamente~~ à venda, em Maio de 2007, assinaram um “acordo de emenda” ao CAE (*ammendment agreement*) em que a REN renuncia a um conjunto de direitos, desde logo o direito à reversão dos terrenos e da central no termo do CAE, e se obriga a proporcionar à central do Pego todas as condições técnicas para a prorrogação da sua produção. Nesse acordo de emenda ao CAE, a Tejo Energia assume os custos com seguros e os encargos do descomissionamento e desmantelamento da central.

"A Tejo Energia, quando adquire o terreno da central do Pego, no ano de 2005 ou de 2007, já tinha um direito de superfície, pelo qual pagámos 27 milhões de contos, que foi pago logo à cabeça, e (...) comprou a possibilidade de ter a propriedade [do terreno e da central] após 2021. (...) Há uma escritura pública. Compramo-la à REN por 23 milhões de euros e assumimos o seu desmantelamento"

Beatriz Milne, CEO da Tejo Energia

Em 2004, os terrenos da central foram avaliados por duas instituições financeiras em 118 milhões de euros e 157 milhões. Menos de um mês depois ~~essas~~ avaliações foram revistas em baixa para um intervalo entre quatro e 36 milhões, acabando por ser feita a venda por 23 milhões, valor proposto pela REN e mais tarde aprovado pelo diretor geral de energia, Miguel Barreto. ~~A CPIPREPE não logrou esclarecer os fundamentos dessa modificação.~~

Em face dos parâmetros para a avaliação dos terrenos das centrais térmicas, definidos na portaria 96/2004 e seguidos pela consultora CPU e pela Caixa BI, verifica-se que os valores avaliados refletem apenas critérios estritamente imobiliários, não incluindo qualquer parcela relativa à central. Assim, o valor económico da possibilidade de operar a central do Pego após 2021 nunca foi objeto de qualquer avaliação específica, tendo a REN e a Tejo Energia assinado o acordo de emenda ao CAE, em 2007, em torno de dois valores parciais: um presente, o do solo (23 milhões), e outro futuro, o desmantelamento da central (não avaliado formalmente mas cujo custo a Tejo Energia estima hoje em 40 a 50 milhões de euros, cf. audição de Beatriz Milne).

Assim, após 31 de dezembro de 2021, a Tejo Energia fica na posse dos equipamentos que compõem a central, mas não a pode explorar porque não detém licença de produção válida. A própria empresa reconhece que a questão da prorrogação do funcionamento da central está dependente da emissão de uma licença de produção não-vinculada, que permita a operação futura nos termos estabelecidos no acordo de emenda ao CAE. E que essa emissão pode ser objeto de negociação específica:

“O CAE da Tejo Energia acaba a 30 de novembro de 2021. São 28 anos, estamos agora a cumprir 25, precisamente no mês de novembro [de 2018], a partir daí a licença expira e, portanto, não sei se iremos continuar ou se haverá algum tipo de negociação”.
(Beatriz Milne, presidente executiva da Tejo Energia)

Um elemento essencial dessa futura avaliação é relativa aos investimentos ambientais realizados na central do Pego (e também em Sines, tal como referidos atrás). Em junho de 2007, logo após a venda dos terrenos e a assinatura do acordo de alteração ao CAE, a ERSE alertava para que, no final do CAE do Pego, os equipamentos ambientais pagos pelos consumidores ainda mantêm um valor relevante:

“Dado que o tempo de vida útil do equipamento ambiental não é coincidente com o tempo de vida útil do restante equipamento da central, será necessário acautelar que, decorrido o prazo contratual previsto no CAE, o valor real de mercado deste equipamento seja determinado e contrada uma forma de o fazer reverter para o SEN através das tarifas.

Com efeito, tratando-se de um CAE, era suposto, no termo da caducidade deste contrato, o centro electroprodutor reverter para a concessionária da RNT [REN] nos termos do artigo 183/95, de 27 de Julho. Todavia, não tendo a legislação do sector elétrico recentemente publicada previsto esta situação, a natureza desta matéria aconselha a que venha a ser adotada legislação específica que regule a eventual revisão dos bens das centrais a operar no âmbito do Sistema Elétrico de Serviço Público vinculado ao abrigo do citado diploma”.

(carta do presidente da ERSE, Vítor Santos, ao diretor geral de Energia, Miguel Barreto, 6 junho de 2007)

Conclusões

~~Registando a controvérsia havida sobre esta questão nos diversos depoimentos em comissão, é possível concluir que:~~

~~Quanto a Sines, confirma-se a perspetiva da ERSE no parecer ao DL 240/2004: a ausência de correspondência económica no SEN torna “ilegítima” a prorrogação da operação da central, proporcionada pela omissão da lei e por simples conjugação de atos administrativos (prorrogação do direito de superfície e emissão da licença de produção). A recuperação do valor correspondente à extensão da operação da central é um objetivo legítimo na ótica dos consumidores que pagaram a amortização da central.~~

~~Quanto ao Pego, a ausência de qualquer avaliação específica sobre o valor da extensão da operação não permite considerar a aquisição dos terrenos e a assunção do encargo do desmantelamento como adequada compensação ao SEN. Este ponto é aliás reconhecido pela própria Tejo Energia que, na CPIPEPE e nos termos do próprio CAE, demonstrou abertura à negociação.~~

Quanto a Sines, foi cumprido o quadro legal que data de 2006 mais especificamente no DL 172/2006 e que enquadra as licenças de produção em regime ordinário, sendo esta não sujeitas a prazo de duração.

A possibilidade de prorrogação da operação da central de Sines para além do prazo do CAE (2017) estava prevista nos CAE de 1996 e tal veio a concretizar-se em 2007, com a cessação antecipada daqueles contratos. A legislação de 1995 (Decreto Lei 182/95) previa que as licenças de centrais a operar no sistema não vinculado não fosse objeto de qualquer prazo e a legislação de 2006 manteve esse entendimento, pelo que a passagem das centrais para o mercado implicou a atribuição de licenças sem prazo, inexistindo enquadramento legal para qualquer forma de compensação ao SEN.

Sines, bem como as restantes centrais, ao passar para um regime de mercado, foi forçada a deixar a sua licença vinculada que vinha da legislação de 1995 e a passar a operar sob licença não vinculada sem prazo, de outro modo seria impossível continuar a sua operação.

No caso de Sines, os seus responsáveis e não só, asseguraram que a EDP suportará no entanto os custos de desmantelamento e ambientais. A EDP já está a pagar o valor do ISP e adicionamento de CO2 sobre a utilização de carvão.

A legislação não previu em momento algum o pagamento de qualquer tipo de compensação a não ser que a EDP passasse a assegurar os custos com o desmantelamento e ambientais da Central, como foi possível constatar por diversos responsáveis, incluindo das empresas.

A ERSE elaborou um estudo sobre o valor da prorrogação da central de Sines por oito anos (até 2025) concluindo que seria de 951 milhões de euros. No entanto, o estudo em causa não foi sujeito a discussão nem a confirmação dos pressupostos utilizados, já desatualizados e não confirmados.

Mais, a Comissão Europeia avaliou o mecanismo de CMEC, quer na sua génese quer depois estando já ele implementado, produzindo a sua última decisão em 2017.

Em caso algum a Comissão Europeia registou qualquer tipo de ilegitimidade, seja no caso da continuação da exploração seja no tema dos investimentos ambientais.

Recomendações

- O governo, tal como já fez em relação a Sines, deve solicitar à ERSE uma avaliação do valor económico da prorrogação do funcionamento da Central do Pego;

- ~~Em ambos os casos, devem ser propostas negociações aos produtores para a definição das compensações a pagar ao SEN por estas prorrogações;~~
- ~~Não havendo disponibilidade negocial ou acordo satisfatório, as soluções legislativas a encontrar devem incluir:~~
 - ~~a adequação do valor da renda paga pela cessão onerosa dos terrenos da central à recuperação integral do valor económico da extensão (cláusula terceira, número dois, do contrato de direito de superfície: “o preço será atualizado de acordo com as disposições legais em cada momento aplicáveis”);~~
 - ~~A antecipação da cobrança integral do ISP as estas centrais e, complementarmente, de um adicional ao ISP para os níveis de emissões destas centrais, a vigorar até à integral recuperação dos valores correspondentes à prorrogação da operação das centrais de Sines e do Pego.~~
- ~~Quanto à recuperação pelo SEN, no momento do descomissionamento, do valor real de mercado dos equipamentos ambientais do Pego e de Sines, pagos pelos consumidores:~~
 - ~~Legislar no sentido da proposta da ERSE em 2007.~~
- ~~Os valores assim recuperados devem aplicar-se na eliminação do défice tarifário.~~

Uma vez que existe a dúvida sobre a responsabilidade pelo desmantelamento das centrais de Sines e do PEGO e que os responsáveis por ambas as centrais assumiram que este custo deveria ser assumido pelas empresas detentoras das centrais, sugere-se legislar, ou contratualizar no sentido de assegurar que os custos de desmantelamento das centrais de Sines e do Pego sejam assegurados pela EDP e pela Tejo Energia respetivamente

Continuar a eliminar progressivamente às isenções do ISP para as centrais a Carvão não abrangidas pelos CAE e aplicar essa receita à redução da dívida tarifária do SEN.

Capítulo 4

Remuneração dos terrenos da REN e extensão do prazo de concessão da RNT

1 . Contexto e legislação associada

Os ativos que hoje constituem a RNT fizeram parte ~~do Grupo~~ da EDP até à ~~desverticalização do SEN em 1994~~ separação entre a REN e a EDP no ano 2000. Nesse contexto, ficaram entregues em concessão à REN da rede de transporte de eletricidade, a gestão global do sistema ~~elétrico~~ elétrico nacional e a aquisição total da energia gerada no SEN.

O DL 183/95 atribuiu à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de energia ~~elétrica~~ elétrica (RNT) - a REN - a utilização do domínio público hídrico (DPH) para a instalação de aproveitamentos hidroelétricos, ficando esta autorizada a subconceder aquela utilização em contratos próprios.

O DL 182/95 prevê que os terrenos do domínio público na posse da REN e que estejam ocupados pelas centrais ~~elctroprodutoras~~ electroprodutoras sejam remunerados através de rendas repercutidas nas tarifas pagas pelos consumidores.

No ano 2000 o Estado concessionou à REN, pelo prazo de cinquenta anos, os ~~ativos~~ ativos da RNT, nos quais se incluíam os terrenos do domínio público hídrico. Simultaneamente, o Estado adquiriu 70% do capital da REN. Para a determinação do valor de aquisição do capital pelo Estado, contribuiu o valor contabilístico dos terrenos do domínio público hídrico não ~~afetos~~ afectos à exploração de centrais electroprodutoras.

É, neste contexto, que asurge o direito da REN a ser remunerada pelo valor de renda dos terrenos do domínio público hídrico em regime de não-exploração, valor este que deveria ser fixado anualmente pela ERSE.

Esta situação criou, nas palavras de Cristina Portugal, presidente da ERSE, um conflito entre o regulador e o regulado pois a ERSE (que deve determinar essa taxa) não reconhece esses ativos para efeitos de remuneração. O regulador, em 2013, no seu parecer sobre o projeto de portaria 301-A/2013, volta a lembrar a sua posição:

“A pretensão da REN não encontra suporte no quadro de atividades que constituem a génese da atribuição da concessão, da qual aquela parcela constitui componente residual. A aceitação de uma taxa de remuneração sobre

os terrenos corresponderia a aceitar uma taxa de remuneração sobre a atividade de aquisição de energia elétrica.”

Nesse sentido a ERSE fixou, durante os anos de 1999 a 2003, uma taxa de remuneração para os terrenos do DPH) correspondente a 0%.

“Eu não conseguia perceber, em primeiro lugar, porque é que um ativo que fazia parte do domínio público hídrico pertencia ao balanço da REN e, fazendo parte desse balanço, por que razão é que deveria ser remunerado. Mais: por que razão é que, face a uma situação destas, devia ser a ERSE a estabelecer essa remuneração?”

(Vítor Santos, presidente da ERSE 2007-2017)

O DL 198/2003 passa a prever a remuneração anual dos terrenos dos centros electroprodutores e do domínio público hídrico na posse da entidade concessionária da RNT, que os pode vender ou arrendar, enquanto o DL 153/2004 prevê que esta remuneração seja repercutida nas tarifas dos consumidores.

“A remuneração dos terrenos não estava explícita nos CAE, portanto, ali, houve uma margem de interpretação muito alargada, houve, naturalmente, uma pressão muito forte das empresas sobre sucessivos governos, não foi só sobre um, foi sobre sucessivos governos — estou completamente à vontade, como sou independente de partidos políticos para poder dizer isto. (...) O que ficou estabelecido foi que seria a ERSE quem determinaria a taxa de remuneração dos mesmos e a ERSE determinou, então, que essa taxa seria de 0%. Se a remuneração desses terrenos é de 0%, ao abrigo do Decreto-Lei 240/2004 não pode representar um sobrecusto de 408 milhões de euros, como está referido no parecer da ERSE [Parecer da ERSE sobre o ~~Projeto~~Projecto de Decreto-Lei CMEC, Maio 2004].”

(Jorge Vasconcelos, presidente da ERSE 1997-2007)

~~No seu parecer ao que viria a ser o DL 240/2004, em maio de 2004, a ERSE pronuncia-se quanto aos sobrecustos gerados, na transição dos CAE para os CMEC, pela portaria A portaria 96/2004, que redefine a taxa de remuneração dos terrenos e a aplica-a retroativamente a 1999. Segundo a ERSE, a remuneração dos terrenos levará a 408M€ de sobrecusto, de 1999 até ao fim dos CMEC. Nesse sentido, recomenda que a remuneração dos terrenos seja eliminada destes contratos.~~

~~A portaria retira, retirando~~ à ERSE a fixação da taxa de remuneração dos terrenos, que passa a ser incumbência do próprio Ministério da Economia:

“A remuneração anual deve ser calculada à taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida

de 50 basis points. Para efeitos da compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, a remuneração anual deve ser calculada à taxa de 6,5 pontos percentuais”.

(Portaria 96/2004)

A ERSE acatou, naturalmente, a decisão e passou a remunerar aqueles terrenos. Se me perguntar se aquilo tem lógica económica, digo que não tem. (...) Foi uma medida para valorizar a empresa, porque havia mais uma fase de privatização e havia que aumentar, por esta via, o valor da empresa”.

(Jorge Vasconcelos, presidente da ERSE 1997-2007)

Em 2007, o ministro Manuel Pinho revê o regime de remuneração dos terrenos da REN com vista a reduzir custos:

“[A remuneração anual deve ser calculada] utilizando a taxa de variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor [inflação], publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa. A taxa é aplicada a partir de 1 de Julho de 2007, para o cálculo da compensação do valor remanescente do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003.”

(Portaria 481/2007)

Já em 2010 na sequência de uma variação negativa da inflação (-0,9% em 2009) a remuneração dos terrenos é alterada pela portaria 542/2010, passando a ser calculada:

“(...) À taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no 1.º dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de 50 basis points”.

Carlos Zorrinho explica as motivações do governo para a alteração ocorrida em 2010, que veio a aumentar o valor da renda recebida pela REN:

“Eu deparei-me com uma empresa pública, de que eu tinha a tutela indireta. (...) Havia um capital não remunerado no balanço que afetava os rácios financeiros numa altura em que a REN (...) tinha um potencial de investimento forte – aliás, incentivámos a REN a investir no armazenamento de gás no mercado (...) e incentivámos a REN para se expandir para fora do país (...) Era óbvio que, na decorrência da compra dos terrenos da REN à EDP, sendo que a EDP era remunerada, a REN iria exigir uma remuneração. (...) A compra, isto é, fazer a REN comprar estes terrenos à EDP foi um erro”.

(Carlos Zorrinho)

A portaria 301-A/2013 vem introduzir a terceira alteração à portaria 96/2004, revendo em baixa a remuneração dos terrenos hídricos. A taxa de remuneração é indexada à

avaliação de desempenho da entidade concessionária da RNT feita por auditoria (já prevista no artigo 23.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, nunca aplicado até 2014), dirigida em particular á obrigações da REN quanto à realização dos testes de disponibilidade, ao cálculo da revisibilidade dos CMEC e ao funcionamento do mercado dos serviços do sistema. Esta medida resulta num decréscimo de encargos relativamente aos anos anteriores. No entanto, no seu parecer,

“a ERSE continua a achar prudente uma clarificação jurídica relativamente à possibilidade de se aplicar ao domínio público hídrico qualquer “renda” que se destine a uma determinada empresa que, por autorização expressa através de contrato de concessão, outorgou o seu uso.”

2. Custos imputados aos consumidores

~~Em 2004, o parecer da ERSE sobre o projeto de Decreto lei dos CMEC estima a remuneração retroativa dos terrenos em 408 M€, recomendando que a remuneração dos terrenos seja excluída pelo Decreto Lei.~~

No entanto, como o próprio Dr. Jorge Vasconcelos afirmou na sua audição, a remuneração dos terrenos não resultou dos CMEC, mas sim da alteração da taxas dessa mesma remuneração quando deixaram de ser definidas pela ERSE e passaram a ser definidas pelo membro do Governo com a pasta da energia.

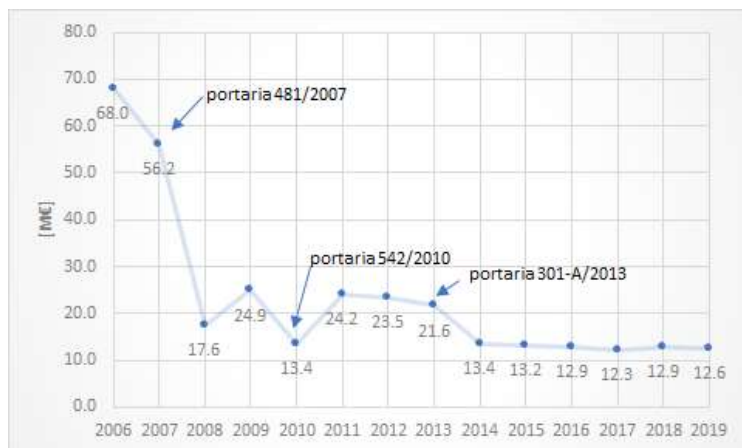
Em 2006, já ao abrigo da portaria 96/2004, a remuneração retroativa dos terrenos é estimada em 228 M€, ~~a pagar que será paga~~ em 10 anos, elevando os custos com os terrenos em 2006 a 68 M€, dos quais mais de 20 milhões seriam relativos ao pagamento da retroactividade.

Esta retroactividade como explicou o Eng. Victor Baptista decorria de uma imparidade registada nas contas da REN resultante da compra pelo Estado de 70% da REN à EDP em 2000, como já referido.-

Com a portaria 481/2007, os custos anuais com a remuneração dos terrenos hídricos baixam de 56 M€ para 17M€, o que representa um decréscimo de cerca de 70%, devido à indexação ao consumo que baixa durante esses anos.

Com a portaria 542/2010, existe um aumento de custos anuais de cerca de 10 M€, de 13M€ para cerca de 24 M€, ou seja, um aumento de quase 100%.-

Gráfico 4 - Evolução dos custos com os terrenos hídricos (Fonte: documentos anuais, Proveitos permitidos ERSE)



Só em 2014, com o efeito da portaria 301-A/2013, o custo com a remuneração dos terrenos volta a descer, mantendo-se até ao ano de 2019, em cerca de 13M€ anuais. Esta portaria enuncia como objetivo incentivar a REN a desempenhar as suas responsabilidades de modo eficiente e tabela a remuneração a aplicar em função da nota de desempenho. O novo regime manteve este custo estável como resultado de sucessivas auditorias anuais com nota 3, que correspondem a uma taxa de remuneração de 0.1 %. A ERSE no seu documento anual de proveitos permitidos e ajustamentos para 2019, adianta ainda que desde 2015 não foram realizados relatórios de desempenho, pelo que assumiu uma taxa nula.

A CPIPREPE recebeu uma comunicação da REN, clarificando que, desde 2006 até à presente data, o montante acumulado de remuneração dos referidos terrenos, totalizou cerca de 330 milhões de euros, dos quais, ~~segundo a REN~~, cerca de 76% respeitam exclusivamente à componente de “amortização anual dos terrenos”, componente esta que é aceite pela ERSE e nunca foi por esta questionada.

Assim sendo, dos 330 milhões de euros enunciados, apenas 79 milhões ~~são contestados pela ERSE~~ estão em controvérsia com a ERSE.

3. Extensão do Contrato de Concessão da RNT à REN por 7 anos adicionais

Em 2007 foi assinado um novo contrato de concessão da RNT à REN, com base na publicação do Decreto-Lei 172/2006. Este contrato consagrou, a título gracioso, uma prorrogação de sete (7) anos do período da concessão. ~~Nesse momento, 30% da REN pertenciam à EDP, que por sua vez era já detida a 70% por capital privado.~~

O valor económico desta prorrogação de prazo não foi apurado pela CPIPREPE. Todavia, a título indicativo, é possível referir que esta prorrogação representou um acréscimo na ordem de 16% ao prazo inicial de concessão.

Conclusões

- 1) Os consumidores de eletricidade pagaram cerca de 330 milhões de euros à REN, a título de custo de interesse económico geral, para remunerar a posse pela empresa de terrenos do domínio público;
- 2) A necessidade de remunerar estes terrenos está relacionada com os termos do negócio de aquisição por parte do Estado de 70% do capital da REN à EDP.
- 3) No contexto da desintegração vertical do Grupo EDP, a REN pública adquire o estatuto de concessionária dos terrenos do domínio público hídrico;
- 4) Como sempre assinalou a ERSE, não haveria justificação para a remuneração da REN - ~~empresa 100% estatal~~ - pela detenção deste ativo público. A introdução desta remuneração teve como única justificação a valorização da REN na perspetiva da privatização parcial da empresa, que teve lugar em 2007;
- 5) A constante alteração dos critérios e níveis desta remuneração conduziu a grandes oscilações ao longo dos anos, tendo chegado a registar valores negativos, o que levou a grande instabilidade e falha nas estimativas dos impactos tarifários.
- 6) Na atual situação, a alteração em 2014 da definição legal do objetivo deste custo de interesse económico geral (CIEG) - que deixou de ser simples remuneração do ativo para passar a constituir estímulo à sua gestão eficiente -, não modifica a opção de fundo: remunerar a concessionária dos terrenos do domínio público hídrico pela posse desses terrenos, mantendo nas tarifas um CIEG sem legitimidade: os consumidores pagam a um operador 100% privado pela detenção nos seus ativos de um ativo do domínio público.
- 6) ~~Os acionistas da REN (Estado e EDP privada) beneficiaram em 2007 beneficiou de uma extensão gratuita do prazo de concessão da RNT, por sete anos adicionais e sem qualquer contrapartida conhecida, em vésperas da sua privatização parcial da empresa naquele ano em 2007, não se encontrando apurado o valor económico deste benefício não está determinado, podendo, no caso do Estado, ter-se refletido na receita da subsequente privatização e, mas sendo, no caso da EDP, acumulado como mais valia.~~

Recomendações

- 7) Eliminação da remuneração certo que este é quantificável e que o Orçamento de Estado beneficiou do mesmo, através do ativo líquido dos terrenos estabelecido valor arrecadado pela portaria 301-A/2013 privatização.

8) Recomendação

| Apurar o valor económico da extensão gratuita do prazo de concessão da REN

proposta de relatório

Capítulo 5

Remuneração da Produção em Regime Especial

1. Introdução

No âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade, foi criada a Produção em Regime Especial (PRE).

A partir de 2001, a União Europeia reconheceu a necessidade de apoio ao desenvolvimento da produção de energia de fonte renovável. Esta orientação foi seguida por Portugal, conduzindo à previsão legal de regimes de remuneração garantida, entre eles o das *feed in tariffs* (FIT), concedidos à produção de energia proveniente, entre outras, de fontes eólica, biomassa e fotovoltaica.

A tarifa *feed-in* incorpora todos os custos evitados por montantes equivalentes de instalação de potência em energias convencionais, custos de investimento, operacionais, ambientais e de perdas na rede. Acresce que a energia produzida por estas centrais entra na rede de transporte e distribuição antes de todas as outras, isto é, as suas vendas estão garantidas ao valor da FIT. ~~Esta dupla proteção e aquele diferencial entre preço de mercado e tarifa subsidiada originam custos suportados pelo sistema energético e pelos consumidores que não são visíveis na taxa de remuneração do investimento realizado pelos produtores de renováveis.~~

Hoje, Portugal tem cerca de 8.1 MVA de potência instalada em regime de PRE (ver tabela seguinte). A energia eólica é dominante neste regime, representando cerca de 70% de toda a PRE.

Fonte	Potência Instalada (MVA)
Biogás	77.24
Biomassa	150.28
Cogeração	976.89
Cogeração Renovável	463.84
Eólica	5,648.85
Fotovoltaica	295.94
Hídrica	423.76

Resíduos Sólidos Urbanos	94.76
--------------------------	-------

Fonte - Portal da ERSE (dados de Outubro 2018)

A primeira fase de crescimento da energia eólica em Portugal dá-se entre 2001 e 2002, quando são atribuídos direitos de ligação à rede de parques eólicos num total de 2300 MW. Mais tarde, o DL 33- A/2005 introduziu alterações legais ao quadro remuneratório, atualizando fatores para o cálculo do valor da remuneração garantida, estabelecendo um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação do investimento efetuado e o cumprimento da expectativa dos promotores quanto ao seu retorno económico.

No caso das centrais eólicas, o DL 33-A/2005 definia que esta remuneração era aplicável apenas aos primeiros 33 GWh entregues à rede (por megawatt de potência instalada) e por um limite máximo de 15 anos. No quadro deste diploma, o Ministério da Economia e Inovação lançou um concurso público internacional em Junho de 2005 para a atribuição de 1600 MVA. A primeira fase do concurso, ganho pelo consórcio ENEOP, obrigava a que fosse criado um *cluster* industrial associado à produção de aerogeradores.

É hoje amplamente reconhecido que estas políticas de incentivo às energias renováveis, em particular as FIT, foram importantes para promover investimentos em tecnologias que o país precisava de desenvolver com vista a atingir metas ambientais.

Porém, considerando o peso do sobrecusto da PRE (a diferença entre a tarifa garantida à produção renovável e o preço do mercado grossista) na componente de custos de interesse económico geral incluída na tarifa paga pelos consumidores, a CPIPEPE procurou averiguar a adequação destas FIT e a eventual existência de rendas excessivas paga à PRE.

Assim, a CPIPEPE discutiu duas questões principais: 1) as taxas de rentabilidade asseguradas aos produtores através das FIT; 2) no caso da produção eólica, a eventual existência de ganhos dos produtores decorrentes de maior eficiência da tecnologia aplicada, resultantes de atraso no licenciamento e construção de parques eólicos.

Para além destes pontos, foi ainda dada especial atenção aos impactos tarifários, presentes e futuros, do decreto-lei 35/2013 que assegura à produção eólica garantias de preços por mais alguns anos. A este ponto é dedicado o capítulo 11 deste relatório.

2. Taxas de rentabilidade na PRE

Em 2012, o relatório produzido no âmbito da aplicação da medida 5.15 do Memorando de Entendimento com a Troika concluiu que existe uma renda excessiva paga na fatura energética aos produtores de electricidade abrangidos pela PRE. O relatório preparado pelo então Secretário de Estado Henrique Gomes, apoiado em estudos das consultoras Cambridge Economic Policy Associates (CEPA) e A.T. Kearney, veio quantificar um valor de 113M€/ano respeitante a rendas excessivas pagas à PRE. Deste montante, 54M€/ano dizem respeito às centrais eólicas e 42 M€/ano às centrais de cogeração. O documento contabiliza esta renda excessiva a partir da diferença entre as taxas de rentabilidade e o custo médio ponderado do capital (em inglês WACC) da atividade.

	Wind	Photovoltaic	Biomass	Small Hydro	CHP
Annuity of excessive rent (M€ ₂₀₁₁ /ano):	54	9	5	3	42
Value of excessive rent correction 2012-2020 (M€ ₂₀₁₁):	439	73	42	25	339
Value of excessive rent 2000-2011 (M€ ₂₀₁₁):	284	32	14	9	264
Value of excessive rent 2000-2020 (M€ ₂₀₁₁):	723	105	56	35	602

No mesmo estudo, pode-se constatar no Anexo 4, Página 3 podemos ler: “Nestes termos, podemos concluir que a rentabilidade típica observada nos projectos de parques eólicos portugueses, seguiu o mesmo padrão e o mesmo intervalo dos observados noutras referências europeias, como sejam a Alemanha e a Espanha.”

No que diz respeito à PRE (eólica em particular), o estudo apresentado no relatório da SEE conclui, na página 11, que a rentabilidade média dos projectos foi de 6,2% para o período entre 2000 e 2010, virtualmente idêntica à média do custo de capital exigível (WACC real após impostos): 6,1%.

Questionado sobre porque continuaria a afirmar que existem rendas excessivas na produção eólica, uma vez que essa afirmação é diametralmente oposta à conclusão deste Estudo que a sua SEE apresentou. Henrique Gomes respondeu que se enganou.

“Foi o contributo da AT Kearny que nos deu os elementos para determinarmos a rentabilidade da PRE. E essas rentabilidades e essas rendas excessivas, que, obviamente, não tenho de cor, nem é preciso, existem, existem. E, por acaso, nesse relatório as rentabilidades até saíram relativamente pequenas, o excesso, nesse relatório, mas, depois, vamos verificar e vamos acompanhar a realidade, aquilo que pagamos no fim do ano, etc. e temos surpresas grandes e no fim do ano temos, por exemplo, a fatura só das renováveis que é de 2100 milhões de euros. A realidade tem mostrado que há mais excessos do que aqueles que foram identificados no relatório. Mas o relatório tem isso tudo e eu não o tenho de cor.”

Formatada: Justificado, Espaço Depois: 0 pt, Espaçamento entre linhas: Múltiplo 1,15 lin

Formatada: Tipo de letra: (predefinido) Times New Roman, 12 pt, Itálico

“Agora, tudo isto é naquela altura, também. Se quiser, havia uma desconfiança ou quase uma certeza que não se terá confirmado neste relatório relativamente às eólicas.”

Formatada: Tipo de letra: Itálico

(Audição de Henrique Gomes na CPIPEPE quando confrontado com os resultados do estudo “*Excessive Rents - Rents in the electricity generation sector*” sobre as rendas excessivas na produção de energia eólica que serviu como suporte técnico para fundamentar e quantificar a existência de rendas excessivas no sector electroprodutor.)

Formatada: Tipo de letra: Não Itálico

Formatada: Tipo de letra: Itálico

Formatada: Tipo de letra: Não Itálico

Formatada: Tipo de letra: Não Itálico

Na mesma linha, o relatório da ERSE intitulado “*Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do SEN*”, publicado em 2018, veio calcular a taxa interna de rentabilidade (TIR) das centrais com tarifa garantida, verificando que esta se encontra muito acima dos respetivos WACC, em contraste aliás com a TIR das centrais térmicas que vão a mercado.

	ANO referência TIR	Yield OTs 10 no ano de referência da TIR	TIR mínima (%)	TIR máxima (%)
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. até 2003)	2002	5,0%	7,3%	12,5%
Eólicas com FIT (DL 339-C/2001, Lig. entre 2004 e 2009)	2006	3,9%	9,9%	16,4%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. até 2011)	2009	4,2%	6,6%	11,9%
Eólicas com FIT (DL 225/2007, Lig. 2012 ou depois)	2015	2,4%	6,6%	11,6%

(Taxas de rentabilidade apresentadas no Relatório Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do SEN, ERSE)

Para o regulador, os mecanismos de tarifa garantida são hoje uma forma de distorção da concorrência, na medida em que atribuem níveis de sobrecompensação implícitos muito acima do restante mercado.

“Subsistem, na realidade nacional, situações distintas:

- 1. Por um lado, os produtores com remuneração garantida ou enquadrada por um mecanismo legal ou regulatório, apresentam genericamente valores da TIR superiores aos respetivos WACC, ou, quando muito, valores aproximados. No caso específico dos PRE com tarifa garantida, os valores das TIR estão muito claramente acima dos WACC da atividade ou tecnologia.*
- 2. Por outro lado, para os produtores em regime de mercado, concluiu-se pela existência de um “desincentivo” à própria operação no caso das tecnologias*

térmicas, na medida em que observam TIR inferiores aos correspondentes WACC. Para os restantes casos – centrais hídricas ou solares fotovoltaicas – os valores de TIR e WACC estão relativamente alinhados.”

(Relatório ERSE, Outubro de 2018, *Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do SEN*)

Carlos Pimenta, *chairman* do fundo Novenergia (detentor da Geneng até 2019), acredita que a rentabilidade dos projetos eólicos em Portugal está em linha com o que é praticado no resto da Europa. A prova disso, é que as tarifas praticadas em Portugal são semelhantes à de outros países:

“Se um parque eólico recebe, em Portugal, uma tarifa que, no momento em que ganhou o concurso, é equivalente à que foi dada na Alemanha ou na Itália, como é que pode ser mais rentável do que na Alemanha ou na Itália, se o outro fator que pesa a seguir é o dinheiro e se o custo do dinheiro aqui é mais caro? Não pode! Não pode!”

Na sua alocução à CPIPREPE, Carlos Pimenta justifica ainda a adequação das FIT pagas aos produtores eólicos em Portugal com o argumento de que os processos de atribuição de potência eólica resultaram de concursos:

“O que é que todos estes processos têm em comum? Um, não houve nenhuma atribuição de eólica que não tivesse sido feita transparentemente em processo concursivo. Esses processos concursivos foram sempre muito disputados. (...) Nenhum dos processos concursivos lançados em nenhum dos governos — do PS, do PSD, de todos — teve alguma vez contestação. Nenhum deles!”

(Audição Carlos Pimenta)



O presidente da EDP-Renováveis, João Manso Neto, admite que a rentabilidade das centrais eólicas da empresa situadas em Portugal é mais elevada do que a das centrais noutros países. Porém, rejeita uma comparação direta, uma vez que, alega, as centrais eólicas da EDP em Portugal correspondem a projetos promovidos de raiz, enquanto os parques eólicos da EDP em outros países foram adquiridos em fases mais avançadas, portanto com menos margem de lucro.

“Por que é que Portugal é mais rentável que outros? Por duas razões muito simples: primeiro, porque a EDP, em Portugal — como em Espanha, aliás —, começou mais cedo, fez o que se chama greenfield, enquanto, nos outros países, muitas vezes, teve de comprar e desenvolver numa segunda fase e não há um prémio de compra que reduz a margem de lucro; e, segundo, porque Portugal também tem um custo de capital mais alto, portanto, a rentabilidade tem de ser mais alta. Portanto, a dimensão é a certa.”

(Audição João Manso Neto)

António Sá da Costa, presidente da associação dos produtores de energia renovável (APREN), dá o exemplo do concurso ganho pela ENEOP, para sublinhar que as tarifas praticadas nem sempre correspondem a uma rentabilidade do promotor eólico e que muitas traduzem também o financiamento de instrumentos de política económica e industrial do país:

“Quando fomos obrigados a ir a concurso com um fabricante único tivemos de ter um aerogerador que nuns sítios era melhor e noutros era menos bom, mas ele teve de montar a fábrica e só veio fazê-lo com duas condições: teria de fornecer uma determinada quantidade de máquinas e tem de estar cá instalado por um período de 17 anos. E teve de montar a fábrica, arranjar os terrenos e isso teve custos. Isso foi uma medida acertada? Foi uma medida acertada do ponto de vista do país, mas tem os custos de uma política económica. (...) Quem é que «pagou o pato»? Acaba sempre por ser o consumidor, mas fomos nós quem se adiantou”.

(Audição António Sá da Costa)

3. Eventuais ganhos dos produtores decorrentes de atrasos no licenciamento

O segundo ponto discutido na CPIPPEPE quanto a eventual sobre remuneração da PRE diz respeito a eventuais ganhos obtidos pelos produtores eólicos resultantes de atrasos no licenciamento e construção de parques eólicos. Segundo Autoridade da Concorrência (AdC) e a ERSE, o decurso de vários anos, por responsabilidades próprias ou alheias ao produtor, entre a fixação da tarifa *feed-in* nos concursos e a efetiva entrada em funcionamento dos parques eólicos, tem proporcionado aos produtores ganhos de eficiência tecnológica que não estavam previstos aquando da definição da tarifa no concurso.

Este assunto parece ser identificado pela primeira vez no parecer da AdC à *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2012* e aos *Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014* apresentados pela ERSE. Diz o parecer da AdC de 2011:

“No caso da energia eólica, permitiu-se que os investimentos em parques eólicos concluídos até meados de 2009 continuassem a beneficiar de uma tarifa definida em 2001, tarifa essa que não teve em conta as descidas dos custos de investimento por unidade instalada ou os ganhos de eficiência verificados na tecnologia eólica - i. e.: a tarifa poderá ter ido além do que era suficiente para incentivar o investimento. A comparação entre o tarifário antigo - superior a 95 €/MWh e o tarifário definido no concurso eólico de 2006 Fase A e 2007 Fase B - na ordem dos 72 €/MWh - e de 2008 Fase C - onde chegaram a ser observados tarifários inferiores a 60€/MWh - é demonstrativa da ineficiência do tarifário antigo de que beneficiam mais de 2/3 dos parques eólicos em atividade”

(Parecer da Autoridade da Concorrência à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014)

No relatório “*Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do SEN*”, de outubro de 2018, a ERSE chama também a atenção para este tópico. O regulador distingue dois fenómenos: 1) desfasamento (favorável aos produtores) entre a evolução das FIT e a dos custos de investimento em centrais eólicas; 2) a insensibilidade da FIT à prorrogação de licenças sem entrada em produção. No segundo caso, haveria uma vantagem dos produtores em causa em relação àqueles produtores que, em iguais circunstâncias, iniciam imediatamente a instalação do parque. A ERSE dá o exemplo das licenças atribuídas a parques eólicos após 2001 e a centros de produção fotovoltaica após 2007:

“A revisão em baixa de algumas tarifas em certos segmentos, não acompanhou em intensidade a diminuição verificada dos custos de investimentos decorrentes da evolução tecnológica, o que se refletiu num incremento significativo das TIR desses investimentos e na diferença entre os custos nivelados e as tarifas garantidas. Este efeito também ocorre quando existe um grande desfasamento temporal entre o momento da obtenção da licença de produção, enquadrada num determinado regime remuneratório, e o momento em que produtor entra em exploração, em resultado de prorrogações do prazo da licença de produção. Com este desfasamento, ao manter a FIT do regime remuneratório em que obteve a licença de produção, o produtor pode beneficiar de uma diminuição dos custos de investimentos, face aos que estão subjacentes ao cálculo da FIT desse regime remuneratório particularmente se este desfasamento coincidir com zonas da curva de aprendizagem com declive acentuado. Tal verificou-se no caso do segmento de produtores eólicos licenciados ao abrigo do Decreto-

lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, entrados em exploração após 2010 e do segmento de produtores fotovoltaicos licenciados nos termos do Decreto-lei n.º 225/2007, de 31 de maio, entrados em exploração entre 2012 e 2015, com FIT acima de 200€/MWh.”

(Relatório ERSE, Outubro de 2018, *Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do SEN*)

João Peças Lopes, que presidiu ao concurso para atribuição das licenças eólicas em 2005, reconhece que na primeira década do século XXI as diferenças tecnológicas dos aerogeradores são muito significativas e que, de facto, os concursos poderiam ajustar as *tarifas feed-in* aos ganhos tecnológicos para os novos entrantes:

“Um gerador eólico em 2005, 2006, de 1MW custaria 1 400 000 € e teria uma produtividade na casa das 2400 horas, num bom sítio, num sítio razoável. Hoje, esse mesmo aerogerador, e até com requisitos técnicos adicionais, custa 800 ou 900 mil euros, e tem uma produtividade superior às 3000 horas. (...) O que poderia ter sido feito era termos tido uma revisão das tarifas, mas, deixe-me dizer, para os novos entrantes. Ter uma revisão dos mecanismos de tarifa feed-in para os novos entrantes, porque, à medida que o processo tecnológico foi evoluindo, naturalmente que os preços de investimento baixaram. Essa, sim, é a lição que podemos tirar do passado. E devíamos tê-lo feito, ou seja, devíamos ter introduzido naquelas fórmulas horríveis um mecanismozinho para ajuste da remuneração, mas, continuo a dizê-lo, para os novos entrantes, não para aqueles que já estão.”

(Audição João Peças Lopes)

Aníbal Fernandes, ex-presidente do consórcio da ENEOP, acredita que os atrasos na exploração não constituem manobra de especulação por parte dos promotores e defende que, por estes terem contratos assinados e responsabilidades a cumprir com a banca, é do seu interesse que a exploração entre em funcionamento o mais cedo possível:

“Não há nenhum promotor eólico que tenha — só de for, de facto, masoquista — interesse em dilatar os seus prazos de execução. (...) Ele fez o plano de negócios, na altura, com o banco, isto foi aprovado pelo banco e não por conselho de administração. Isto foi um project finance. Estas coisas não são feitas em cima do joelho! Os bancos olham para o plano de negócios e dizem se dão o dinheiro ou não — 80% do dinheiro dos parques eólicos foi financiado em project finance, em alguns até mais, com 85%!”

(Audição Aníbal Fernandes)

António Sá da Costa, presidente da APREN, também desvaloriza os ganhos com o atraso da entrada em exploração e argumenta que o valor dos investimentos, contratualizado no momento dos concursos, não pode ser alterado. Contudo, reconhece que, para o mesmo valor de investimento, há um ganho na rentabilidade pela via do

aumento da produção com a incorporação de tecnologia mais avançada (cuja disponibilidade pode ser consequência do atraso da entrada em operação), realça que as tarifas *feed-in* só se aplicam até a um limite máximo de energia:

“A rentabilidade vai aumentando? Vai. Mas como eu disse há bocadinho, e é preciso ter isso presente, a tarifa é garantida por uma quantidade de energia elétrica. Portanto, se a máquina produz mais... Tem é menos tempo de tarifa garantida, porque a tarifa só é apoiada para os primeiros 33 GWh por megawatt instalado. Se a máquina tem 2200 horas, é 15 anos; se a máquina tem 3300 horas, só tem o apoio durante 10 anos. É preciso ter isto em consideração”.

(Audição António Sá da Costa)

As afirmações de António Sá da Costa não refutam as opiniões da AdC, da ERSE e de Peças Lopes. Ao atingirem mais cedo o limite de 33 GWh produzidos por megawatt instalado, terminando a FIT original, as centrais não cessam de existir. Seja sob o regime previsto no DL 33-A/2005, seja no oferecido pelo DL 35/2013 (analisado no capítulo 11 deste relatório), as centrais eólicas continuam a beneficiar de garantias de preço por um período adicional de 5 a 7 anos, o que, considerando a fase da sua amortização nesse momento, assegura a sua rentabilidade.

Conclusões

O crescimento da PRE, nomeadamente através de mecanismos de tarifa garantida, deveu-se à necessidade de, por objetivos ambientais e de independência energética, incentivar o investimento em produção de eletricidade a partir de fontes de energia endógenas e renováveis. Após quase duas décadas do início da produção renovável em Portugal, pode concluir-se que as FIT das renováveis provocaram um aumento dos valores pagos nas faturas da eletricidade.

A existência deste sobrecusto deve-se, em tese, essencialmente a três componentes: 1) a primeira corresponde a um esforço necessário para atingir metas ambientais e de independência energética. Não teria sido possível o nível de penetração renovável que hoje existe no sistema eletroprodutor português sem mecanismos de incentivo como as FIT; 2) a segunda componente, ~~como defende a ERSE~~, diz respeito às ~~elevadas~~ taxas de rentabilidade pagas aos promotores, que correspondem aos custos do investimento (maturação tecnológica e nível de risco) no momento da definição das tarifas; 3) a terceira componente resulta da inclusão nas FIT de custos do domínio da política industrial, como é o caso da criação do cluster associado ao fabrico de componentes de aerogeradores, custos que, pela sua natureza, são típicos encargos do Estado e não dos consumidores de energia.

Não existe consenso sobre o peso relativo destas três componentes do sobrecusto, mas é claro que todas elas resultam de decisões políticas tomadas por vários governos, sobretudo entre 2001 e 2007. Hoje podemos dizer que esta decisão trouxe benefícios ao país (ambientais, de criação de empregos, de redução do preço da eletricidade no mercado grossista). As taxas de rentabilidade no setor tiveram um impacto na evolução dos valores fatura dos consumidores domésticos, sobre quem recai o sobrecusto da PRE.

Recomendações

- Solicitar à ERSE ao Governo o desenho de possíveis medidas que, de forma proporcional, permitam a recuperação pelo SEN das vantagens obtidas pelos produtores por efeito da rigidez da FIT face aos ganhos de eficiência resultantes da demora da entrada em produção;
- Consideração desta experiência nas regras de futuros concursos, na prevenção de atrasos e das suas consequências sobre as características económicas dos projetos.

Capítulo 6

Dívida e diferimentos tarifários, mais-valias da sua titularização

Em 1995, o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, “estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, no seguimento de profundas reestruturações no setor. No mesmo dia, o Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, “cria a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico” (ERSE), “*uma entidade com marcadas características de independência*”, para “*estabelecer mecanismos explícitos de regulação*”, por forma a “*suscitar a desejada confiança nos operadores do mercado e a criar um quadro regulamentar estável e equilibrado*”.

O Artigo 4.º deste Decreto-Lei, estabelece que “*compete à Entidade Reguladora, ouvida a Direcção-Geral de Concorrência e Preços, a preparação e emissão do Regulamento Tarifário*”, que deverá estabelecer, entre outros, “os critérios e métodos para formulação e fixação de tarifas e preços para a energia eléctrica”. O mesmo artigo estabelece ainda os princípios que deverão orientar este Regulamento Tarifário de onde se destaca que “*O valor global resultante da aplicação das tarifas e preços a clientes finais em baixa tensão (BT), não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano*”; “*o valor dos custos não reflectidos nessas tarifas e preços pode ser repercutido*”, sem prejuízo da manutenção de um aumento inferior à taxa de inflação, “*nas tarifas e preços dos anos seguintes, num máximo de cinco*”.

Decreto-Lei 187/95 - primeira legislação sobre diferimentos tarifários

Em janeiro de 1997 é efetivamente constituída a ERSE e em 15 de setembro de 1998 é publicado o primeiro Regulamento Tarifário, que concretiza e detalha os princípios enunciados no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, nomeadamente, o seu artigo 40.º, estabelece o mecanismo de limitação do aumento da tarifa (à taxa de inflação), e institui, pela primeira vez, uma remuneração da possível dívida, à taxa de juro LISBOR a três meses acrescida de 0,5%.

As primeiras tarifas são publicadas para o ano de 1999, e até 2005 as tarifas têm sempre aumentos anuais inferiores à taxa de inflação prevista para cada ano, não existindo, portanto, défice tarifário. Apenas no final de 2005, na definição das tarifas a aplicar em 2006, o mecanismo de limitação previsto tem efeitos práticos pela primeira vez, como se verá mais à frente.

Decreto-Lei 172/2006 - preparação do Mibel, termina limitação a aumentos de tarifa

No contexto da liberalização do mercado eléctrico, este diploma “desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema eléctrico nacional (SEN), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro”.

Um dos aspetos de maior relevo do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, é o levantamento do limite ao aumento anual das tarifas de eletricidade à taxa de inflação, prevendo apenas no artigo 62.º que “as disposições do Regulamento Tarifário devem adequar-se à organização e funcionamento do mercado interno da electricidade”.

Recorde-se que a Diretiva 2003/54/CE estabelecia que “as entidades reguladoras nacionais deverão desempenhar um papel activo no sentido de garantir que as tarifas de compensação não sejam discriminatórias e reflectam os custos”.

De relevar que no final do ano anterior, na definição das Tarifas para 2006, o mecanismo de limitação de acréscimos em Baixa Tensão (BT) previsto no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, teve pela primeira vez efeitos práticos, criando assim um défice tarifário.

Quadro 0-23 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em BT em Portugal continental

Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em BT	Continente		RAA		RAM	
	Proveitos (10 ⁶ €)	Var. 06/05 (%)	Proveitos (10 ⁶ €)	Var. 06/05 (%)	Proveitos (10 ⁶ €)	Var. 06/05 (%)
Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2006 sem limitação de acréscimos em BT	3 172 829	14,51%	63 454	11,87%	90 820	13,74%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2006 com limitação de acréscimos em BT	2 851 224	2,90%	58 363	2,90%	82 163	2,90%
Défice tarifário em BT em 2006 (a recuperar em anos seguintes)	321 605		5 090		8 657	
Défice tarifário em BT em 2006 (10 ⁶ €) (total nacional)	335 352					

Figura 2 - Fonte: ERSE - Proposta Tarifas 2006

Com efeito, como se pode observar no quadro constante da Proposta de Tarifas de 2006 elaborada pela ERSE no final de 2005, o aumento das tarifas de BT foi limitado a 2,9%, a taxa de inflação prevista para aquele ano, quando os proveitos permitidos nas várias atividades geravam um aumento de 14,51% no Continente, por exemplo. Esta limitação criou um défice tarifário global de 335M€, que no contexto da legislação então em vigor deveria ser repercutido na tarifa e preços dos anos seguintes, num máximo de 5.

Na sua audição na CPI, o então presidente da ERSE, Jorge Vasconcelos afirma ter sinalizado ao governo de José Sócrates o problema tarifário que se avolumava:

“O diálogo com o XVII Governo sobre estas questões não foi em finais de 2006, tinha sido já em 2005, porque em 2005 se tinha colocado, pela primeira vez, a situação de termos um aumento de tarifas superior à taxa prevista de inflação (...) cerca de 14,4%, em termos médios, para 2006, o que ultrapassava a inflação prevista, que, salvo erro, era de 2,3%.

O que é que a ERSE fez? Aplicou a lei, limitou o aumento das tarifas a 2,3% e alertou os consumidores, as empresas, o Governo, a Assembleia da República para esta situação. Era evidente — e é uma questão de pura lógica — que, não sendo feito nada, a situação do final de 2005 ia repetir-se em 2006. Ela foi apenas mitigada em 2005, mas, se tudo se mantivesse igual, esta situação ia-se repetir em 2006.

Durante o ano não foram tomadas medidas para resolver este problema, aquilo que foi feito foi uma transposição tardia da diretiva de 2003, que, em Portugal, só se fez em 2006 e, entre outras coisas, aboliu-se o teto da inflação (...).

(...) Portanto, não houve dias, houve um ano inteiro para tomar as decisões úteis de forma a podermos evitar aquela situação. A verdade é que essas decisões não foram tomadas.

Decreto-Lei 237-B/2006 - previstos os diferimentos dos sobrecustos com PRE, CMEC e CAE

“Nunca se partiu para nenhuma negociação com os produtores no sentido de reduzir a tarifa. Isso é um facto. Não tenho memória de alguma vez essa hipótese ter sido posta. Isso levar-nos-ia para um processo negocial muito demorado e precisávamos de uma solução imediata, porque as tarifas iam entrar em funcionamento em janeiro de 2007 e o anúncio [do aumento de tarifas pela ERSE] foi feito a 15 de outubro de 2016”.

(Audição de Castro Guerra, secretário de Estado XXX)

A ERSE apresenta a sua proposta para as tarifas e preços de eletricidade para 2007. Como se pode observar na tabela abaixo, constante desta proposta, a ERSE previa um aumento de 14,4% para consumidores de BT, que incluía o abate de 1/3 do défice tarifário acumulado.

Quadro 6-34 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 tendo em conta a recuperação do défice tarifário de BT em Portugal continental

Unidade: 10³ EUR

		NT	BT	Total
Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2007 sem recuperação de défice BT	Proveitos a recuperar	1 346 691	3 250 191	4 596 882
	Variação tarifária 2006/2007	7,82%	9,93%	9,30%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2007 com recuperação de défice em BT	Proveitos a recuperar	1 346 691	3 382 431	4 729 122
	Variação tarifária 2006/2007	7,82%	14,40%	12,45%
Défice de 2006 recuperado nas tarifas de BT em 2007			132 240	
Défice de 2006 a recuperar em anos posteriores nas tarifas de BT			264 480	

Figura 3 – Fonte: ERSE - Proposta de tarifas e preços 2007

Face ao impacto público da proposta tarifária da ERSE, o governo é obrigado a pronunciar-se e, num primeiro momento, o secretário de Estado Adjunto da Indústria e da Inovação, António Castro Guerra, ainda procura sustentar a proposta do regulador. As suas declarações públicas - "este défice tem de ser pago por quem o gerou. (...) São os consumidores que devem este dinheiro, não é mais ninguém" - geram intensa polémica:

“Em outubro de 2006, eu disse uma frase infeliz a propósito da energia, quando houve aquele [anúncio de] grande aumento de 15,7%. Acho que começou aí o início do envolvimento mais intenso, operacional também, do ministro na área da energia”.

(Audição de Castro Guerra, secretário de Estado Adjunto da Indústria e da Inovação, 2005-2009)

No mesmo dia em que se registam essas declarações do secretário de Estado, 18 de outubro de 2006, realiza-se no Ministério da Economia uma reunião para debater a proposta da ERSE.

“É dessa reunião em que estavam a EDP, a REN, a ERSE, a Direção-Geral de Energia e Geologia, e o Gabinete, enfim, toda a gente, que nasce um programa de trabalho. Um dos trabalhos que o Sr. Ministro deu à EDP e à REN, nessa reunião, foi o de preparar uma resolução do Conselho de Ministros que fizesse o corolário dessas medidas. (...) Tenho ideia de que a questão dos 6% [de aumento da tarifa] estava nessa versão inicial da resolução do Conselho de Ministros. Só que, entretanto, em dezembro, foi publicado o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, que impõe o défice, e esse era urgentíssimo. Portanto, esse decreto-lei

do alisamento tarifário dos 6% é publicado antes da resolução do Conselho de Ministros, já não fazia sentido nela incluir essa cláusula”.

(Audição de Miguel Barreto, Diretor-Geral de Energia 2004-2009)

A reação do governo ao anúncio da ERSE instala uma pressão política que desencadeia, sob Manuel Pinho, um programa que vai bem além do diferimento de custos.

“Como se recordarão da tal história dos 15% de que se falou há bocado, havia um risco de a tarifa subir muito. Então, uma das maneiras de, a curto prazo, baixar a tarifa ou evitar que ela subisse, era implementar os CMEC, que permitiriam um alisamento dos custos”.

(Audição de João Manso Neto, administrador da EDP desde 2006)

“[Outra] solução que também estava ligada aos CMEC, e que acabava por ser uma solução virtuosa, era a seguinte: vamos, então, assumir a prorrogação do domínio hídrico e vamos negociar uma compensação para diminuir esse défice tarifário”.

(Audição de Miguel Barreto)

No preâmbulo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro o Governo refere:

“Nesta proposta verifica-se que, da conjugação entre a ausência de limite ao aumento tarifário para os consumidores em baixa tensão, a recuperação do défice tarifário em três anos e, ainda, os demais fatores que intervêm na formação das tarifas iriam resultar aumentos tarifários excessivamente bruscos, especialmente na baixa tensão normal. Os aumentos propostos, a verificarem-se, teriam impactos negativos, tanto ao nível da inflação como do poder de compra dos consumidores”.

Com base nesta justificação, o Decreto-Lei prevê uma série de medidas, entre as quais se destaca:

- A título transitório, as tarifas para 2007, aplicáveis aos consumidores BT, não podem ter um aumento superior a 6% (o défice de 2006 não é repercutido e cria-se um novo défice de 2007).
 - O período de recuperação do défice tarifário é alargado de 3 para 10 anos.
 - O défice tarifário é remunerado à taxa Euribor a 3 meses acrescida de 0,5% (antes 0,25%).
 - Possibilita a transmissão a terceiros dos direitos de crédito associados ao défice tarifário e aos ajustamentos anuais entre o valor dos proveitos permitidos e os efetivamente faturados.

De referir que nesta abertura à possibilidade de titularização, perdeu-se a lógica contemplada no DL 240/2004 para os CMEC, que previa que a taxa de juro a aplicar seria a menor entre a remuneração inicial, estipulada no Decreto-Lei, e a obtida na operação de titularização (ver capítulo 1, ponto 2.8 sobre a titularização da parcela fixa dos CMEC). Assim, qualquer ganho que pudesse advir da titularização de dívida tarifária ou diferimentos de sobrecustos fica integralmente no comercializador de último recurso (a EDP), sem qualquer partilha com o sistema elétrico. De notar ainda que o diploma é omissivo em relação à responsabilidade pelos custos incorridos na montagem e manutenção de possíveis operações de titularização.

A publicação deste Decreto-Lei e a fixação administrativa das tarifas para 2007, pelo Governo, levou à demissão do então presidente da ERSE, Jorge Vasconcelos, que na sua carta de demissão escreveu:

“Uma vez que as tarifas incluem não apenas os custos inerentes à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, mas também custos de natureza política, cujo aumento é de longe o mais significativo, teria sido possível reduzir parte desses custos, com benefício real para os consumidores. Contudo, entendeu o Governo não proceder a qualquer redução de custos, antes impondo, por via legislativa, às tarifas de baixa tensão do sistema público um limite administrativo de 6%, não sustentado em qualquer lógica económica interna ao sector eléctrico e apenas justificado por “Os aumentos propostos, a verificarem-se, teriam impactos negativos, tanto ao nível da inflação e do poder de compra dos consumidores”.

Em março de 2008, a EDP completa a sua primeira titularização de dívida tarifária, relativa aos défices de 2006 e 2007. Desta titularização resultou numa pequena mais valia de 1M€, que a EDP absorveu por inteiro.

Decreto-Lei 165/2008 - o maior diferimento tarifário de sempre

Alegando a preocupação com a volatilidade tarifária e o objetivo de promover “*uma tendencial estabilidade tarifária num ambiente de concorrência no sector energético, enquanto forma de proteção dos interesses económicos dos consumidores no âmbito do acesso aos serviços de interesse geral relacionados com a energia eléctrica*”, o Governo publica o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que cria um regime de repercussão tarifária excepcional.

O artigo 2.º estabelece que, “*sempre que se verifiquem condições que a ERSE, de modo fundamentado, considere excepcionais e susceptíveis de provocar variações e impactes tarifários significativos*”, cabe à ERSE propor ao governo condições da repercussão dos custos que delas resultem, podendo o titular da pasta da energia repercutir esses custos ao longo do período máximo de 15 anos.

A nova lei prevê a possibilidade de titularização, total ou parcial, destas diluições temporais excepcionais, mas os custos destas operações de titularização são suportados pelas entidades interessadas na cedência, não podendo ser repercutidos nas tarifas. Os direitos transmitidos mantêm-se, mesmo em caso de insolvência ou cessação da atividade da entidade cessante: o novo titular continua a recuperar os montantes em dívida até ao seu integral pagamento.

No seguimento deste Decreto-Lei é publicado o Despacho n.º 27677/2008, de 29 de outubro, que aprova o diferimento de custos proposto pela ERSE no quadro da *“situação excecional da atual conjuntura nos mercados de combustíveis fósseis, suscetível de gerar acréscimos desproporcionadamente elevados nas tarifas de venda a clientes finais que, como tal, poderiam representar um risco sistémico que afetaria o equilíbrio de preços em todo o mercado retalhista”*. Segundo o Despacho, *“o elevado valor dos referidos custos justifica a adopção de um período de repercussão tarifária suficientemente longo, que se estabelece em 15 anos e se inicia em 1 de Janeiro de 2010”*. A remuneração da dívida assim gerada *“reflecte as actuais condições de mercado para a obtenção de um financiamento com um prazo de maturidade equivalente ao período de recuperação dos montantes em causa”*: a taxa Euribor a 3 meses acrescida de 0,9%.

São assim diferidos os custos relativos aos ajustamentos positivos dos CMEC em 2007 e 2008 - ou à sua estimativa, no caso de 2008 -, bem como os sobrecustos da PRE estimados para 2009. Estes dois diferimentos geraram um défice de 1723M€, o maior aumento anual de dívida tarifária registado até hoje.

Titularização com partilha de ganhos - a exceção que confirma a regra

O Despacho n.º 27677/2008, feito sob proposta da ERSE, introduz uma cláusula singular - aplicada apenas aos diferimentos previstos neste mesmo despacho - que garante um ganho para o consumidor em caso de titularização em condições favoráveis, e só se favoráveis. Com efeito, o n.º 6 prevê que no caso de ocorrer cessão de direitos de crédito, se o valor líquido recebido pela EDP for superior ao valor daqueles montantes que se encontrem em dívida à data da respetiva cessão, então metade da mais-valia deve ser repercutida para redução das tarifas.

No seguimento deste despacho, a EDP decide titularizar ambos os diferimentos do ano seguinte. As operações ficam muito próximas do valor líquido em dívida, gerando, num caso, uma menos-valia e, no outro caso, uma mais-valia. O n.º 6 do Despacho foi cumprido: a primeira foi integralmente assumida pela EDP e metade da segunda foi entregue ao sistema elétrico para abater às tarifas.

É também interessante notar que esta mais valia só ocorre no seguimento da publicação do Despacho 5579-A/2009, a 16 de fevereiro, que vem alterar o *spread* dos diferimentos estipulados no Despacho n.º 27677/2008 de 0,9% para 1,95%. Por si só,

esta “correção” seria justificada, até para viabilizar a titularização, uma vez que a remuneração destes diferimentos devia traduzir a expectativa sobre o custo de financiamento. A mudança do *spread* acompanha o agravamento da situação nos mercados financeiros naqueles meses, considerando as regras de elegibilidade e valorização de valores mobiliários como ativos de garantia em operações de política monetária do Eurosistema.

Uma vez mais, como já referido, estava em causa um valor significativo, 1723M€, e as condições de mercado parecem justificar este ajustamento. O aspeto relevante é que se trata de um movimento de sentido único: quando se deterioraram as condições de financiamento, a remuneração foi ajustada, refletindo-se nas tarifas e preços. Posteriormente, face à melhoria dessas mesmas condições, não existiram decisões políticas de correção. Assim, os ganhos sistemáticos gerados pela evolução do mercado entre o momento da fixação da taxa de remuneração e o momento da sua titularização, foram sempre integrados nos lucros da EDP, em detrimento dos consumidores, como veremos mais à frente.

Decreto-Lei 78/2011 - O diferimento de custos como prática generalizada

Este Decreto-Lei, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, adita-lhe o artigo 73-A, que prevê a repercussão tarifária intertemporal dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial. Institui assim a repercussão tarifária intertemporal destes sobrecustos como um mecanismo regular, por oposição ao regime de exceção anteriormente previsto no Decreto-Lei 165/2008, de 21 de agosto.

Destacam-se as principais características:

- Repercussão tarifária a 5 anos;
- Taxa de remuneração a ser definida por portaria;
- Suscetível de ser transmitida nos termos previstos no Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de dezembro, mas também no artigo 5.º do Decreto-Lei 165/2008, de 21 de agosto (que prevê a garantia de reconhecimento dos direitos dos novos titulares).

Em relação à possibilidade de transmissão dos direitos de crédito, de notar que continua a ser facultativa, sem qualquer cláusula que preveja qualquer capacidade de interferência do governo no processo seja em que momento for, e que se ignora por completo a possibilidade de partilha de mais-valias estabelecida no Despacho n.º 27677/2008, regressando à lógica de absorção integral dos potenciais ganhos pela entidades cessante.

Esta questão é especialmente relevante quando conjugada com a taxa de remuneração estabelecida. Em outubro desse ano, a Portaria n.º 279/2011 estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração aplicável a este regime de repercussão tarifária intertemporal. A fórmula é dada por:

$$RDSPRE = RF + RDP \times \theta$$

em que:

RDSPRE — taxa de juro a aplicar à parcela dos sobrecustos com a produção em regime especial a recuperar no prazo de cinco anos a partir do dia 1 de janeiro do ano a que dizem respeito os proveitos permitidos, nos termos do Regulamento Tarifário da ERSE;

RF — taxa de juro sem risco, correspondendo às yield das obrigações do tesouro alemãs a cinco anos, subtraída do prémio de risco refletido nos credit default swaps dessas obrigações, determinada com base na média dos seis meses anteriores à data de início da aplicação das tarifas associadas ao diferimento dos sobrecustos com a produção em regime especial;

RDP — prémio de risco da dívida do comercializador de último recurso no mercado financeiro refletido, designadamente nos credit default swaps relativos aos financiamentos a cinco anos do grupo empresarial que integra o comercializador de último recurso, determinada com base na média dos seis meses anteriores à data de início da aplicação das tarifas associadas ao diferimento dos sobrecustos com a produção em regime especial;

θ — fator [definido pelo titular da pasta da Energia no governo], entre zero e a unidade, a aplicar ao prémio de risco da dívida associado ao grupo empresarial que integra o comercializador de último recurso, tendo em conta a necessidade de promover a sustentabilidade económica e social da repercussão tarifária dos custos de financiamento do sector.

A decisão de acompanhar o custo de financiamento das empresas com o intuito de garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas mereceu o parecer positivo da ERSE e nada tem de preocupante. Porém, as condições para a titularização destes montantes não prevêem a eventual inversão da tendência adversa nas condições de financiamento, nem considera o perfil de reduzido risco destes *cashflows* - tal como já se argumentou aqui e em diversos depoimentos na CPIPEPE. Esse perfil densificou-se aliás com a garantia prestada pelo artigo 5.º do Decreto-Lei 165/2008, de 21 de agosto, que veio assegurar os direitos creditórios dos novos titulares, mesmo em caso de insolvência ou cessação de atividade da entidade cessante.

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2012
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2010, para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,353%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2010 e de 2011	2,007%
Spread no ano 2010 para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,25 p.p.
Spread no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 no continente	2,00 p.p.
Spread no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 nas Regiões Autónomas	2,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2011, para cálculo das rendas dos défices tarifários	1,647%
Spread dos défices de 2006 e 2007	0,5 p.p.
Spread para a dívida ao abrigo do DL n.º 165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{PREM} (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de dezembro de 2010)	4,678%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	5,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2009	4,0%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2010	3,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011	4,0%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, no dia 15 de novembro de 2011, para cálculo do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2010	2,022%
Spread para cálculo do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC ao abrigo do DL n.º 109/2011, de 18 de novembro	2,00 p.p.

Figura4 - Fonte: ERSE - Tarifas e preços 2012

Como é possível observar no quadro em cima, esta nova metodologia de cálculo da taxa resultou, para 2012, numa estimativa, à data da proposta das tarifas, de 5,5%, a maior taxa de remuneração aplicável para as várias repercussões tarifárias intertemporais em vigor em 2012 (já somando as taxas Euribor com os seus spreads, para cada caso, como é possível verificar). Na realidade, no cálculo final, feito no início de 2012, esta taxa fixou-se em 6,32%.

Na sequência destas decisões, em 2013, quando as condições de mercado melhoram, a EDP titulariza cerca de 70% do diferimento do sobrecusto da PRE de 2012 (valores da ERSE) com a sua maior mais valia até à data – 50M€ (valores dos seus Relatórios e Contas), que constitui lucro integral da EDP.

Esta mais valia reflete por um lado a evolução positiva do mercado e a dificuldade da fórmula em acompanhar essa movimentação, uma vez que esta avalia as condições de financiamento médias nos 6 meses anteriores à sua aplicação, em particular no período de tempo que decorre entre a fixação da taxa e a titularização, e por outro, o prémio implícito de um *cashflow* de risco reduzido remunerado ao custo de financiamento de uma atividade que naturalmente tem mais risco. Este fenómeno foi sendo replicado com os vários diferimentos anuais de sobrecustos da PRE com mais valias substanciais para a EDP.

Sob o Memorando, o debate do diferimento de custos

Na sequência da assinatura do Memorando de Entendimento com a Troika, em maio de 2011, a tutela da Energia inicia um processo negocial com os produtores de eletricidade com vista ao cumprimento das medidas previstas naquele documento, nomeadamente a redução dos Custos de Interesse Económico Geral.

Logo em agosto de 2011, a EDP apresenta em reunião com o Secretário de Estado da Energia a sua proposta, sinalizando a disponibilidade da EDP para financiar em 1200 milhões de euros um conjunto de medidas que vem propor, considerando *“importante, que, simultaneamente, seja definido um enquadramento que remunere adequadamente estes créditos pelo custo de capital da empresa e se criem as condições para a securitização dos elevados montantes em causa”*. Com efeito, as medidas propostas pela EDP procuram evitar cortes permanentes de custos (exceto no sobrecusto das cogerações com mais de 15 anos), substituindo-os por diferimentos temporais, nomeadamente do sobrecusto da PRE, da revisibilidade dos CMEC de 2012 e 2013 e da interruptibilidade.

Na sequência das conversações posteriores, a EDP remete em 4 de outubro de 2011 uma nova proposta, em que refere “aceitar” uma taxa de juro da dívida tarifária correspondente aos título de dívida pública alemães acrescida de 5%. A EDP propõe ainda a alteração das regras para a titularização dos CMEC estabelecidas no DL 240/2004, que prevê que a taxa utilizada para o cálculo dos encargos financeiros da anuidade do valor inicial dos CMEC (7,55%) seja revista em caso de titularização do respetivo montante, passando nessas circunstâncias a ser aplicada a menor das duas taxas (5,22% na portaria de 2007). Em outubro de 2011, a EDP propõe ao governo uma redução da taxa 7,55% para 6,5%, em troca da perda do direito do sistema de beneficiar de uma taxa mais baixa em futuras titularizações.

Analisando as propostas da EDP em carta enviada ao ministro Álvaro Santos Pereira, o secretário de Estado Henrique Gomes considera que o diferimento do sobrecusto da PRE *“deveria ser a última medida a utilizar no ajustamento das tarifas, minimizando a criação de nova dívida, e não como primeira solução que torna desnecessária qualquer outra. A perspectiva da EDP não é essa, porque com a aplicação deste*

mecanismo resolve o problema do curto prazo (a sua perspectiva de sustentabilidade no longo prazo é vã) e ainda ganha com a remuneração do financiamento da dívida”.

Quanto à taxa desta remuneração, Henrique Gomes esclarece o ministro que a proposta do governo à EDP foi diferente da que a EDP veio “aceitar”, nomeadamente uma taxa de remuneração baseada na taxa de juro sem risco, correspondente às “*yield das obrigações de tesouro alemãs a 5 anos, subtraída do prémio de risco reflectido nos Credit Default Swaps dessas obrigações, determinada com base na média dos últimos seis meses, acrescida de 5%*”. O secretário de Estado estranha que “*a EDP argumente que essa taxa se situa abaixo do custo actual de financiamento, quando um dos argumentos apresentados em defesa da não perturbação do processo de privatização foi precisamente a possibilidade de acesso a financiamento com custos muito baixos*”.

Finalmente, a revisão da taxa da componente fixa dos CMEC para 6,5%, proposta pela EDP em contrapartida do direito a absorver os ganhos resultantes da titularização daquelas anuidades, é considerada por Henrique Gomes “*uma tentativa de aproveitamento do momento de pressão sobre os preços da electricidade, uma vez que se consubstancia no abdicar pelo sistema de uma opção, e correspondente valor, de que hoje dispõe*”.

Decreto-Lei 109/2011 - avança o diferimento de custos

No final de 2011, depois do aumento da taxa de IVA para a taxa máxima - dez pontos acima da taxa intermédia de 13% indicada no Memorando de Entendimento - e visando evitar “*o efeito prejudicial que o aumento brusco da factura de electricidade teria no relançamento da economia e nas condições da população em geral*”, o Governo considerou “*necessário diferir, excepcionalmente, o ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010 devido pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia*”, previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, na sua redação à data, sendo repercutido nos proveitos permitidos de 2013. O diploma previa ainda uma taxa de remuneração igual à taxa Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 2%.

O diferimento do sobrecusto com a PRE de 2012, por si só, já representava um aumento da dívida tarifária de 939M€. Este diferimento adicional representava mais 141M€. A este respeito, no parecer do Conselho Tarifário (CT) para as tarifas e preços de 2012 constam as seguintes considerações:

“O CT, no seu parecer do ano anterior, procurou alertar explicitamente que a trajetória dos CIEG [Custos de Interesse económico Geral] assumida ao longo dos últimos anos poderia pôr em causa a própria sustentabilidade do setor se nenhuma medida de redução estrutural a estes custos fossem equacionadas e aplicadas. (...) Efetivamente, na ausência de qualquer medida de redução dos CIEG’s, o diferimento legislativo de uma parcela relevante dos seus custos visou evitar uma variação tarifária muito significativa em 2012. A esse propósito, o CT

não pode deixar de recordar que os consumidores finais já impactaram o choque do expressivo aumento do IVA, com um acréscimo na sua fatura na ordem dos 16% a partir de 16 de outubro de 2011.

Considera assim o CT que é particularmente gravosa a ausência de qualquer medida legislativa com o objetivo de reduzir, de forma estrutural, os CIEG's no setor elétrico.

Reitera, assim, o CT o seu apelo à ERSE para que esta promova as necessárias diligências junto das entidades competentes para a necessidade de medidas visando garantir a sustentabilidade do setor, evitando medidas pontuais e isoladas de diferimento de encargos”.

Nos comentários ao parecer do CT, refere a ERSE:

Apesar da generalidade dos CIEG decorrer de decisões que extravasam a competência do regulador, a ERSE tem vindo a alertar para o impacte da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG. As diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacte que estas medidas podem causar, estão em linha com as posições da ERSE, que tem aproveitado para manifestar a sua preocupação, sempre que lhe é solicitado parecer.

Decreto-Lei 256/2012 - surge o fator de sustentabilidade da EDP

A 28 de abril de 2012, um mês depois da demissão do secretário de Estado Henrique Gomes, o seu sucessor, Artur Trindade, e o ministro da Economia, Álvaro Santos Pereira, fecham com a EDP um acordo visando a redução da taxa de juro da componente fixa dos CMEC, de 7,55% para 4,72%. Esta alteração resultou numa redução dos custos com a parcela fixa dos CMEC de cerca de 14 Milhões de Euros por ano, um total acumulado de 205 milhões de euros de redução, que se traduz num valor atualizado líquido total de 120M€ reportado a julho de 2012.

Como já se referiu neste relatório, o documento informal que fixou esse acordo nunca foi publicado nem comunicado ao regulador. Entre as contrapartidas medidas então aceites acordadas pelo governo, estava estavam os critérios a revisão considerar na determinação da taxa de juro aplicada aos montantes diferidos, nos seguintes termos:

“a) Para os montantes abrangidos pelo artigo 73-A do DL 78/2011 e que estejam em dívida e/ou sejam gerados entre 1-01-2013 s 31-12-2016, a taxa de juro deverá reflectir o custo marginal (all in) suportado pela EDP em operações de mercado grossista de prazos equivalentes realizadas nos últimos 6/12 meses anteriores a 1 de janeiro de cada ano. Caso não haja operações de mercado nessas circunstâncias de volume/número significativos procurar-se-iam proxies de mercado com efeito equivalente (CDS, cotação mercado secundário); b)

Compromisso de não aprovação das novas condições financeiras abaixo do custo marginal da EDP”.

(Acordo EDP-Ministério da Economia, 12 de abril de 2012)

O então Secretário de Estado, Artur Trindade, referiu na sua audição na CPIPEPE que todas as medidas deste acordo, mesmo quando individualmente consideradas, eram positivas para o SEN e que, nessa medida, teria adotado qualquer uma delas, ainda que fora do quadro do acordo mencionado.

No final do ano, em novembro, é aprovado o DL 256/2012. O preâmbulo situa o seu contexto:

“Encontra-se em curso a adoção de um conjunto de medidas que visam travar, a médio e longo prazo, a tendência de crescimento dos diversos custos que oneram a fatura final de eletricidade, bem como o aumento contínuo e exponencial do défice tarifário. A curto prazo é, porém, necessário conjugar a implementação destas medidas com a adoção de outras soluções, que permitam manter as tarifas de eletricidade em valores adequados e comportáveis para os cidadãos, famílias e empresas em geral”.

O decreto prevê os diferimentos - novamente apresentados como “excepcionais” - dos ajustamentos anuais dos CMEC de 2011 e 2012 (previsional no segundo caso). As taxas de remuneração são remetidas para portaria e a cedência dos direitos de crédito é prevista nos mesmo termos do DL 237-B/2006.

Em conjunto com o diferimento dos sobrecustos da PRE de 2013, ao abrigo do mecanismo de alisamento quinquenal do DL 78/2011, estas três medidas representam um acréscimo de dívida tarifária de 1.109M€ (valor da ERSE).

A este respeito, o Conselho Tarifário (CT), no seu parecer às tarifas e preços de 2013, refere o seguinte:

“Além da insignificativa expressão da renegociação do sobrecusto dos CMEC’s, o CT sublinha, adicionalmente, que a proposta é omissa quanto às medidas de intervenção no sobrecusto da PRE-FER (para além do alisamento quinquenal disposto no DL 78/2011). Tendo em conta que se trata da maior fatia dos CIEG’s, não pode deixar de se considerar surpreendente essa omissão, dadas as diversas referências públicas a um acordo com a associação representativa dos interesses do setor respetivo.

Não pode, assim, deixar o CT de enfatizar a desproporção entre as medidas de redução de encargos anunciadas e razoavelmente previsíveis (150 milhões de euros [em 2013]), e as medidas legislativas de (mero) diferimento de um montante substancial de CIEG’s (1109 milhões de euros).

Estando o CT ciente de vários atos legislativos concretizados, aprovados em sede de Conselho de Ministros ou anunciados que incidem sobre os CIEG’s (não só

em 2013, mas também nos anos subsequentes) que tanto tem condicionado a evolução das tarifas na última década, seria muito útil para os agentes do setor, em particular para os consumidores, uma clara explicitação de como se pretende assegurar a eliminação da dívida até 2020 e a sustentabilidade setor”.

Em abril de 2013, a Portaria 146/2013 atualiza a fórmula de cálculo da taxa de remuneração da dívida tarifária em linha com o estabelecido no acordo entre a EDP e o governo no ano anterior. O preâmbulo da Portaria preconiza que, diante da “evolução das condições dos mercados financeiros, verifica-se a necessidade de compatibilizar a metodologia de cálculo prevista na Portaria 279/2011, de 17 de outubro, por forma a não comprometer o equilíbrio-económico financeiro das atividades reguladas (...) mediante a introdução de um fator de sustentabilidade da empresa”.

Em concreto, é introduzido um parâmetro *gama* na fórmula:

$$R_{DSPRE} = R_f + R_{DP} \times \theta + \gamma$$

Este novo parâmetro *gama* garante que a taxa reflete a diferença entre o custo de financiamento estimado (soma de *Rf* com *Rdp*) e o custo de financiamento efetivo da EDP nos 6 meses anteriores (ponderando taxas de juro de capitais alheios ou de obrigações de cupão fixo em mercado secundário) e refletindo os encargos com a contratação do financiamento do diferimento intertemporal dos proveitos permitidos. Mais ainda, esta portaria altera o valor do parâmetro *teta*, aumentando-o de 0,85 para 0,97, mitigando consideravelmente o seu efeito promotor da sustentabilidade económica e social da repercussão tarifária dos custos de financiamento do setor.

Tal como a Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, o objetivo de aproximação ao custo de financiamento da EDP numa altura adversa nos mercados financeiros, parece, por si só, razoável. Esta visão da aproximação total ao custo de financiamento da EDP inclui uma mitigação significativa do fator de sustentabilidade do SEN (de 0,85 para 0,97). No entanto, ao conjugar esta aproximação com as condições previstas para a titularização (já aqui detalhadas), não é devidamente acautelada a sustentabilidade da dívida tarifária a médio-longo prazo. Não há disposição legislativa que contemple uma evolução positiva do mercado. Não há espaço para renegociação, ou para ter um papel na decisão da titularização ou ainda para obter alguma vantagem que daí advenha. E isto num cenário em que a taxa a vigorar ao longo do período quinquenal é fixa, não acompanha qualquer movimentação do mercado, ao contrário de taxas de remuneração estabelecidas anteriormente que eram indexadas ~~à Euribor~~. No entanto, o inverso também é verdadeiro, a existência de uma taxa fixa protege os SEN e os consumidores de subidas das taxas de juro e contribui para a estabilidade tarifária, pois perante uma subida generalizada das taxas de juro o serviço da dívida não aumenta.

Como já aqui foi mencionado, o mercado evoluiu positivamente e a EDP tira partido desse facto titularizando uma parte considerável da dívida tarifária que detinha, e em particular a referente aos alisamentos quinquenais dos sobrecustos da PRE,

remunerados à taxa aqui descrita, obtendo mais valias significativas – 50M€ em 2013, com a PRE de 2012, ainda ao abrigo da fórmula anterior, e 187M€ com os diferimentos dos sobrecustos das PRE de 2013 a 2017 (valores da EDP). Estes valores foram incorporados por completo nos seus lucros, uma vez que estas mais valias já são líquidas de encargos com montagem e manutenção das operações de titularização. Todavia, a estes ganhos não está deduzido o valor do financiamento destes fluxos pela EDP, por muito tempo, no seu custo WACC. Este valor, quer pelos volumes em jogo, quer pela evolução negativa do WACC da empresa no período de ajustamento, pode impactar a conclusão de existência das mais valias acima mencionadas

Na concretização do Decreto-Lei n.º 256/2012, a remuneração dos dois diferimentos nele previstos é fixada pela Portaria 145/2013, de 9 de abril. A taxa anual para os sobrecustos com CMEC é fixada em 5%; para os sobrecustos com CAE, é 4%.

Estas taxas foram fixadas e publicadas apesar ~~das objeções apontadas~~ dos comentários pela ERSE – (no seu parecer que é globalmente positivo). No seu parecer de fevereiro de 2013 pode ler-se:

“...considera-se que os valores considerados para esta taxa são elevados, não apenas face ao risco associado a estes títulos e plasmado, por exemplo, nas yields das obrigações da EDP, bem como face ao procedimento seguido pelo Governo no ano anterior para uma situação semelhante. No que diz respeito ao primeiro ponto, tem-se observado uma diminuição significativa das yields das obrigações da EDP. O quadro que se segue ilustra este facto, evidenciando que as taxas propostas na Portaria não refletem o risco atualmente associado ao custo de financiamento destas empresas.

Moeda: EUR	Maturidade		
	Junho 2020	Janeiro 2015	Março 2015
Yield média dezembro 2012	4,40%	3,40%	3,20%
Yield média dezembro 2011	8,60%	9,40%	9,83%

Fonte: Reuters

Por outro lado, o risco associado a este diferimento não pode assumir um risco igual ao do financiamento do conjunto das atividades da EDP e da REN, tendo em conta que a recuperação destes montantes está enquadrada legalmente.

Este facto pode explicar que em 2011 o Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro, que também diferiu os ajustamentos anuais determinados nos termos dos sobrecustos com os CMEC, neste caso, relativos a 2010, de modo a serem recuperados nas tarifas de 2013, tinham implícita uma taxa substancialmente inferior ao custo médio de financiamento desse ano. Registe-se que, ao contrário do Decreto-lei n.º 256/2012, o Decreto-Lei n.º 109/2011 não remeteu para uma posterior Portaria a definição da taxa a aplicar aos encargos financeiros associados a este diferimento. Este diploma define a taxa a aplicar como sendo igual à média da taxa Euribor a 12 meses verificada em 2011, acrescida de um

spread de 2%. O valor desta taxa correspondeu a cerca de 4%, tendo em conta que em 2011 a média da taxa Euribor a 12 meses foi de 2,008%.

A aplicação da mesma regra para o diferimento dos sobrecustos CAE, que contempla o mesmo horizonte temporal, levaria a aplicação de uma taxa de 3,1% (em 2012 a média da taxa Euribor a 12 meses foi de 1,1%)”.

O texto do parecer aponta para taxas muito semelhantes às que foram publicadas, sendo as principais diferenças referentes ao período considerado para integração dos indexantes (nessa altura a consideração de um semestre diferente era relevante) e maturidades a considerar tendo em conta a necessidade do aprovisionamento de fundos ser anterior à geração da dívida. Considerando estes efeitos as taxas aplicadas estão muito alinhadas com texto da ERSE.

É aliás este conjunto de comentários, de natureza metodológica, acumulados em vários pareceres da ERSE, nunca negativos, mas com relevantes considerandos metodológicos que vem a estar na origem da Portaria 146/2013

Decreto-Lei 32/2014

Em 2014, uma vez mais, o Governo, visando sustentar a evolução tarifária no setor elétrico a curto prazo, recorre ao diferimento da repercussão nas tarifas de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual dos CMEC referentes ao ano de 2012, a ser repercutido, em partes iguais, nos proveitos permitidos de 2017 e 2018. Este diferimento representa um acréscimo na dívida tarifária de 250M€. A sua remuneração é remetida para portaria, sendo estabelecida mais tarde na Portaria n.º 500/2014, de 16 de junho, em termos em tudo idênticos aos da Portaria 146/2013, de 11 de abril, sob parecer da ERSE expressando objeções a uma taxa de 5% à não existência de metodologia detalhada para o cálculo da taxa.

Pese embora não tenha apresentado objeções à Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, e à respetiva metodologia da fórmula de cálculo da taxa de remuneração, a ERSE refere desta feita que “*entende ser necessário uma revisão da taxa estabelecida na proposta de Portaria por forma a garantir que o custo financeiro associado ao diferimento reflita adequadamente as condições vigentes nos mercados financeiros e deste modo, seja neutro para o SEN*”. Acrescenta ainda que:

“Na primeira abordagem, a análise foca-se no risco percebido pelos agentes de mercado para a dívida da EDP, observável na evolução nos mercados secundários das yields das obrigações desta empresa emitidas em euros. Deverão preferencialmente ser consideradas maturidades compreendidas entre o final de 2017 e o início de 2018, tendo em conta que o período médio de recuperação do montante diferido é de 48 meses, a contar a partir do mês de janeiro de 2014. Existem dois empréstimos obrigacionistas nesta situação, para os quais se tem dados associados a transação dos títulos nos mercados

secundários. No cálculo do valor médio das yields desses empréstimos poderão ser seguidas duas abordagens, que passam por considerar: i) o primeiro trimestre do corrente ano, tendo em conta os custos de oportunidade destes títulos que atualmente se verificam no mercado secundário, ii) o semestre anterior ao da criação da dívida, porque as necessidades de financiamento deste montante surgem antecipadamente ao diferimento.

No primeiro caso, as médias das yields diárias das obrigações da EDP são:

- 2,5%, com maturidade em setembro de 2017;
- 3,3%, com maturidade em junho de 2020.

No segundo caso, as médias das yields diárias das obrigações da EDP – Energias de Portugal, SA são:

- 3,8%, com maturidade em setembro de 2017;
- 3,9%, com maturidade em junho de 2020.

Assim, se for considerado o risco percebido pelos agentes nos mercados secundários para as obrigações da EDP, as taxas praticadas são inferiores à taxa de 5% estabelecida na proposta de Portaria.

Pese embora o facto da evolução das yields das obrigações nos mercados secundários ser um bom indicador do risco percebido pelos agentes para estes títulos, poderá não ser o indicador mais preciso para avaliar qual o custo associado à necessidade de obtenção imediata de um determinado financiamento. Tomando assim por base a estimativa do custo de financiamento do montante em causa para o grupo EDP, importará observar os cupões das mais recentes emissões obrigacionistas deste grupo em euros, para maturidades posteriores a 2017, que foram:

- 4,875% em setembro 2013, que corresponde a uma emissão com maturidade de setembro 2020, para um montante de 750 milhões de euros.
- 4,125% em novembro 2013, que corresponde a uma emissão com maturidade de novembro 2021, para um montante de 600 milhões de euros.

Estas últimas taxas são superiores às taxas mencionadas na abordagem anterior. Contudo, a taxa definida na proposta de Portaria é superior às taxas referidas nas duas abordagens apresentadas anteriormente.

Sublinhe-se que as análises efetuadas não tiveram em conta, por uma questão de simplificação, nem com o risco específico desta operação que beneficia da chancela legislativa e regulatória, nem com os custos associados ao processo de financiamento propriamente dito”.

No seguimento deste parecer crítico da ERSE à proposta de portaria **de fixação de uma taxa de 5%**, o Governo publica antes a Portaria n.º 500/2014, de 16 de junho, que, como já referido, estabelece uma metodologia de cálculo da taxa de remuneração em tudo semelhante à estabelecida na Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril e onde são incluídos os aspetos metodológicos referidos pela ERSE. O resultado da aplicação dessa

metodologia para este diferimento é uma taxa de 5%-%, como aliás deixa antever o valor de 4,875%, acima citado e sem custos “all in”. Refira-se que a taxa implícita nas OTs a 5 anos da República Portuguesa, média durante o ano de 2013 (ano de formação da dívida) foi de 5,35%. Ou seja, mais uma vez foi possível gerar dívida tarifária a um custo inferior ao da república.

A titularização deste diferimento, em dezembro de 2014, gera uma mais valia líquida para a EDP de 11M€-€, valor este a que ainda não foi deduzido o impacte negativo (para a EDP) de ter financiado ao custo WACC estes montantes entre Janeiro de 2014 e Dezembro de 2014, certamente bastante superior a 11 Milhões pelos volumes em causa.

Evolução

Tal como já aqui foi amplamente notado, várias entidades foram manifestando a sua preocupação com a evolução anual da dívida tarifária, desde o Conselho Tarifário (CT) da ERSE, à própria ERSE, e até o Governo, referindo-o nos preâmbulos dos vários diplomas legislativos que acabaram por contribuir para essa mesma dívida.

Para uma melhor perceção dos montantes que foram sendo gerados com os diplomas legislativos aqui referidos e para uma perspetiva do seu avolumar, veja-se o gráfico relativo à evolução anual da dívida tarifária e sua composição.

Para uma análise do seu impacto nas tarifas e preços da energia elétrica, veja-se o gráfico com a evolução anual do serviço da dívida tarifária, para o mesmo período, discriminado entre amortização e juros. Segue-se um outro gráfico com a composição dos juros, onde fica bem patente a relevância dos diferimentos da PRE, e onde se observa a comparação da sua remuneração em contraste com emissões de dívida da EDP no mesmo ano.

Evolução anual da dívida tarifária e sua composição

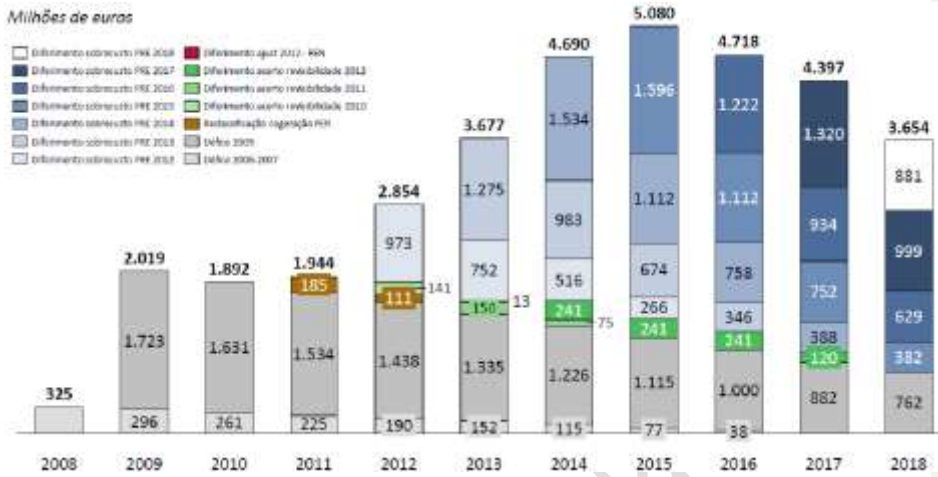


Figura 5 - Fonte: EDP (com base nos documentos anuais das tarifas e preços para a energia elétrica da ERSE)



Figura 6 - Gráfico do autor ([Dados da ERSE](#))

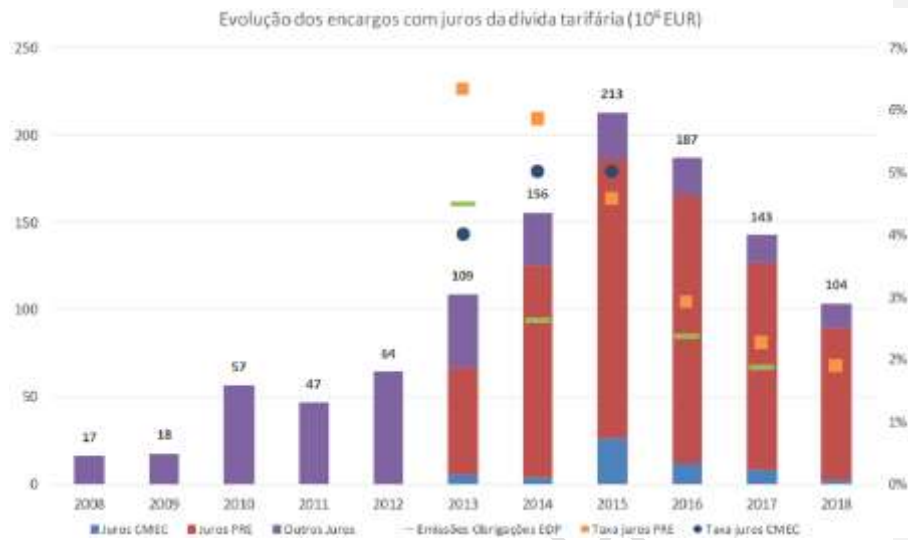


Figura 7 - Fonte: ERSE

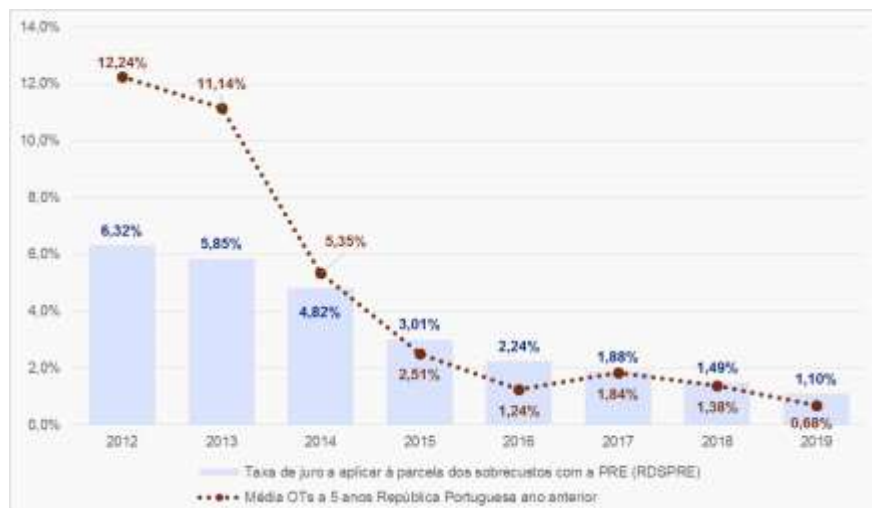
A propósito desta evolução o CT da ERSE, no seu parecer no final de 2013, às tarifas e preços para 2014, cria uma secção específica para a discussão da dívida tarifária e serviço da dívida(mantida até à data), onde tece os seguintes comentários:

“As preocupações evidenciadas, reiteradamente, pelo CT no que a evolução dos CIEG’s diz respeito, encontram a sua natural repercussão na trajetória assumida pela dívida tarifária no setor elétrico.

Embora o CT reconheça que os diversos mecanismos de diferimento e/ou alisamento de custos utilizados, com frequência, nos últimos anos tenham evitado uma significativa subida nas tarifas dos consumidores no próprio ano, também não pode deixar de exprimir a sua apreensão pelo volume e trajetória assumida. A própria evolução, associada, do serviço da dívida, ou seja, a amortização e juros, atingem em 2014, valores muito significativos: mais de 150 milhões de Euros só em juros, num total de quase 1000 milhões de Euros a recuperar nas tarifas”.

O CT voltou a manifestar preocupações muito semelhantes no parecer do ano seguinte, em particular com a trajetória crescente da dívida e com os mais de 200 milhões de euros pagos em juros. Apenas no final de 2015, e *“face à trajetória descendente iniciada na Proposta de Tarifas para 2016, o CT regista os sinais que indiciam a sustentabilidade do sistema elétrico nacional”.*

A respeito da remuneração da dívida, o ex-secretário de Estado Artur Trindade apresentou na CPIPPEPE o gráfico que se segue, com o intuito de ilustrar que a adoção de uma metodologia consistente com os parâmetros financeiros aplicáveis permitiu que o custo da dívida tarifária acompanhasse o custo de financiamento aplicável. Essa metodologia desenhada a partir de 2013 vem sendo aplicada até hoje (ver ERSE, Tarifas para 2019).



Ainda a este respeito pode ver-se, no gráfico que se segue, a evolução da taxa de juro média anual (reflete a média ponderada das várias rubricas da dívida naquele ano, definidas em diplomas diferentes, como aqui foi visto). Foi também acrescentada a evolução da taxa Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* “razoável” de 2%, para o mesmo período, como termo de comparação e barómetro da evolução do mercado. A partir de 2012, com a introdução do alisamento quinquenal dos sobrecustos da PRE e respetiva taxa de remuneração, fica patente o desfaseamento da taxa de juro média da dívida tarifária não só em distância a uma taxa que acompanha a evolução do mercado, mas também em tendência, nomeadamente entre 2013 e 2015.



Figura 8 – Gráfico a partir de dados ERSE + PORDATA

De seguida apresenta-se uma tabela resumo das cessões de dívida tarifária feitas pela EDP, bem como dos montantes envolvidos, das mais ou menos valias resultantes, líquidas dos respetivos custos com a montagem e manutenção das operações, e a representação percentual da mais ou menos valia em relação ao montante titularizado.

Ano	Rubrica da dívida tarifária	Montante titularizado (M€)	Mais/Menos Valia (M€)	Mais/Menos Valia (%)
2008	Défice 2006+2007	176	1	0,6%
2009	Ajustamento tarifários 2007 + 2008	1 276	-23	-1,8%
2009	Ajustamento tarifários 2009	447	-13	-2,9%
2011	Reclassificação Cogeração FER	185	-5	-2,7%
2012	Diferimento acerto CMEC 2010	141	0	0,0%
2013	Diferimento sobrecusto PRE 2012	864	50	5,8%
2013	Diferimento acerto CMEC 2011	150	1	0,7%
2014	Diferimento sobrecusto PRE 2013	833	62	7,4%
2014	Diferimento acerto CMEC 2012	229	11	4,8%
2015+16	Diferimento sobrecusto PRE 2014	1 073	63	5,9%
2016+17	Diferimento sobrecusto PRE 2015	1 271	46	3,6%
2016	Diferimento sobrecusto PRE 2016	1 223	-11	-0,9%
2017	Diferimento sobrecusto PRE 2017	1 155	16	1,4%

Total	9 023	198	2,2%
Total - fórmula custo financiamento EDP ²	6 648	237	3,6%
Total - outras taxas	2 375	-39	-1,6%

Figura 9 - Tabela a partir de dados da EDP

Contabilizando todas as mais e menos valias do período completo, a EDP encaixou 198M€ como lucros, uma vez que estes valores já são líquidos de custos incorridos com as operações de titularização. Note-se que isto corresponde a uma margem bruta de 2,2% sobre a dívida titularizada. Mais ainda, se considerarmos apenas os lucros obtidos com os diferimentos cuja remuneração replica o custo de financiamento da EDP, entre 2013 e 2017, observa-se um valor de 237M€, 3,6% do montante titularizado e cerca de 30%, quase um terço, da totalidade dos juros pagos pelo SEN no mesmo período.

²Considera o total dos diferimentos sujeitos a taxas de remuneração calculadas ao abrigo das metodologias que têm por objetivo replicar o custo de financiamento da EDP:

- Diferimento sobrecusto PRE 2012 => Portaria 279/2011
- Diferimento sobrecusto PRE 2013-2017 => Portaria 146/2013
- Diferimento acerto CMEC 2012 => Portaria 500/2014

E, desta forma, a EDP conseguiu, no período entre 2008 e 2017, atravessando uma crise financeira mundial seguida de uma crise de dívida pública portuguesa, com graves implicações para o tecido empresarial nacional, sair a ganhar com a enorme quantidade de dívida tarifária gerada, a custo dos consumidores.

No entanto, esta não é a visão manifestada na CPIPEPE pelo secretário de Estado Artur Trindade e pelo atual titular, João Galamba.

Artur Trindade defendeu que os ganhos financeiros podem ser contabilísticos, mas não económicos, uma vez que ao efetuar as operações, não na data da geração da dívida, mas uns anos mais tarde, a empresa suportou com meios próprios (WACC) o financiamento do défice tarifário. Logo, titularizou uma maturidade inferior à da dívida, o que só por si pode traduzir-se num ganho “nominal”, relatado contabilisticamente, mas numa perda económica.

Por sua vez, o atual Secretário de Estado, João Galamba, manifestou uma visão diversa e reiterou que o “*que conta é a taxa e a respetiva metodologia*”, reconhecendo à EDP o direito a dispor da dívida tarifária como propriedade sua.

Ainda nesta linha, o ex-Secretário de Estado, Seguro Sanches, que constituiu um grupo de trabalho para definir a metodologia de determinação do custo do défice tarifário, grupo este que apresentou várias metodologias alternativas possíveis, preferiu replicar, quase na totalidade, a metodologia do seu antecessor, aderindo, portanto, ao mesmo racional em vigor.

E a verdade é que este racional parece encontrar demonstração em dados reais. Na prática, o único aspeto alterado pela portaria de 2016, face à metodologia anterior, é o período de integração, para cálculo da média dos indexantes (em apenas uns meses). Sucede que, caso não tivesse havido essa alteração, a taxa de juro apurada para cálculo da remuneração do diferimento teria sido ligeiramente inferior. I.e., se a portaria de 2013 não tivesse sido alterada em 2016, a taxa que teria sido publicada seria de 1,82% e não 1,88%.

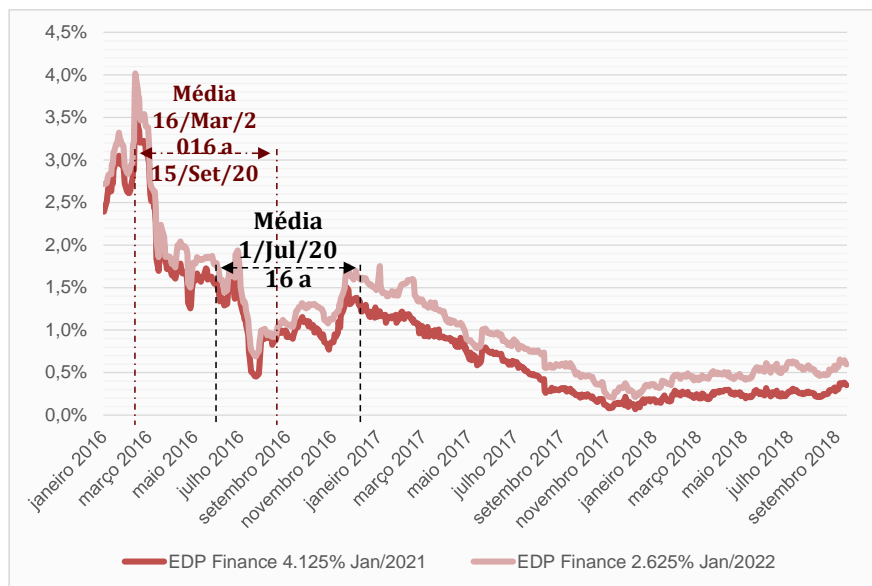


Figura 9 – comparação entre as taxas que resultam da portaria 262/A-2016 de 10 de Outubro e a portaria que a antecede (2013), dados REUTERS.

	Juro 17
Portaria de 2013	1,82%
Portaria de 2016	1,88%

Tabela -1 Resultados da figura anterior

O relatório do Grupo de Trabalho SEE/DGEG/ERSE considera a hipótese de partilhas de ganhos/perdas com estas operações, mas também identifica desvantagens. O membro do Governo em funções na altura nunca deu sequência a essa opção. Os membros do Governo que lhe antecederam e sucederam também nunca consideram viável esse mecanismo.

Com efeito a consideração desta hipótese de partilha de ganhos e perdas num contexto em que a taxa (via indexantes) já é tão baixa aumenta muito a probabilidade de menos valias virem a ser partilhadas com os consumidores. Por outro lado, é uma forma de indexar a taxa tornando-a variável, o que traz preocupações com a volatilidade tarifária desta parcela de custos.

Notas finais

A criação da dívida tarifária em 2006 é uma decisão política que visa, por um lado, manter intocados os custos de interesse económico geral (recusando recomendações da

ERSE de sentido contrário) e, por outro lado, evitar as consequências sociais e políticas do aumento de cerca de 15% nas tarifas de eletricidade para 2007.

~~Então como mais tarde~~. Se a preocupação dos Governos era o financiamento do défice e o serviço da dívida, poderiam ter financiado esse mesmo défice através do Orçamento de Estado ou com a emissão de dívida pública. Não o fizeram, porém, num movimento de clara desorçamentação.

Esta decisão, com pequenas variantes, foi sendo reproduzida quase todos os anos, com acréscimos ao volume de dívida até 2016, quando a tendência foi finalmente invertida.

Um primeiro elemento relevante quanto à identificação de formas de rendas indevidas reside na taxa de remuneração de montantes a recuperar através das tarifas e preços da energia elétrica.

Esta questão é levantada pela ERSE perante o DL 240/2004 e a fixação da taxa de cálculo da anuidade ao custo médio de capital da EDP (7,55%), depois face aos aumentos de *spreads* em relação à Euribor e pela definição de taxas fixas, até à fórmula de cálculo da remuneração dos diferimentos dos sobrecustos da PRE e às tentativas de aproximação das taxas de juro ao custo de financiamento da EDP.

A discussão em torno da taxa de remuneração prende-se com vários aspetos:

- Sustentabilidade económica e social da repercussão tarifária dos custos de financiamento do sector.
- Risco dos *cashflows*: a dívida tarifária emitida, dado o enquadramento legislativo e regulatório da recuperação dos seus montantes, tem um risco reduzido, em todo o caso risco sempre menor que o financiamento do conjunto das atividades da EDP. E, nesse sentido, a sua taxa de remuneração deveria refletir isso mesmo.
- Custo de financiamento da EDP: para garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, é importante acompanhar a evolução do seu custo de financiamento, em particular em condições de mercado adversas.
- Possibilidade de revisão da taxa: o impacto da definição da taxa inicial será tanto maior quanto menor for a flexibilidade prevista para a rever, seja por renegociação direta com a EDP, seja pela possibilidade da sua cedência a terceiros.

É da ponderação destes fatores e do equilíbrio entre o curto e o médio-longo prazo que deve resultar uma taxa de remuneração adequada.

Assim, por simplificação, surgem dois rumos possíveis:

- A taxa de remuneração é definida de forma completamente alheia à EDP-CUR, exclusivamente tendo em conta as condições de mercado e o perfil de risco dos *cashflows* envolvidos, definida como uma emissão direta em mercado. É concebida como uma taxa “justa” para o SEN. Neste caso, depois de entregue à

EDP, esta poderia geri-la da forma que melhor lhe aprouvesse, mantendo-a ou cedendo-a a seu custo ou benefício;

- A taxa de remuneração é definida como uma taxa “justa” para a EDP enquanto recetor da dívida, ponderando o esforço financeiro envolvido e custos incorridos com vista a garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas. Neste caso, o acompanhamento pelo SEN da evolução do custo financeiro deve ser mantido. Para assegurar a sustentabilidade económica e social da repercussão tarifária dos custos de financiamento, a gestão da dívida tem de ser partilhada entre EDP e SEN. Isto é, o governo tem de ter uma palavra na renegociação das condições da dívida sempre que alterações nas condições de financiamento da empresa ou do mercado assim o justifiquem, bem como na cedência da dívida a terceiros, seja na opção pela sua realização, seja nas condições negociadas. Obviamente, estas decisões devem ser pautadas pela procura do equilíbrio entre a sustentabilidade das atividades reguladas e a sustentabilidade do SEN.

Conclusões

Seguindo este racional, cabe referenciar as decisões tomadas ao longo dos anos pelos responsáveis de governo quanto à remuneração de montantes a recuperar através das tarifas e preços da energia elétrica, entre as quais se destacam:

1. Remuneração dos diferimentos dos sobrecustos da PRE a uma aproximação do custo de financiamento da EDP - Decreto-Lei n.º 78/2011 e Portaria n.º 279/2011 + Portaria n.º 146/2013

Como já aqui foi argumentado, o pressuposto de que “*a taxa de juro deve refletir as condições de financiamento da empresa*” pode ser pertinente. Sobretudo em contexto adverso (como o dos anos da crise) a decisão de acompanhar o custo de financiamento das empresas com o intuito de garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, parece natural, e mereceu parecer positivo da ERSE.

Mas esta decisão, lida em conjunto com as condições previstas para a titularização destes montantes, não teve em conta nem uma eventual melhoria das condições de financiamento nem o perfil de risco específico destes *cashflows* que, tal como reiterado pelo depoimento de vários intervenientes na CPIPEPE, têm um risco reduzido (mais ainda depois da garantia prestada pelo artigo 5.º do Decreto-Lei 165/2008, de 21 de agosto, em que o Estado assegura os direitos creditórios dos novos titulares em caso de insolvência ou cessação de atividade da EDP). Isto indica risco parecido (mas não igual) ao do Estado. Esses juros tendem para as OTs mas nunca poderão ser inferiores. Como bem prova a sua não-aceitação como dívida pública e a sua não-aceitação como colateral no Eurosistema.

Embora prevista, a titularização é uma opção da EDP, que, tal como os eventuais ganhos e perdas, lhe cabem em exclusivo. ~~Em suma: o SEN acompanhou o custo de financiamento da EDP nos momentos de maior adversidade nos mercados financeiros para, logo a seguir, a EDP tirar todo o proveito da evolução positiva desses mercados.~~

~~A publicação da Portaria 146/2013, que altera a fórmula original da Portaria 279/2011, introduz um novo parâmetro que essencialmente visa garantir uma maior aproximação ao custo de financiamento efetivo da empresa, bem como assumir na taxa os encargos com a contratação do financiamento necessário à dívida que remunera. É então decidida uma redução significativa do impacto do fator de sustentabilidade do SEN (de 0,85% para 0,97%, contrapartida prevista no acordo de abril de 2012 entre o governo e a EDP pela redução da taxa de juro da componente fixa dos CMEC), favorecendo a EDP e agravando os problemas que fórmula anterior já tinha.~~

~~Ainda de notar que, embora a fórmula teoricamente preveja uma grande adesão ao custo de financiamento da EDP, a comparação dos seus resultados com *yields* de emissões de obrigações da EDP (Figura 7) bem como a comparação com as taxas de juro médias paga pelo SEN (influenciadas por estes diferimentos) ou ainda com uma taxa de referência de mercado (Figura 8) evidenciam sobre remuneração.~~

~~Quando, a partir de 2013, o mercado evolui positivamente, a EDP titulariza uma parte considerável da dívida tarifária que detinha, obtendo mais valias significativas — 50M€ em 2013, com a PRE de 2012 e 187M€ com os diferimentos dos sobrecustos das PRE de 2013 a 2017 (valores da EDP).~~

~~No total, acrescentando a titularização do diferimento do acerto de revisibilidade dos CMEC de 2012, a EDP realizou 237M€ com estas titularizações (Figura 9), que incorporou por completo nos seus lucros. Este montante que corresponde a cerca de 30%, quase um terço, da totalidade dos juros pagos pelo SEN no mesmo período.~~

A distorção introduzida pela decisão inicial da remuneração dos CMEC já foi, entretanto, corrigida. Numa primeira instância, com a redução da taxa aplicada à componente fixa dos originais 7,55% para 4,72%, negociada em 2012 com a EDP. Mais tarde, no final de 2017, o Governo pede à ERSE uma proposta para novo cálculo dessa taxa. Em resposta, a ERSE apresentou uma taxa visando recuperar os valores que, no entendimento da ERSE, foram pagos indevidamente, por força dos erros identificados no seu parecer ao Decreto-Lei 240/2004. A ERSE avalia o impacto da primeira redução da taxa em 205M€. Assim, uma nova redução deveria permitir recuperar grande parte dos restantes 125M€. Propôs a ERSE:

“À data de 23 de setembro de 2017, essa taxa seria aproximadamente a yield das Obrigações do Tesouro com maturidade de 5 anos (visto que a vida média das rendas da parcela fixa é de cerca de 5 anos), de 0,949%, acrescida de 0,25%, totalizando 1,20%. A aplicação desta taxa ao cálculo da renda anual de 2018 até ao final do período de vigência dos CMEC permitiria recuperar cerca de 111 milhões de euros dos 125 milhões de euros que faltaria recuperar relativamente à situação desejável.”

~~O Secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, homologou o cálculo do ajustamento final proposto pela ERSE, que, para impor esta correção, situou em 154M€ o valor a pagar até 2027 na componente variável dos CMEC, uma quantia que fica 102M€ abaixo da versão apresentada pela EDP e pela REN para o ajustamento final.~~

Em relação à remuneração dos diferimentos dos sobrecustos da PRE, num cenário em que se pretende assegurar o custo de financiamento da empresa, urge introduzir mecanismos de partilha da gestão da dívida, muitos deles já reproduzidos em diplomas legislativos pontuais.

O Estado deve poder:

- Ser consultado na decisão de uma operação de titularização, nomeadamente, no que respeita às suas condições e aos seus custos;
- Forçar uma operação de titularização caso as condições de mercado assim o justifiquem;
- Incorporar no SEN os resultados dessas titularizações.

A este respeito, em abril de 2016, foi criado um Grupo de Estudo, composto por membros do Gabinete da Secretaria de Estado da Energia, da ERSE e da DGEG, com vista a avaliar a “Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial”. No relatório elaborado é sugerida, entre outras opções, a “*inclusão de um mecanismo de incentivo à eficiente gestão da colocação em mercado da dívida tarifária*”, referindo que este incentivaria a EDP “*a conseguir as melhores condições de mercado, na colocação da dívida, partilhando com o consumidor os benefícios obtidos*”. Para este efeito é sugerida no relatório uma partilha 50/50, com exceção da definição de um teto máximo para a incorporação no SEN de potenciais perdas, com vista a incentivar uma gestão eficiente da dívida.

Não obstante as várias propostas sugeridas pelo referido Grupo de Estudo, o então SEE Seguro Sanches, entendeu manter o racional em vigor alterando ligeiramente os termos do mecanismo de determinação dos juros à pagar pelo diferimento da dívida tarifária.

Recomendações

- Tal como proposto pelo relatório do Grupo de Trabalho SEE/DGEG/ERSE em 2016, a partilha dos resultados obtidos em operações de titularização de dívida tarifária deve ser objeto de iniciativa legislativa.
- A proporção de tal partilha não deverá ser mais desfavorável ao SEN do que os 50/50 propostos pelo Grupo de Trabalho SEE/DGEG/ERSE. Este regime de partilha assegura um estímulo suficiente à EDP para uma gestão eficiente da dívida.
- Como garantia da melhor prossecução do interesse público, o membro do governo com a tutela da energia deverá poder, por iniciativa própria ou sob proposta da ERSE, determinar ou suspender operações de titularização desencadeadas pela EDP - Comercializador de Último Recurso.
- ~~Este princípio deverá ser aplicado igualmente às mais valias e menos valias realizadas em operações de titularização realizadas no passado, de forma a recuperar para o SEN parte do saldo dessas operações, as quais importam em 198M€ positivos. Não tendo sido ilegal, esta apropriação integral é indevida e injusta, devendo ser corrigida.~~

Capítulo 7

Garantia de potência

A garantia de potência é um mecanismo de remuneração de capacidade elétrica destinada a garantir a segurança de abastecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas. Esta resume-se, por um lado, a remunerar centrais electroprodutoras para estarem disponíveis para entrarem em funcionamento face a um evento extraordinário (situação não prevista de consumo ou variações bruscas na produção renovável), e por outro, a incentivar a manutenção e investimento neste tipo de potência despachável e imediata, no sistema elétrico nacional. O contributo das unidades de produção baseadas em tecnologias convencionais (térmica, hídrica) é por isso fundamental para a garantia da segurança do abastecimento, como complemento à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis (não-despacháveis).

1. Contexto, legislação e regulamentação

1.1. Na preparação do MIBEL, previsão da remuneração de potência segundo a disponibilidade

A primeira referência legal a um futuro regime de remuneração da garantia de potência é feita no artigo 16º do DL 185/2003, do ministro Carlos Tavares, que “estabelece as regras gerais que permitem a criação de um mercado livre e concorrencial de energia eléctrica”:

1 - Até à entrada em vigor do diploma que estabelece as novas bases de organização do funcionamento do sector eléctrico, transpondo para o direito nacional a Directiva do Mercado Interno de Electricidade, cabe à entidade concessionária da RNT assegurar a garantia do abastecimento de energia eléctrica.

2 - Os produtores em regime ordinário que participem no mercado sob qualquer forma de contratação têm direito a um pagamento de potência dependente da sua disponibilidade no período de maior procura ou de escassez de oferta.

3 - Os proveitos do pagamento da garantia de potência aos produtores, determinado com base numa metodologia de valorização que assegure o equilíbrio contratual, são proporcionados por uma tarifa fixada pelo regulamento do tarifário, aplicável a todos os consumidores.

(Artigo 16º do DL 185/2003)

Aquela remuneração geral é retomada mais tarde, com o DL 264/2007 do ministro Manuel Pinho, que prevê “a possibilidade de criação de instrumentos de incentivo à garantia de potência para centros eletroprodutores cuja atividade é exercida em regime de mercado”, de modo a “assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores em regime ordinário (PRO)”.

Nesse contexto de 2007, em vésperas da entrada em funcionamento do MIBEL, as entidades reguladoras portuguesa e espanhola entregam aos respetivos governos uma proposta de regulamentação conjunta do mecanismo de garantia de potência, cujas linhas gerais estão contidas no projeto então apresentado, apontando à existência de um procedimento concorrencial.

Em dezembro do mesmo ano de 2007, é de registar ainda a aprovação pelo Conselho de Ministros do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, cujo concurso só terá regras aprovadas por Decreto-Lei em setembro do ano seguinte.

Entre 2007 e 2010, o governo não regulamenta a possibilidade aberta na lei para a remuneração deste serviço.

“Voltei a ser Secretário de Estado com o Professor Teixeira dos Santos [de julho a outubro de 2009] e lembro-me de ter recebido a EDP para legislar sobre a garantia de potência, e não o fiz. Expliquei-lhe que o momento já não era propício a decisões dessa natureza. Estávamos próximos do fim do mandato e não o fiz em consciência”.

(Castro Guerra, Secretário de Estado Adjunto, da Indústria e da Inovação, entre 2005 e 2009)

1.2. Início do pagamento pela garantia de potência

Será já sob a tutela do ministro Vieira da Silva e do secretário de Estado da Energia, Carlos Zorrinho, que o mecanismo é criado, através da portaria 765/2010, sem que seja dado acolhimento à proposta de harmonização ibérica baseada em leilões avançada pelos reguladores ibéricos. Pelo contrário, o regime criado integra duas linhas de remuneração, ambas atribuídas por via administrativa e não concorrencial:

- o pagamento do serviço de disponibilidade prestado pelos centros eletroprodutores;
- o incentivo ao investimento em capacidade de produção, para os centros electroprodutores que tivessem entrado em exploração há menos de 10 anos.

Ambos se destinam a centrais em regime ordinário e sem garantias CMEC ou CAE, os quais já remuneram a disponibilidade de potência.

A ERSE acompanha a preparação da portaria e expressa as suas preocupações, mencionando um parecer que, no entanto, não constará do acervo da ERSE, de acordo com a resposta aos pedidos feitos pela CPIPEPE:

De acordo com documentação existente no acervo da CPI, a ERSE emitiu um parecer negativo em relação à versão preliminar da portaria 765/2010. Ao longo do processo a ERSE é mantida informada sobre as alterações que vão sendo efectuadas no texto da referida Portaria e mantém a suas objecções.

“Permitimo-nos reiterar o conteúdo do Parecer da ERSE oportunamente enviado a esse Ministério e sublinhar a nossa preocupação com os impactes tarifários, agora acentuados com as alterações introduzidas nos artigos 10.º e 11.º”.

(correspondência entre José Afonso, da Direção de Mercados da ERSE, e Bruno Caetano, assessor de Carlos Zorrinho, 28 julho de 2010).

O referido parecer nunca foi disponibilizado à esta CPI.

Questionada mais do que uma vez sobre o referido parecer, a Presidente da ERSE, Dra Cristina Portugal, referiu sempre que enviou toda a documentação existente na ERSE sobre o tema da Garantia de Potência, mesmo quando confrontada com documentos escritos que evidenciam a existência de tal parecer.

A Secretaria de Estado da Energia também não enviou o referido parecer, nem o processo de diálogo entre a SEE e a ERSE que antecedeu a publicação da portaria 765/2010.

É no mínimo estranho que um documento tão relevante para o sector eléctrico tenha desaparecido do acervo documental da ERSE e também do acervo da SEE.

Em defesa da introdução do pagamento destes incentivos, são mobilizados pelos ex-ministros Vieira da Silva e Carlos Zorrinho dois argumentos principais: 1) a necessidade de corresponder a compromissos assumidos junto das companhias que acorreram aos leilões do Plano Nacional de Barragens, lançado pelo ministro do Ambiente, Nunes Correia; 2) a necessidade de robustecer a segurança de abastecimento.

Quanto ao primeiro, é assumido por Carlos Zorrinho - “o decreto-lei que cria a garantia de potência estava publicado desde 2007 [DL 264/2007] e, portanto, obviamente que o concurso [do Plano Nacional de Barragens] foi feito nessa perspectiva”. Porém, no momento daquele concurso, a lei não previa mais do que a mera possibilidade da futura criação de um tal mecanismo -, o que está longe de poder constituir compromisso ou sequer fundada expectativa - e com referência apenas à remuneração da disponibilidade, sem que o incentivo ao investimento estivesse previsto sob qualquer forma.

O segundo argumento é relativo à promoção da segurança de abastecimento. Afirma Carlos Zorrinho, na sua audição na CPIPREPE:

“É muito fácil, agora, dizermos que há uma sobredisponibilidade, mas as projeções, quer quanto ao consumo de energia em Portugal, quer quanto ao consumo de energia no MIBEL, na eletricidade em particular, quer quanto às interconexões eram completamente diferentes”.

Porém, a portaria 765/2010 é posterior à publicação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento para os anos 2011-2020, preparado pela REN, que apontava claramente a falta de necessidade de novos mecanismos de reforço da segurança do abastecimento, considerando a

“Suficiência da reserva de capacidade para a cobertura, nos períodos de ponta anual (Janeiro), de ponta de Verão (Julho) e da ponta de Dezembro, de situações particularmente críticas e muito excepcionais, caracterizadas pela ocorrência simultânea de um agravamento da ponta de consumos, de uma indisponibilidade de potência hídrica por efeito de um regime seco, de indisponibilidade de potência eólica correspondente à disponibilidade do recurso com um nível de confiança de 95%, de uma contribuição reduzida da restante PRE e da falha fortuita do maior grupo térmico e do maior grupo hídrico. (...) Na verificação do cumprimento destes padrões não se considera o recurso à interruptibilidade”.

(Relatório de Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade para 2011-2020, REN abril 2010, pag. 5)

A ERSE produziu declarações públicas no mesmo sentido, alertando para “um problema tarifário para vários anos”:

“A garantia de potência foi negociada [em 2007] numa altura de assimetria com Espanha, quando a margem de segurança do mercado português era escassa, o que já não acontece hoje, registando-se um excesso de energia no mercado ibérico”.

Vitor Santos, presidente da ERSE, Público, 22 dezembro de 2010

Na CPIPREPE, um terceiro elemento de motivação - além dos compromissos assumidos e da segurança do abastecimento - foi objeto de abordagens contraditórias entre Vieira da Silva e Carlos Zorrinho. Segundo o então Secretário de Estado, a remuneração da garantia de potência foi parte de um pacote legislativo mais amplo, que incluiu também a tarifa social, cuja criação é simultânea à da garantia de potência:

“Conseguimos que as operadoras se tivessem comprometido em simultâneo com a tarifa social. (...) A tarifa social foi criada em complemento e em pacote político com a garantia de potência, dizendo o seguinte: se há aqui uma

garantia de fornecimento, temos uma garantia de fornecimento do lado da produção, mas também temos de ter uma garantia de consumo do lado dos utilizadores. (...) [Houve] o aproveitamento dessa circunstância, ou seja, da concretização de uma expectativa legítima, que tinha sido criada por um decreto-lei anterior, para cumprir uma linha de política, que era a criação de uma tarifa social paga por esses mesmos operadores”. (...)

“Conseguimos que as operadoras se tivessem comprometido em simultâneo com a tarifa social. (...) A tarifa social foi criada em complemento e em pacote político com a garantia de potência, dizendo o seguinte: «Se há aqui uma garantia de fornecimento, temos uma garantia de fornecimento do lado da produção, mas também temos de ter uma garantia de consumo do lado dos utilizadores».”

(Audição de Carlos Zorrinho, secretário de Estado da Energia 2009-2011)

Pelo seu lado, o ex-ministro da Economia assume que a introdução da tarifa social visou compensar novos custos inscritos na tarifa (a garantia de potência seria um deles), mas nega uma negociação em pacote com as empresas:

“Nunca estive na minha cabeça nem em nenhuma negociação, qualquer articulação de género compensatório com a questão da garantia de potência mas, sim — assumo essa compensação —, com aquilo que eu achava ser uma pressão potencialmente crescente sobre a tarifa e a necessidade de desagregar, para esses grupos sociais [beneficiários da tarifa social], essa tensão e essa pressão”. (...)

“[A garantia de potência] faz parte da política de criação de condições de segurança para os investimentos, não só para os investimentos do passado mas também para os do futuro.” (...) “Na perspectiva que tive, a pressão sobre as tarifas e a necessidade de aliviar as famílias conta seguramente muito mais do que qualquer outro tipo de negociação [da garantia de potência e tarifa social indicada pelo SEE Carlos Zorrinho], na qual, aliás, não participei.”

(Audição de Vieira da Silva, Ministro da Economia 2009-2011)

Quanto ao incentivo ao investimento, a Autoridade da Concorrência reforça a tese de que este incentivo, enquadrado na garantia de potência, não corresponde a uma necessidade efetiva dos produtores:

“Essas centrais não precisaram de incentivos para que os respectivos investimentos fossem desencadeados, o que coloca em causa o valor acrescentado do incentivo de garantia de potência, nos termos em que esse incentivo foi apresentado.”

(Parecer da AdC sobre proposta de tarifas e preços para 2012, novembro 2011)

Já Carlos Zorrinho, na CPIPEPE, defendeu veemente o incentivo ao investimento como medida para alavancar um modelo energético limpo:

“Portanto, o incentivo ao investimento é feito nesta lógica de garantir a atratividade no investimento, no modelo — ainda não conversámos sobre isso aqui, mas, se calhar, valeria a pena conversar — energético para Portugal. Há vários modelos energéticos... Não demos garantia de potência à central de carvão, por exemplo! (...) A garantia de potência foi dada, como disse, por harmonização com o MIBEL e por portaria, para poder ser alterada em cada momento, em função do índice de cobertura — como foi! —, mas foi dada ao ciclo combinado e à energia renovável. Portanto, para termos um modelo de armazenamento e de resposta rápida com o ciclo combinado e um modelo de armazenamento e de resposta mais lenta com o domínio hídrico, suportando o crescimento progressivo de outro tipo de renovável, como o fotovoltaico e o eólico.”

[A ERSE não será chamada a pronunciar-se sobre a versão final da portaria.](#)

1.3. Os cortes nos incentivos da garantia de potência após o Memorando da Troika

Em dezembro de 2011, na sequência do recuo do governo na aplicação da contribuição especial do setor elétrico proposta pelo Secretário de Estado Henrique Gomes, é introduzida na segunda revisão do Memorando a Medida 5.13, que prevê a aplicação de medidas até ao final do segundo trimestre de 2012:

“Tomar medidas no segundo trimestre de 2012 para a retirada do mecanismo de garantia de potência e a redução dos custos políticos associados. Os incentivos ao investimento em centrais devem ser revistos em baixa e retirados à luz da atual situação de baixo consumo de eletricidade, excesso de capacidade de produção e da sobreposição com o mecanismo do serviço de interruptibilidade, tendo ainda em consideração os desenvolvimentos no mercado ibérico de eletricidade e considerações de segurança energética”.

É neste contexto que, em fevereiro de 2012, o governo PSD/CDS remete à troika o relatório *“Rents in the Electricity Sector”*, que quantifica em 60 M€/ano os ganhos tarifários da retirada do incentivo ao investimento para centrais atribuídas antes de 2007.

Em abril de 2012, é firmado o acordo entre a EDP e o governo para a redução da taxa de juro da componente fixa dos CMEC. Esse acordo - que será analisado mais adiante neste relatório - elenca um conjunto de medidas tendentes a *“estabilizar o quadro regulatório”*. Quanto ao serviço de disponibilidade (que deixará de ser pago na sequência da portaria 251/2012, de 20 de agosto), o governo sinaliza à EDP a intenção

de não aplicar integralmente a Medida 5.13, que previa a retirada faseada mas total da remuneração da disponibilidade e do incentivo ao investimento.

Quanto à remuneração do serviço de disponibilidade das centrais térmicas sem CMEC, o acordo define que suspensão será levantada no final do programa de ajustamento dando lugar a uma remuneração sem prazo a 6000 €/MW (o valor em 2010 era 20000 €/MW). Para as centrais hídricas construídas e/ou em operação depois de 2007 o incentivo ao investimento permanece, com novas regras que devem considerar o reforço da segurança de abastecimento entretanto registado com a interruptibilidade (1000 MW disponíveis em 2012) e as interligações com Espanha (2000 MW em 2012, com outros 3000 MW projetados).

Em síntese, a portaria 251/2012, do secretário de Estado Artur Trindade, redefine o mecanismo de garantia de potência do seguinte modo:

- o incentivo à disponibilidade passa a ser exclusivo dos centros electroprodutores térmicos e vigente até à cessação da licença de exploração. No entanto, os pagamentos ficam suspensos até ao ano seguinte ao da conclusão do Programa de Assistência Económico-Financeira que então se aplicava em Portugal;
- o incentivo ao investimento é limitado a centrais hídricas futuras ou cuja decisão de construção seja posterior a 2007. O incentivo deixa a ser atribuído diretamente por MW, passando a discriminar valores por central hídrica e a ter duração limitada a dez anos. Fica assim excluída a central de Alqueva, que recebeu a este título 6,8 M€, entre 2010 e 2012.
- passar para 50% o incentivo ao investimento dos reforços de potência, obrigando a bombagem, uma vez o investimento da infraestrutura do aproveitamento hidroelétrico já seria existente.

Segundo Artur Trindade, estas alterações foram validadas pela troika previamente à portaria 251/2012. Quanto à manutenção do incentivo ao investimento, contra o que era a orientação da Medida 5.13 do Memorando, ela é justificada por Artur Trindade na mesma linha já apresentada por Carlos Zorrinho:

“O subsídio ao investimento, que é [depois da portaria de 2012] o principal da garantia de potência, não é o da disponibilidade, foi tratado também como um direito adquirido por parte dos produtores, daqueles que o tinham. E foi pago nessa perspetiva de incentivo ao investimento que, como sabe, dura 10 anos, e tendo em conta aquilo que eram as perspetivas de investimento que já tinham sido aceites e que já vinham de governos anteriores”.

(Artur Trindade)

Posteriormente, a portaria 172/2013 vem repor regras para os procedimentos para a verificação da disponibilidade, que tinham perdido suporte legal no momento da cessação dos CAE, tema que este relatório já tratou atrás.

1.4. A eliminação dos pagamentos por disponibilidade

Em 2016, após parecer técnico pedido pela tutela à ERSE, a Lei do Orçamento do Estado para 2017 (42/2016) substituiu o incentivo à disponibilidade por um sistema de leilões para a “Reserva de Segurança do SEN”, definido mais tarde pela portaria 41/2017. Face ao posterior questionamento deste sistema por parte da Comissão Europeia, o então Secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, determinou a sua suspensão sem prazo (portaria 93/2018).

Em 2016, a necessidade de remuneração de disponibilidade através deste mecanismo é de novo contestada pela ERSE, que, a pedido pelo governo, emite um parecer técnico em que aponta a este subsídio falta de transparência e de razão para existir: “*No período 2015-2024 o sistema eletroprodutor mostra-se capaz de dar resposta à evolução expectável dos consumos de eletricidade, garantindo os níveis de segurança de abastecimento.*”

Em 2018 é a REN, em resposta ao secretário de Estado Jorge Seguro Sanches que se pronuncia sobre as necessidades da Reserva de Segurança no curto prazo. Com o mecanismo de garantia de potência suspenso e nos cenários mais pessimistas (alta procura e baixa oferta de eletricidade), as centrais electroprodutoras e os mecanismos existentes seriam suficientes para assegurar as necessidades do SEN (Pronúncia da REN em 2018), dispensando mais mecanismos adicionais.

“A REN assegurou que até ao fim do primeiro trimestre deste ano não era necessária garantia de potência. Fiz-lhes a pergunta, a REN respondeu dessa forma e, por essa razão, suspendeu-se a garantia de potência e continuou-se um processo de negociação e de construção de uma solução legislativa com Bruxelas que, penso, estava em fase próxima do fim quando eu cessei funções, (...)

Eu acho que resolvemos bem o problema. Se não precisamos de garantia de potência, não a temos e temos a interruptibilidade; acho é que, mais tarde ou mais cedo, teremos de evoluir para um modelo concorrencial que possa, efetivamente, contribuir para reduzir custos, o que não me parece que se tenha conseguido fazer nessa área.”

Jorge Seguro Sanches, SEE 2015-2018, na CPIPREPE

Já em abril de 2018, numa interpelação da Direção-Geral de Concorrência da Comissão Europeia, referente à portaria 41/2017 o governo assume que o mecanismo da Remuneração da Reserva de Segurança que se encontrava suspenso com a portaria 93/2018 vai ser cancelado.

Ainda no seguimento desta interpelação por eventuais ajudas de Estado, encontra-se em análise o mecanismo da garantia de potência na modalidade de apoio ao investimento, no sentido de averiguar a transparência e equidade na sua atribuição, com vista a uma possível revisão.

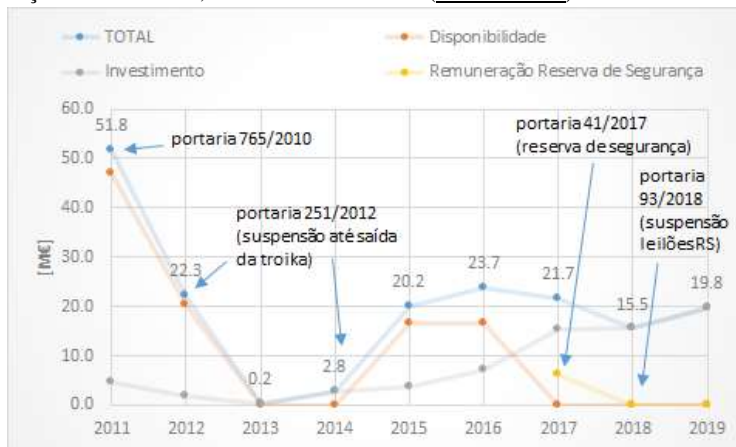
2. Custos para o SEN

Os custos com a garantia de potência são inseridos nas tarifas do consumidor final a título de Custo de Interesse Económico Geral (CIEG). Em 2011, a ERSE esclareceu a inclusão do sobrecusto da GP pela primeira vez, na parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema UGS justificando:

“(...) sendo que o seu sobrecusto é uma função inversa das horas de funcionamento destas centrais, por ser pago tendo como referencial a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. (...) Assim o risco de não colocação destas centrais PRO aumenta sempre que a energia produzida pelos produtores em PRE excede as necessidades previstas pelo CUR. (...) Deste modo, enquanto o diferencial de custo com a PRE evolui de uma forma independente dos restantes CIEG associados à produção de energia eléctrica, os CIEG com produção em PRO (CAE, CMEC e garantia de potência) aumentam com a evolução da produção em regime especial.”

(Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2011, ERSE)

Gráfico 1 - Valores gastos com a garantia de potência de 2011 a 2019 e reserva de segurança em 2017-2019, em milhões de euros (Dados ERSE)



Até 2018, a garantia de potência resultou em custos de 143 M€ (101 M€ em incentivo à disponibilidade e 52 M€ em incentivo ao investimento). A Reserva de Segurança, que veio substituir o incentivo à disponibilidade custou 6 M€ em 2017, tendo sido suspensos os leilões em 2018. Os dados para 2019 foram retirados das estimativas da ERSE a incluir nas tarifas e referem-se apenas à componente de incentivo ao investimento, que permanece.

Conclusões

1. A garantia de potência foi acordada na XII Cimeira luso-espanhola de 2006, daí resultando uma solicitação ao Conselho de Reguladores do MIBEL para que se operacionalizasse este mecanismo no espaço ibérico, de modo a garantir uma compatibilização regulatória, condição determinante para a construção do MIBEL. As preocupações da ERSE em 2007 (adoção de mecanismo concorrencial harmonizado no MIBEL) e de 2010 (redundância dos incentivos face à situação do SEN) não foram acolhidas pelo governo ao regulamentar a remuneração da garantia de potência;
2. A natureza excedentária do serviço foi constatada pelo regulador e pela REN ao longo de todo a vigência do regime;
3. A decisão do governo, em 2010, foi movida (também) por motivações alheias à segurança de abastecimento do SEN, a saber: mitigar a pressão tarifária sobre os setores sociais mais vulneráveis do ponto de vista económico, através da criação da tarifa social como encargo dos centros eletroprodutores em regime ordinário. A aceitação sem litígio deste encargo pelos produtores foi simultânea à regulamentação da garantia de potência, ambas integrando a estratégia para o SEM desenhada pelo governo de então;
4. Ao contrário do incentivo à disponibilidade, que encontra enquadramento legal nos termos da legislação de 2003 e 2007, a criação do incentivo ao investimento não tem qualquer base legal. Aliás, as condições do concurso internacional para o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico não incluíam qualquer referência a esta futura remuneração, que a lei não previa sequer como hipótese futura. Por conseguinte, a instituição deste incentivo veio alterar o quadro económico-financeiro em que se os concorrentes de 2008 formularam as suas ofertas, beneficiando de forma injustificada os vencedores do concurso;
5. A suspensão do incentivo à disponibilidade durante o programa de assistência financeira demonstrou a redundância deste dispositivo, tal como a Medida 5.13 do Memorando com a Troika já sinalizava. O governo PSD/CDS excluiu as centrais térmicas do incentivo ao investimento e as centrais hídricas do incentivo à disponibilidade. Porém, ~~vinculado a um acordo informal com a EDP traduzido na portaria 251/2012~~, não definiu qualquer prazo para o fim da remuneração da disponibilidade das centrais térmicas, ~~tal como previa o Memorando~~, limitando-se a reduzi-la significativamente. ;

6. A eliminação do pagamento por disponibilidade em 2018 tornou clara (e confirmada pela REN até 2025) a suficiência das atuais garantias de segurança de abastecimento do SEN.

Recomendações

- ~~Terminar o incentivo ao investimento, cuja conexão com necessidades concretas do sistema elétrico está até hoje por justificar tecnicamente e cuja criação veio distorcer o quadro dos concursos do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, levantando a questão da sua legalidade;~~
- Manter suspensos todos os pagamentos a título de incentivo à disponibilidade, fazendo-os depender, no futuro, das necessidades reais da segurança de abastecimento ~~identificadas pela REN e confirmadas pela ERSE~~identificados pelo Estado, no quadro da integração de novos instrumentos de disponibilidade a dinamizar do lado da procura e da oferta.

Capítulo 8

Remuneração do serviço de Interruptibilidade

O serviço de interruptibilidade refere-se à remuneração da disponibilidade de determinados consumidores para reduzir voluntariamente o seu consumo de electricidade em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da rede de transporte, de forma a dar resposta rápida e eficiente a problemas de correspondência entre oferta e procura de electricidade. A interruptibilidade, além de flexibilizar a operação do sistema, permite contribuir para a segurança de abastecimento.

Este mecanismo é gerido pelo operador de rede e contratualizado com grandes consumidores de energia no mercado livre.

1. Contexto e legislação associada

Até 2010, o serviço de interruptibilidade era um mecanismo prestado no âmbito do mercado regulado e com limitada expressão.

A portaria 592/2010, do secretário de Estado Carlos Zorrinho, veio obrigar a que a prestação do serviço passasse a ser feita exclusivamente por unidades consumidoras no mercado livre, com potências interruptíveis superiores 4 MW. A gestão deste serviço cabe ao gestor global do sistema, a REN.

A portaria 1308/2010 veio estabelecer um novo regime transitório durante 2011, dispensando a apresentação de alguns requisitos e valorizando a remuneração.

A portaria 200/2012, após várias portarias de carácter transitório e/ou técnico, altera o teto máximo da remuneração e introduz mecanismos de verificação da disponibilidade da interruptibilidade.

A portaria 215-A/2013 estabelece as regras da repercussão dos custos com interruptibilidade nas tarifas.

A portaria 221/2015 volta a rever o teto máximo nas remunerações para as instalações com energia anual consumida superior a 75 GWh e potências interruptíveis superiores a 50 MW, que não sejam abastecidas em muito alta tensão (MAT).

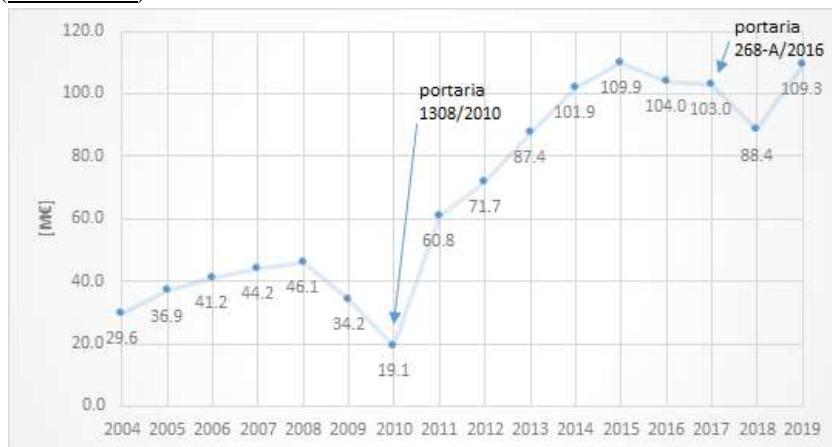
A portaria 268-A/2016 limita a remuneração da interruptibilidade às instalações que demonstrarem estarem efetivamente aptas à prestação do serviço, através da realização de testes, impedindo que continue a ser um subsídio independente do seu objetivo primordial.

2. Custos imputados aos consumidores

Os custos com a interruptibilidade evoluíram de acordo com o Gráfico abaixo.

Constata-se que até 2010 os custos anuais com a interruptibilidade foram sempre menos de 50 M€, sendo que a partir da publicação da portaria 1308/2010 se verifica um aumento exponencial dos custos anuais, até aos 109.9 M€ registados em 2015. Com a obrigatoriedade da prova efectiva de disponibilidade via instituição de testes da portaria 268-A/2016, os custos regrediram, mas em 2019 já foram estimados nas tarifas encargos de 109.3 M€.

Evolução dos custos com o mecanismo de interruptibilidade desde 2004 a 2019
(Dados ERSE)



3. Premência do mecanismo de interruptibilidade

Sob o governo do Partido Socialista, em 2010, a publicação da portaria 1308/2010 surge quase em simultâneo com a da garantia de potência. Criam-se por isso, em paralelo, dois novos mecanismos dedicados a promover a segurança de abastecimento do SEN, um pelo lado da procura (interruptibilidade) e outro pelo lado da oferta (garantia de potência).

Nessa fase, como já se explicitou na secção relativa à garantia de potência, o regulador e a REN consideravam que as necessidades de segurança do sistema estavam garantidas pelas centrais térmicas em CAE e CMEC e pelo efeito dos investimentos nas interligações a Espanha. Com essas necessidades preenchidas do lado da oferta, recorde-se que existia já então um mecanismo de interruptibilidade prestado por grandes consumidores de energia eléctrica com contratos no mercado regulado.

Na sua audição na CPIPEPE o secretário de Estado Carlos Zorrinho referiu uma motivação de circunstância para o estabelecimento deste adicional ao regime de interruptibilidade, relativo a um aumento de custos com as redes de distribuição que foi repercutido nas tarifas de média tensão:

“Houve um reconhecimento por parte do regulador de um sobrecusto nas redes de distribuição de 70 milhões, sobrecusto esse que não estava previsto. Portanto, havia aqui um problema, que era um aumento complexo na fatura energética das empresas, e isso [o subsídio às empresas no âmbito da interruptibilidade] também ajudou a resolver”.

Essa circunstância, ainda segundo Carlos Zorrinho, terá vindo juntar-se a uma segunda motivação, reforçada pelo ministro Vieira da Silva:

“Lembro-me de, na altura, ter contactado várias empresas que tinham, de facto, problemas com a distribuição e a qualidade dessa distribuição, com os chamados «microcortes» e a oscilação da potência elétrica em atividades fortemente sensíveis, e que encararam isto como uma oportunidade de diminuir esses riscos e serem compensadas por isso mesmo”.

Audição de Vieira da Silva, ministro da Economia, 2009-2011

“Pergunta-me: «todos fizeram esse investimento?». Não sei, saí antes de o poder verificar e sinto que, em Portugal, os mecanismos de verificação são pouco robustos”.

Audição de Carlos Zorrinho, secretário de Estado da Energia, 2009-2011

3.1. Realização de testes

Em 2012, a portaria 200/2012 introduz mecanismos de verificação da disponibilidade da interruptibilidade e da sua operacionalidade, obrigando o operador de rede à realização de testes de disponibilidade, de modo a garantir uma segurança de abastecimento efetiva:

“Artigo 4.º-A

Verificação da disponibilidade da interruptibilidade

1 - O operador da rede de transporte deve emitir, em cada ano, às instalações consumidoras prestadoras do serviço de interruptibilidade, ordens de redução de potência com a duração mínima de uma hora que incidam sobre aproximadamente 10 % do total de potência interruptível contratada nesse ano, com vista a verificar se as instalações submetidas às referidas ordens se encontram efetivamente disponíveis para a prestação do serviço de interruptibilidade.”

Em 2016, a portaria 268-A/2016 vem condicionar a remuneração da interruptibilidade à realização dos testes previstos no artigo 4º da Portaria 200/2012, e limitando-a às instalações que se revelem aptas à prestação do serviço.

“Pretende-se com esta portaria credibilizar e dar rigor ao sistema, garantindo e atestando a disponibilidade e capacidade de todas as instalações consumidoras prestadoras do serviço de interruptibilidade através da redução efetiva de potência (...). Desta forma, o sistema deverá remunerar as instalações que contribuírem para flexibilizar a operação do sistema e para garantir o aumento da segurança de abastecimento.”

No entanto, a REN que está obrigada à publicação de um relatório anual sobre o serviço de interruptibilidade, não o publica desde 2017, não existindo qualquer referência à execução dos testes legalmente previstos, nem no acervo documental da CPIPEPE nem online.

Contudo, o secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, questionado na CPIPEPE sobre o impacto da portaria 268-A/2016 na exclusão de indústrias abrangidas pela interruptibilidade que não estivessem capazes de prestar o serviço, respondeu:

“Eu não tenho esses elementos comigo, mas eles estão online no site da REN, porque a REN controla o sistema e faz relatórios regulares sobre essa questão. Sei que houve algumas situações em que deixaram de ser interruptíveis por não reunirem as condições e por não estarem disponíveis para os testes.”

3.2 Balanço da existência do serviço

Entre 2011 e 2015, tornou-se evidente a natureza excedentária deste serviço: os relatórios anuais da REN sobre a interruptibilidade registam que não houve uma única ocasião em que fosse usado. No entanto a adesão de grandes consumidores continuou a crescer e os custos com o serviço também.

Em 2017, a pedido do secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, a ERSE pronunciou-se sobre este mecanismo afirmando que:

“Importaria estabelecer um regime que substitua a atual atribuição guiada por critérios de carácter administrativo - potencialmente ilimitada na abrangência que pode ter -, por uma atribuição do serviço de interruptibilidade com critérios de mercado e em função das reais necessidades do SEN.”

(Parecer sobre proposta de despacho relativo aos regimes de interruptibilidade e de reserva de segurança, ERSE, 2017)

Assim, os custos acrescidos com este mecanismo não são justificáveis do ponto de vista estratégico para o SEN, mas sim uma forma de fazer pesar medidas de política industrial na fatura dos consumidores, tal como Carlos Zorrinho reconheceu na sua audição:

“Temos a consciência de que, em grande parte, a interruptibilidade foi uma medida de política industrial e, já agora, comercial [por admitir grandes superfícies comerciais]”.

Sobre o seu mandato, Jorge Seguro Sanches, afirmou na CPIPREPE que:

“Aquilo que se fez na interruptibilidade foi menos do que aquilo que eu gostaria de ter feito – e isso é público; eu gostaria de ter lançado um leilão decrescente para a interruptibilidade e só o consegui fazer na garantia de potência.”

Em Abril de 2018, numa interpelação da Comissão Europeia via DG Competition sobre eventuais auxílios de estado na política energética portuguesa, o governo é confrontado com os termos do mecanismo de interruptibilidade. Enquanto a posição do governo se cingiu a defender a interruptibilidade *per se*, a DG COMP não pondo em causa a necessidade deste mecanismo, identificou que tanto a sua atribuição (administrativa), dimensão (em potência disponível correspondente a 13 % do consumo em Portugal) e remuneração (custos consideráveis) são desajustados para um serviço que nunca foi utilizado. Nesse sentido, a DG Comp, defende que a interruptibilidade seja revista na sua dimensão e remuneração, sendo ajustada para um sistema concursal, de atribuição por leilão, tendo dado o prazo de 1 de novembro de 2018 para se proceder às referidas alterações.

Não são conhecidos desta comissão demais avanços neste processo.

O SEE João Galamba apenas referiu na CPIPREPE que:

“O único processo que foi concluído e em que já houve notificação foi aquele que foi noticiado na semana passada, sobre as barragens, sobre o domínio hídrico. (...) Sobre os outros processos abertos, (...) nomeadamente o da interruptibilidade, ainda não fomos notificados, portanto, do que sabemos, eles não estão encerrados. (...)”

Não obstante reconfirmou que terão de rever o mecanismo da interruptibilidade:

“Não iremos suspender agora o regime de interruptibilidade como ele existe, mas há um compromisso da parte do Governo de o rever nesse quadro geral, portanto, de rever todos os serviços de sistema e de fazer uma revisão geral deste quadro.”

Conclusões

- Entre 2011 e 2018, o serviço de interruptibilidade custou aos consumidores 727M€. Esse valor resulta do redimensionamento do serviço de interruptibilidade em 2010.
- Esse redimensionamento correspondeu a diversos objetivos:
 - Promover a transição de unidades grandes consumidoras de eletricidade para o mercado liberalizado;
 - Fazer face a um sobrecurso pontual na ordem dos 70M€ na rede de distribuição com impactos tarifários nas empresas;
 - Estimular investimentos em equipamentos destinados a melhorar a eficiência de unidades industriais e comerciais afetadas por oscilações na distribuição elétrica;
 - Subsidiar empresas grandes consumidoras de eletricidade.
- Durante vários anos, não se realizaram os testes previstos na portaria de 2012;
- Este serviço chegou a ser pago a prestadores que não estavam em efetivas condições de o prestar, como demonstra a redução de custos pela introdução de testes. Não há registo de aplicação de qualquer sanção.

Recomendações

- ~~Imediata~~ [Estudar a](#) adoção de um teto para estes custos, atendendo à potência interruptível que corresponda às reais necessidades do SEN; [sem, sem esquecer o efeito na competitividade da indústria e na manutenção de empregos que esta medida pode ter, tendo em conta os regimes similares noutros países da U.E.;](#)
- Redução de custos no curto prazo, com a criação de regime concorrencial, desenhado por escalões de potência interruptível por unidade de consumo;
- Preparação de um novo quadro para este serviço redimensionado considerando a integração de novos instrumentos de disponibilidade do lado da procura e da oferta.

Capítulo 9

Medidas sob a aplicação do Memorando de Entendimento com a Troika

Em 2011, na sequência do Programa de Assistência Financeira e do Memorando de Entendimento, o governo assumiu compromissos em diversas áreas do setor energético.

No Ponto 5 do Memorando, “*Energy Markets*”, o Governo comprometeu-se a rever políticas específicas do setor energético para combater o déficit tarifário e assegurar a sustentabilidade do SEN.

Entre vários objetivos, as áreas de intervenção que importam à CPIPEPE, eram elencadas sub-áreas para as quais era indicada a necessidade de medidas concretas:

- 5.6 Redução de rendas com CMEC e CAE
- 5.7 Revisão da lei da cogeração
- 5.9 e 5.10 Negociação e revisão em baixa das tarifas *feed-in* com os produtores PRE existentes e para futuros concursos
- 5.13 Revogação do mecanismo de garantia de potência e regulamentação de novo regime
- 5.15 Eliminação do déficit tarifário até 2020 e estabilização até 2013

1. Do Memorando inicial à segunda revisão

1.1. O modelo de equilíbrio preparado por Henrique Gomes e as propostas da EDP

As primeiras diligências de Henrique Gomes na Secretaria de Estado da Energia foram no sentido da preparação de um [modelo de sustentabilidade do SEN](#), em que participa como consultor externo a Boston Consulting Group.

“Depois de conhecer o modelo e de saber quais eram os desequilíbrios, a preocupação foi a de tentar identificar medidas para eliminar a prazo os excessos e equilibrar. E o nosso objetivo político passou a ser o de os custos, até 2020, em termos reais, não subirem mais do que de 1% a 1,5% e de, quando chegássemos a 2020, não haver déficit. Esse era o nosso objetivo. Para lá chegar, havia várias medidas e andámos a preparar algumas delas. Uma das medidas era esta: já que os custos, relativamente às emissões de CO2, eram produzidos no seio do sistema energético e penalizavam porque, sendo incorporados os custos dos produtores, aumentavam, a ideia era que parte desses custos, cerca de 80%, revertsse não para um fundo de carbono para outras atividades, mas para o setor — até porque, sendo parte substancial desses custos gerados pela PRE, isto é, pelas renováveis, fazia todo o sentido

que parte desses custos (e na hora apontámos para os 80%) revertisse para o setor. Esta foi uma medida que identificámos e que era importante.

Depois, havia outras medidas (que eram a garantia de potência, pequenos cortes, etc). Até que chegámos — aliás, chegámos muito rapidamente — à necessidade de ter uma contribuição sobre o sistema. Essa contribuição era sobre o potencial de geração (...) envolvia todos os produtores menos os miniprodutores da microgeração e da minigeração, e todos aqueles que tivessem contratos ou tarifas que tivessem vindo de leilões ou de algum sistema de mercado. Tudo o resto sofreria a contribuição”.

(Henrique Gomes)

Na sequência da assinatura do Memorando de Entendimento com a Troika, em maio de 2011, a tutela da Energia inicia um processo negocial com os produtores de eletricidade com vista ao cumprimento das medidas previstas naquele documento.

A partir de agosto de 2011, realizam-se reuniões com a EDP, que logo nos primeiros dias daquele mês, apresenta, em reunião com o Secretário de Estado da Energia, [a sua primeira proposta](#), sinalizando a sua disponibilidade para financiar em 1200 milhões de euros um conjunto de medidas que vem propor, considerando “*importante, que, simultaneamente, seja definido um enquadramento que remunere adequadamente estes créditos pelo custo de capital da empresa e se criem as condições para a securitização dos elevados montantes em causa*”. Com efeito, as medidas propostas pela EDP procuram evitar cortes permanentes de custos (exceto no sobrecusto das cogerações com mais de 15 anos), substituindo-os por diferimentos temporais, nomeadamente do sobrecusto da PRE, da revisibilidade dos CMEC de 2012 e 2013 e da interruptibilidade. Estes diferimentos foram analisados no capítulo 6).

Na sequência das conversações posteriores, a EDP remete em 4 de outubro de 2011 um [novo documento](#), em que volta a sistematizar as suas propostas:

- Diferimento temporal dos sobrecustos com a Produção em Regime Especial (PRE);
- Revisão da taxa de juro aplicável ao cálculo da anuidade do montante inicial dos CMEC (e eventual extinção negociada do regime de CMEC para centrais a determinar);
- Reformulação do prazo de tarifa bonificada garantida aplicável à produção de eletricidade com tecnologia eólica (parques existentes cuja capacidade não foi objeto de procedimento concursal);
- Revisão da remuneração aplicável à cogeração;
- Estabilidade legislativa e regulamentar, em particular no que se refere à Garantia de Potência;
- Captação do valor inerente às licenças de CO₂.

A EDP refere então “aceitar” uma taxa de juro da dívida tarifária correspondente aos títulos de dívida pública alemães acrescida de 5% e propõe ainda a alteração das regras para a titularização dos CMEC estabelecidas no DL 240/2004, que prevê que a taxa de 7,55% seja revista em caso de titularização do respetivo montante, passando nessas circunstâncias a ser aplicada a menor das duas taxas (5,22% na portaria de 2007). Em outubro de 2011, a EDP propõe ao governo uma redução da taxa 7,55% para 6,5%, em troca da perda do direito do sistema de beneficiar de uma taxa mais baixa em futuras titularizações (este tema é analisado em maior detalhe no capítulo 6).

Analisando as propostas da EDP em carta [enviada ao ministro Álvaro Santos Pereira](#), o secretário de Estado Henrique Gomes critica a primazia dada na proposta da empresa a medidas de diferimento de custos, como o diferimento do sobrecusto da PRE, que, segundo Henrique Gomes *“deveria ser a última medida a utilizar no ajustamento das tarifas, minimizando a criação de nova dívida, e não como primeira solução que torna desnecessária qualquer outra. A perspectiva da EDP não é essa, porque com a aplicação deste mecanismo resolve o problema do curto prazo (a sua perspectiva de sustentabilidade no longo prazo é vã) e ainda ganha com a remuneração do financiamento da dívida”*.

A outra proposta da EDP foi aceitar a revisão da taxa da componente fixa dos CMEC para 6,5%, em contrapartida do direito a absorver os ganhos resultantes da titularização daquelas anuidades. Na mesma carta, Henrique Gomes considera esta proposta *“uma tentativa de aproveitamento do momento de pressão sobre os preços da electricidade, uma vez que se consubstancia no abdicar pelo sistema de uma opção, e correspondente valor, de que hoje dispõe”*.

1.2 A queda da contribuição especial proposta por Henrique Gomes

Em outubro de 2011, o gabinete do secretário de Estado da Energia continua a preparação da contribuição especial constante do modelo de equilíbrio preparado pela Secretaria de Estado, prevendo uma receita anual de 230 milhões de euros. O valor atualizado líquido da redução dos *cash-flows* esperados da EDP até 2020 seria de cerca de -675 M€, representando os CMEC 44% deste valor e a Garantia de Potência (atribuída em 2010 a centrais que operam desde 2004) cerca de 49%.

Esta contribuição incidiria sobre a potência instalada, sendo a taxa variável em função do regime de produção e tecnologia utilizada. A contribuição não seria repercutível nas tarifas nem no cálculo dos CMEC. Estariam isentos do pagamento da contribuição os produtores sem apoio aos custos de produção ou tarifa de venda garantida, bem como os que tenham obtido as suas licenças por concurso.

A receita obtida seria consignada a um Fundo cujo objetivo seria a aquisição de créditos que integram o défice tarifário (créditos dos operadores regulados ou de terceiros a

quem tenham sido cedidos sobre os consumidores), sendo estes depois extintos mediante decisão do Governo.

O impacto no encaixe com a futura privatização seria de cerca de -135 M€ (20% do efeito no valor total da empresa), que comparava com o valor atualizado líquido da receita da Contribuição de cerca de +1500 M€.

No entanto, segundo Henrique Gomes e Álvaro Santos Pereira, o ministro das Finanças, Vítor Gaspar, considerou que a introdução desta contribuição constituiria um fator de perturbação da 7ª fase de privatização da EDP, prevista no Memorando, retirando-a do processo de preparação do Orçamento do Estado para 2012. Para Carlos Moedas, Secretário de Estado Adjunto do Primeiro-Ministro e responsável pela ESAME, “nas vendas de empresas, é importantíssimo que as pessoas sintam que há confiança entre as partes e qualquer medida unilateral quebraria essa confiança”.

“No Ministério da Economia tínhamos estimado que o impacto da contribuição especial nos cashflows da EDP seria de cerca de 700 milhões. (...) E estimámos que, devido aos valores de que estávamos a falar da privatização, um pouco mais de 21%, o impacto na privatização seria de cerca de 140 milhões. Portanto, esses foram os números que utilizámos no Ministério das Finanças”.

(Álvaro Santos Pereira, ministro da Economia, 2011-2014)

“[Dar prioridade à privatização da EDP sem prévia correção das rendas excessivas pagas ao setor] não foi uma atitude inteligente. A única maneira correta de fazer as coisas era limpar, porque tínhamos limpo isto, calmamente, tínhamos entrado na privatização, calmamente, e com o setor potencialmente em equilíbrio, sempre o disse. (...) Ainda hoje há tensões neste setor porque a casa nunca foi limpa”.

(Henrique Gomes)

O sucessor de Henrique Gomes na Secretaria de Estado da Energia, Artur Trindade, assumiu perante a CPIPREPE que as medidas que posteriormente implementou foram limitadas pela recente privatização da EDP, que terá inibido medidas mais incisivas:

“É evidente que este facto condicionou, de forma muito relevante, a aplicação de um conjunto de outras medidas – aliás, a própria troika que muito falou na necessidade de implementar as reduções de custos e os cortes, nunca aceitou sacrificar a privatização a esses cortes. Porquê? Porque, de facto, a troika era um conjunto de credores, a privatização implicava venda, a venda implicava receita e os credores gostam que as entidades a quem emprestam dinheiro tenham receita. (...) “Acho que para haver uma coerência total, se a troika identificava que havia rendas excessivas, então, pelo menos, deveriam ter alterado a prioridade dos fatores e dito: «você não privatizam nada enquanto não acabarmos com as rendas». Não foi isso que fizeram! «Privatizem, tragam

para cá o dinheiro que nós precisamos dele», disseram. Isto é completamente contraditório.”

(Artur Trindade, secretário de Estado da Energia, 2012-2015)

1.3 A privatização face às medidas do Memorando

No início de dezembro, na sequência do abandono pelo governo do projeto de contribuição especial do setor elétrico preparada no ministério da Economia, a segunda revisão do Memorando adita a medida 5.15:

“Serão tomadas medidas para colocar o SEN numa trajetória sustentável, para eliminar o défice tarifário em 2020 e assegurar a sua estabilização em 2013. Este prazo é sujeito a uma revisão baseada num relatório a propor pelo governo que especificará também como serão corrigidas as rendas excessivas na produção nos regimes ordinário (CMEC, CAE, garantia de potência) e especial (cogeração e renováveis). Esta proposta considerará os méritos de um largo espectro de medidas que cobrirão todas as fontes de rendas”.

(Medida 5.15 do Memorando)

A existência de um compromisso expresso do governo português com as instituições internacionais no sentido da redução das rendas excessivas no setor era a informação disponível aos concorrentes à privatização no momento de realizarem as suas ofertas - a privatização foi dispensada de prospeto.

Porém, aquele compromisso não terá sido considerado pelos compradores, afirma Eduardo Catroga, que veio a representar o acionista China Three Gorges no Conselho Geral e de Supervisão (CGS):

“Não sei se esses memorandos de entendimento têm o valor que têm. Não têm valor jurídico absolutamente nenhum em relação aos compromissos legais e contratuais do Estado português. Não há nenhum Governo do País que infrinja... Portanto, nunca passou pela cabeça nem dos concorrentes chineses, que pagaram um prémio de preço muito elevado, nem dos concorrentes alemães, nem dos concorrentes brasileiros, que o Governo português não ia continuar a ser um Estado de direito. Umas propostas do memorando são executadas, outras não são executadas. O memorando da troica nesta matéria é muito imperfeito, como o é, aliás, também noutros segmentos. Não é uma Bíblia. É, quanto muito, um quadro de referência.”

(Eduardo Catroga, presidente do CGS da EDP)

1.4 Do relatório sobre rendas no setor eletroprodutor à demissão de Henrique Gomes

O relatório de que o governo ficou encarregado na medida 5.15 - “Rents in the electricity generation sector” - foi preparado durante o mês de janeiro de 2012, incorporando como anexo o estudo encomendado à CEPA - Cambridge Economic Policy Associates. A CPIPREPE apurou que este estudo teve duas versões.

A [primeira versão](#), com data de 31 de janeiro de 2011, foi encontrada no arquivo do Ministério da Economia. É a versão que Henrique Gomes entregou ao ministro e que este encaminhou a Carlos Moedas, o membro do governo responsável pela Estrutura de Acompanhamento do Memorando (ESAME). Como medidas propostas estão cortes na cogeração, a revisão do regime do CO2, o corte na garantia de potência e o corte na duração do subsídio às mini-hídricas.

De acordo com Tiago Andrade e Sousa, chefe de gabinete de Henrique Gomes (e também do seu sucessor, Artur Trindade), o então secretário de Estado considerou não ter condições para intervir sobre as remunerações dos CMEC e da PRE eólica, não incluindo esses temas na sua proposta.

“O engenheiro Henrique Gomes entendeu, face ao abandono do tema da contribuição, que não existiria, à data, uma terapêutica no tocava aos CMEC e à PRE, e, neste caso, estamos basicamente a falar na eólica (...) Este documento foi objeto de alguma discussão entre o Ministério da Economia e a ESAME e houve uma série de reuniões posteriores — estamos a falar de dezembro, início de janeiro — no sentido de o consolidar. Creio que o que estava a passar-se tratava-se, acima de tudo, de mensagens políticas”.

(Tiago Andrade e Sousa, chefe de gabinete de Henrique Gomes, 2011-2012)

Deste trabalho conjunto entre as equipas do Ministério da Economia e da ESAME, resulta, a 9 de fevereiro, a [segunda versão](#) do referido relatório, a única efetivamente entregue à troika. Este segundo documento nunca foi encontrado nos arquivos do governo no seguimento dos pedidos da CPIPREPE, tendo sido obtido junto da OCDE (que o cita num estudo sobre a economia portuguesa).

Nesse documento é acrescentada, em termos em tudo semelhantes aos da proposta adiantada três meses antes pela EDP, a medida de extensão da tarifa garantida das centrais eólicas, bem como uma proposta de redução da taxa de juro da componente fixa dos CMEC de 7,55% para 6,86% (poupança de 4M€/ano). Como já abordado no capítulo 1, o Governo veio a negociar, como parte de um pacote de medidas acordadas com a EDP, uma correção no valor de 14M€/ano (205 milhões de euros no total).

As condições políticas do exercício do cargo de secretário de Estado da Energia degradaram-se ao longo destas semanas, porquanto Henrique Gomes, assumindo a derrota do seu projeto de contribuição, manteve diversas intervenções públicas que causaram incómodo no governo:

A opinião pública tinha de saber ou devia saber quais eram os excessos — Pronto! E cada vez que eu falava nos excessos ou nas rendas excessivas, etc., o Ministro ficava muito atrapalhado e dizia: «Henrique, já lhe disse várias vezes que não pode ser, não pode falar em rendas excessivas. Está proibido de falar de rendas excessivas», e eu pensava: «Mas como é que eu faço? Eu não me calo!». Eu não me calava mesmo e não lhe tornei a vida fácil e disse já me penitenciei há bocado. Entretanto, para eu não falar de rendas excessivas, o Ministro começou a querer ver os discursos, etc. E um belo dia eu ia ao ISEG e ele olhou para o discurso e tinha lá os preços, tinha lá os problemas. Ainda da parte da manhã ele disse-me que eu não podia falar e eu disse-lhe que não falava e que dessa vez é que me ia embora.

Com a substituição de Henrique Gomes por Artur Trindade em março de 2012, iniciam-se negociações com os produtores para dar sequência às medidas previstas no relatório enviado à troika. Essas negociações têm lugar, por um lado, com a EDP e, por outro, com os produtores de energia renovável representados pela APREN (destas negociações e dos seus resultados é dada conta no capítulo 11).

Em abril de 2012, é obtido [acordo entre a EDP e o governo](#) para a redução da taxa de juro da componente fixa dos CMEC, de 7,55% para 4,72%. Essa redução é aceite tendo como contrapartida um conjunto de garantias dadas pelo governo à EDP quanto aos termos da futura reposição do pagamento da garantia de potência e quanto ao cálculo da remuneração da dívida tarifária detida pela EDP.

Na sequência deste acordo, o Decreto-Lei 32/2013 vem alterar o DL 240/2004 para fixar as condições de alteração daquela taxa - “cujos termos e condições para a sua aplicação são aprovados por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, após proposta apresentada pelo produtor”. Pela portaria 85-A/2013, Artur Trindade fixa aquela taxa, “em conformidade com os pressupostos e a metodologia constantes da proposta apresentada pela EDP”.

Na CPIPREPE, o então presidente da ERSE, Vítor Santos, que deu parecer positivo à portaria, reconheceu que nunca teve conhecimento do conteúdo daqueles pressupostos e metodologia.

“A minha interpretação foi a seguinte: esta não é uma decisão unilateral, é uma decisão que não pode ser perspectivada do ponto de vista jurídico como tendo sido uma decisão unilateral do governo. E a circunstância de se mencionar, no despacho ou portaria, já não estou certo, que até tinha havido uma proposta metodológica da EDP, era no sentido de retirar espaço de manobra, por parte da EDP, em termos de contestação da decisão do governo, isto é, em termos de litigância. Foi algo que foi mencionado pelo governo para sinalizar que o processo não tinha resultado de uma decisão unilateral, mas que tinha havido

uma interação e que até tinha havido uma proposta metodológica — é normal que, num processo desta natureza, haja proposta metodológicas — da parte interessada. Gostava de partilhar com os Srs. Deputados, de forma inequívoca, que não tinha conhecimento, obviamente, daquilo que foi hoje referido e é uma coisa, sinceramente, que me deixa muito penalizado, se é que essa situação corresponde à verdade. Não tive acesso a nenhuma informação sobre essa matéria, não fiz a interpretação de que isso pudesse ter acontecido.”

(Vitor Santos)

Na sua audição, o ex-secretário de Estado da Energia (2015-2018), Jorge Seguro Sanches, atribui consequências de longo prazo ao DL 32/2013:

Há pouco mais de um ano a Assembleia da República aprovou uma resolução no sentido de recomendar ao Governo cortes nas rendas da energia em especial nos CMEC, penso que a designação era mais ou menos esta, e o Governo procurou, não só pela nossa natural vontade de fazer reforma neste setor, como também, sem alterar a lei, sendo apenas rigoroso e colocando acima de tudo o que está na lei e o que está nos contratos, encarar esse problema.

Todavia, como já disse, surgiram duas condicionantes: primeira condicionante é o DL 32/2013. Porquê? Porque a fixação das taxas de juro dos CMEC, em 2007, resultou de um ato do Governo — era assim que era feito —, mas, a partir de 2013, passou a ser não por um ato do Governo mas sob proposta do produtor. Ora, isto subverte completamente a questão e, portanto, o Secretário de Estado da Energia, na altura, em funções, há cerca de um ano, escreveu à EDP Produção manifestando vontade de entabular negociações ou conversações no sentido de baixar a taxa de juro dos CMEC e do lado de lá veio a resposta: não. Isto apesar de o Governo estar com o documento da ERSE no qual me dizia que a taxa de juro podia baixar substancialmente, mas o que aconteceu em 2013 foi que os CMEC foram blindados na taxa de juro.

Portanto, a partir de 2013, a não ser que, efetivamente, quiséssemos entrar numa situação de litígio, na qual, na minha opinião, não tínhamos razão, a partir de 2013 quem fixa a taxa de juro passou a ser a empresa, a EDP, e deixou de ser o Governo, que era o que acontecia até então”.

(Jorge Seguro Sanches)

Na sua audição, Artur Trindade refuta a ideia da blindagem da taxa no DL 32/2013:

Se o Sr. Deputado ler bem o Decreto-Lei também não diz lá isso. Ele até podia ter proposto 4,72 e eu publicava 3,5... estava a cumprir com a lei, não estava a cumprir com o acordo, mas estava a cumprir com a lei. Uma coisa é a lei, outra coisa é a portaria, outra coisa são as expectativas — repito — legítimas do produtor. É tão legítima como uma promessa que o Governo faz ao cidadão de que vai baixar a luz. É uma promessa legítima, é um acordo mas não é um contrato. O pedido de parecer à ERSE é um pedido naquilo que é o circuito

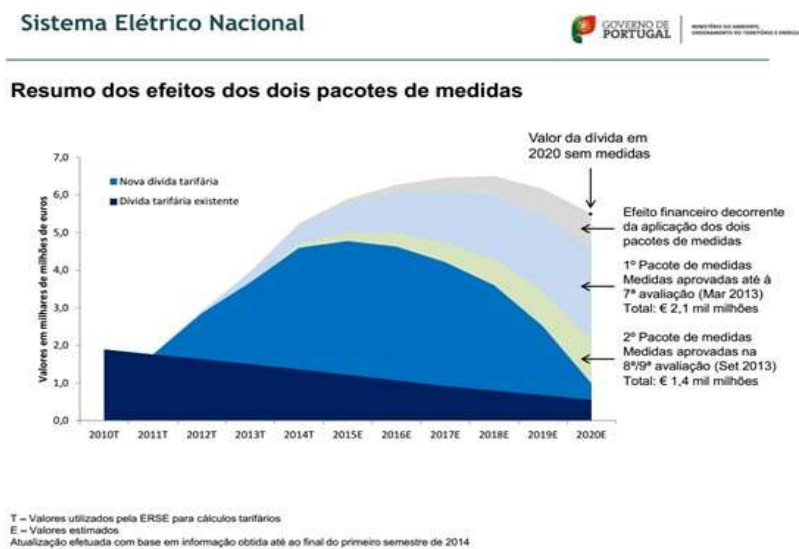
legislativo. Portanto, era interpretação minha e dos meus juristas que a generalidade dos diplomas sobre o setor elétrico, neste caso tinham de ir pedir parecer à ERSE, especialmente aqueles sobre este tipo de temas. E, portanto, eu não podia fazer um diploma sem ouvir a ERSE”.

(Artur Trindade)

2. Os três pacotes de medidas de equilíbrio do SEN

Houve primeiramente um conjunto de medidas aprovadas em maio de 2012, que no entanto, acabou por não ser suficiente para cumprir o objetivo enunciado de limitar o aumento das tarifas de energia elétrica em 1.5% ao ano mais inflação, o que levou a criação de novas medidas, aprovadas por fases, concretizando-se em três pacotes de medidas.

Este conjunto de medidas tinha como objetivo fundamental a eliminação progressiva do défice e a dívida tarifária, tendo como horizonte de referência 2020, nos termos do gráfico abaixo, que foi apresentado na CPI, tanto por Artur Trindade como por Carlos Moedas.



2.1 Primeiro pacote de medidas

O primeiro pacote de medidas foi aplicado em maio de 2012, no âmbito da sétima avaliação da troika, com a convicção que seria suficiente para atingir o objetivo da eliminação da dívida tarifária em 2020. Este pacote resumia-se a cortar nas rendas excessivas dos instrumentos identificados, e que se apresentam no quadro abaixo.

Pedro Cabral, na sua apresentação inicial à CPIPEPE, deu a conhecer a estimativa de poupanças feita em maio de 2012, na apresentação do pacote de medidas: 700, 165 e 385 M€, relativos a cortes de remuneração da cogeração, da anuidade dos CMEC e da garantia de potência, respetivamente, num total de 1635 M€. Em outubro 2013, o governo atualiza em alta aquela estimativa no momento em que apresenta o segundo pacote de medidas (v. Quadro 1). ~~Não se conhece a razão desta diferença. Esta diferença está relacionada com atualizações de algumas rubricas, consequência de consideração de mais informação, e com o facto de as primeiras estarem descontadas e de as segundas serem somas diretas.~~

Acresce a estas medidas a afetação de 80% das receitas dos leilões de CO2 ao SEN, aprovado pelo DL 38/2013 e concretizado na portaria 3-A/2014.

Primeiro pacote de medidas, aprovado em Maio de 2012, para eliminação da dívida tarifária (em milhões de Euros) ([Dados Governo](#))

Medidas	Acto legislativo	Descrição	Montante total [M€]	Período
---------	------------------	-----------	---------------------	---------

Cogeração	portaria 140/2012	Redução dos subsídios pagos aos produtores de eletricidade em cogeração	996	2012-2025
Extensão FiT	DL 35/2013	Acordo de redução de custos alcançado com os produtores eólicos que beneficiam do regime remuneratório anterior a 2005	151	2013-2020
Limitar custo mini hídras	DL 35/2013	Introdução de um limite de 25 anos para a duração da tarifa garantida das pequenas centrais hídras	285	2013-2030
Redução taxa anuidade CMEC	DL 32/2013, portaria 85A/2013	Redução dos custos com o CMEC, através da redução da taxa da anuidade da parcela fixa de 7,55% para 4,72%	205	2013-2027
Garantia de Potência	portaria 139/2012, portaria 251/2012	Substituição do mecanismo anterior, por um novo regime de maior racionalidade e menor incerteza	443	2012-2020

Total 2080 M€

Enquanto as medidas de redução de custos em cogeração, mini-hídricas, CMEC e garantia de potência representavam um contributo efetivo para a redução do défice tarifário, a compra de uma extensão de preços garantidos às eólicas (DL 35/2013) tem sido questionada como redução custos. Considerando as conclusões do capítulo 11 deste relatório, esta medida não pode ser considerada como redução de custos. Assim, o impacto atribuído por vários inquiridos (Artur Trindade, Álvaro Santos Pereira, Jorge Moreira da Silva) a este primeiro pacote (2080 M€), assumindo que as metas das restantes medidas foram alcançadas, deve ser corrigido para 1929 M€, embora tal desiderato não seja consensual.

Relativamente às receitas das licenças de CO2 a afetar ao SEN, Álvaro Santos Pereira estimava-as em 1800M€, entre 2014 e 2020. No entanto, os cálculos da ERSE ([relatórios anuais](#) de “Proveitos e Ajustamentos”), até 2019 tinham sido angariados apenas 378 M€, o que mesmo considerando uma trajetória linear para o período total

2014-2020, atingiria um total de apenas 464 M€, cerca de 26% do previsto. Esta receita configura uma perda de receita do Estado a favor do SEN, não representando por isso corte ou poupança.

2.2 Segundo pacote de medidas

O segundo pacote de medidas foi aprovado em outubro de 2013, no quadro da 8ª e da 9ª avaliação da troika, na sequência da constatação de que o primeiro pacote não seria suficiente para a eliminação do défice tarifário. A falta de alcance das medidas deveu-se a falhas nos pressupostos do primeiro pacote (estagnação do consumo, descida do preço do CO2, novas medidas legislativas espanholas que desequilibraram o mercado ibérico).

As medidas aprovadas encontram-se resumidas no quadro seguinte.

Quadro 2 - Segundo pacote de medidas, aprovado em Outubro de 2013, para eliminação da dívida tarifária (em milhões de euros) ([Dados Governo](#))

Medidas	Ato legislativo	Descrição	Montante total [M€]	Período
Clawback	DL 74/2013	Eliminação da distorção de mercado provocada pelas medidas fiscais introduzidas em Espanha	300-500	2014-2020
Harmonização tarifária		Introdução de incentivos à eficiência de custos no mecanismo de harmonização de tarifas aplicável às Regiões Autónomas	160-200	2014-2020
Remuneração terrenos	portaria 301-A/2013	Revisão da remuneração dos terrenos hídricos	100-120	2014-2020
Serviços de Sistema	portaria 301-A/2013 Despacho 4694/2014	Correção das distorções no mercado de serviços de sistema	300-400	2014-2020
Contribuição centrais carvão	Não aplicada	Contribuição das centrais de carvão para o SEN	150-170	2014-2020

Total 1010-1390 M€
Total (sem carvão) 860-1220 M€

2.2.1 A medida para a eliminação da distorção de mercado provocada pelas medidas fiscais introduzidas em Espanha (*Clawback*)

Relativamente à medida *Clawback* (aprofundada no capítulo 13), as poupanças enunciadas seriam entre 300 e 500 M€.

As sucessivas alterações legislativas levaram a que os valores cobrados sejam bastante díspares relativamente ao esperado. [Segundo a ERSE](#) nos seus documentos anuais de “proveitos permitidos”, até 2019 só teriam sido angariados 192.5 M€, o que extrapolando para o período 2014-2020, totaliza 234.6 M€, entre 47% a 78% do valor inicialmente previsto.

2.2.1.1. Contexto e legislação associada

Em 2013 é aprovado o Decreto-Lei 74/2013, que aprova o mecanismo de “clawback” (retenção, restituição) para a eliminação da distorção de mercado provocada pelas medidas fiscais introduzidas em Espanha. O seu preâmbulo clarifica o contexto e necessidade desta medida:

“Importa instituir um mecanismo regulatório destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses. Esse objetivo é alcançado através da repartição, em função do impacto registado na formação dos preços, dos custos de interesse económico geral.”

No seu artigo 4º 1- refere que:

“A repartição de custos (...), deve considerar, designadamente, os resultados de um estudo a elaborar, no final de cada semestre, pela ERSE, (...) sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado na UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica”.

A portaria 288/2013 vem regular o procedimento de elaboração do referido estudo e o mecanismo de repartição de CIEG a suportar pelos produtores em mercado, definindo a portaria 225/2015 a fórmula de cálculo do valor a pagar por cada produtor.

Segundo o ex-secretário de Estado da Energia, Artur Trindade, esta medida visava:

“simplesmente ter em conta eventos fiscais (...) que estavam a acontecer em Espanha que poderiam contribuir para um agravamento do preço. Não havendo esses mesmos efeitos em Portugal, ou até eles não existirem, visava aplicar o valor líquido entre os impostos, o agravamento de impostos em Portugal e em Espanha aos produtores que estivessem de fora das PRE, dos CMEC e dos CAE (...) para os equilibrar com as suas contrapartes no MIBEL que estavam no lado de Espanha.”

2.2.1.2. Repercussão tarifária dos custos com a CESE e a tarifa social: dupla tributação ou dupla compensação?

Em 2015, em vésperas de eleições, na definição dos parâmetros para as tarifas anunciadas em 15 de Outubro, o Despacho 11566-A/2015 vem redefinir a fórmula de cálculo do *clawback*, com vista à contabilização da CESE e da tarifa social como eventos extramercado nacionais dedutíveis ao valor da taxa dos eventos extramercado UE.

Deste modo, [de acordo com a interpretação do ex-SEE, Seguro Sanches](#) estava-se a legislar sobre a repercussão indireta da CESE (ponto 11) e da tarifa social (ponto 12) através da lei do *clawback*. Este decreto permitia então uma dedução das empresas dos valores pagos com a CESE e a tarifa social de 75% em 2015 e 2016, e de 100% a partir de 2017.

Artur Trindade- [alerta para o problema da dupla tributação e](#) defende que, em termos líquidos, o consumidor paga menos:

“Comecei a receber, por parte das empresas afetadas por este decreto-lei, comentários que considerei relevantes e perigosos. Se eu não considerasse, pelo menos, qualquer «coisinha» de impostos pagos em Portugal, em primeiro lugar não estava a cumprir o decreto-lei e, em segundo lugar, estaria a impor os impostos de Espanha a Portugal e a somar os impostos de Portugal. (...) Enfim, admito que pudesse passar dos 0,75 para os 0,5 e se pudesse alterar ligeiramente, mas não pôr nada e não fazer «isto» pelo líquido seria dar um argumento de inconstitucionalidade ao decreto-lei, seria acabar com ele e seria dar às empresas argumentos para não pagarem nada no decreto-lei. (...) Eu ponho-os a pagar 6,5 nesse despacho que aí está e depois digo: «Podem deduzir 75% da CESE e 75% da tarifa social», que equivaliam aos tais 2€ a 3€/MWh. Ou seja, estou a pô-los a pagar 4 e tal, em vez dos 2,5! Estou a subir o que eles vão pagar, porque achava que havia espaço para isso. Se eu não tivesse posto esses números nesse despacho, continuava a cobrar-se os 2,5€, continuava a cobrar-se menos! Esta foi uma forma de matar dois coelhos com um mesmo tiro!”

Artur Trindade

O ex-Secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, referiu na comissão que havia uma grande pressão em torno da repercutibilidade da CESE, nomeadamente na revisibilidade dos CMEC:

*“Sempre que recebia algum dos acionistas da EDP, (...) vinham falar em duas questões, a tarifa social e a CESE e, depois, a partir de certa altura, do clawback. Portanto, são estes os temas que sempre foram colocados e sobre eles havia que atuar legalmente. (...) Foi uma reunião realizada comigo e com o Sr. Ministro da Economia. E, aliás, toda a questão dos CMEC começa aqui. Pode ler-se: «Com base no acordo e entendimentos transmitidos aos novos acionistas, a EDP comunicou ao mercado e tem assumido nas suas contas desde 2014 o montante da CESE líquido, contribuição paga por centrais CMEC»,
(...)»*

Não obstante, já durante o mandato de Jorge Seguro Sanches, e após o pedido à ERSE da definição de novo valor para os eventos extra mercado a considerar no âmbito da UE, esta medida volta a ser alvo de novo despacho 7557-A/2017, redefinindo a taxa que passa de 6.5€/MWh a 4.7 €/MWh e a acabando com a dedução retroativamente:

No seu estudo de avaliação do impacto de eventos extramercado na formação do preço de mercado grossista sob o efeito do DL 74/2013, ~~a ERSE considera que esta repercussão chega a constituir uma “dupla compensação” para o 2º Semestre de 2014, procede-se a uma simulação com vista a determinar o peso dos eventos extramercado relevantes nesse semestre. Para a presente nota técnica importa, a partir destes elementos obter um valor em €/MWh com referencia a esse semestre.~~

~~“Existe evidência estatística de que~~ Esse valor daria origem ao pagamento tarifário a aplicar aos centros electroprodutores, P_{liq}, definido em €/MWh e tendo em conta a equação (simplificada) da Portaria:

$$P_{liq} = P_{ue} - \lambda P_{pt}$$

Onde P_{liq} é o valor líquido a cobrar, P_{ue} o valor dos eventos extramercado em Espanha, P_{pt} o valor dos efeitos extramercado em Portugal, tudo expresso em €/MWh, e λ é um ponderador, entre 0 e 1 para os referidos impactes.

Apesar do despacho ter que vir a publicar todos aqueles parâmetros o cenário simulado e alisado do estudo da ERSE, do 2º Semestre de 2014, centra-se no valor de P_{liq} não o desdobrando, de forma explicita, nas suas componentes, P_{ue}, P_{pt} ou mesmo λ. Ao analisar e comparar os valores de diferentes cenários é necessário ter este aspeto metodológico em consideração.

A ERSE define claramente esta opção metodológica:

“Por outro lado, o artigo n.º 228 da Lei n.º 83-C/2013 referente ao Orçamento do Estado Português para 2014 introduz uma norma que estabelece a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), de natureza fiscal, cuja incidência é suportada pelos sujeitos passivos que integram o setor energético nacional. O valor da CESE incide sobre uma percentagem do valor dos elementos do ativo dos sujeitos passivos.

Em relação à CESE, o estudo apurou que as centrais portuguesas já repercutem a sua existência nas ofertas colocadas em mercado, pelo que o efeito no preço já se encontra considerado na simulação ajustada.”

Ou seja, no 2º Semestre de 2014 a CESE é um evento extramercado, e o método utilizado pela ERSE ao visar o P_liq (e não o P_ue) já desconta esse efeito.

Se, erradamente, se interpretasse os valores da ERSE como P_ue e não como P_liq estar-se-ia a considerar o evento extramercado CESE duas vezes, dando lugar a uma sobre compensação: “Neste sentido, não haverá lugar a qualquer outra compensação por este facto, que, a existir, constituiria uma sobrecompensação do agente económico com centrais em Portugal”.

A ERSE vai mais longe e apresenta um teste estatístico demonstrativo do efeito da CESE enquanto evento extramercado: “O presente estudo considera o efeito da CESE como um evento extramercado ocorrido em Portugal, por semelhança conceptual com os eventos extramercado anteriormente caracterizados”. Os resultados são, segundo a ERSE, estatisticamente significativos e reproduzem-se abaixo.

	Coefficiente do driver	Coefficiente do evento CESE
Coefficientes de regressão	$\beta_{carvão} = 0,842$	$\beta_{CESE} = 3,201$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R^2 ajustado=0,944	
Autocorrelação	Estatisticamente não existem indícios de presença de autocorrelação (dependência) nos resíduos	
Homoscedasticidade	Teste de White: rejeição de existência de não homoscedasticidade na regressão	

	Coefficiente do driver	Coefficiente do evento CESE
Coefficientes de regressão	$\beta_{GN} = 0,982$	$\beta_{CESE} = 6,551$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R^2 ajustado=0,977	
Autocorrelação	Estatisticamente não existem indícios de presença de autocorrelação (dependência) nos resíduos	
Homoscedasticidade	Teste de White: rejeição de existência de não homoscedasticidade na regressão	

	Coefficiente do driver	Coefficiente do evento CESE
Coefficients de regressão	$\beta_{HD} = 149,44$	$\beta_{CESE} = 19,872$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R^2 ajustado=0,876	
Autocorrelação	Estatisticamente não existem indícios de presença de autocorrelação (dependência) nos resíduos	
Homoscedasticidade	Teste de White: rejeição de existência de não homoscedasticidade na regressão	

No cenário alisado estes valores já estão incorporados nas ofertas e, conseqüentemente, na simulação, não podendo ser incluídos outra vez. Todavia o que a ERSE não faz é explicitar o valor desta parcela, que diz já incluída em P_{liq} , no referencial de preço de mercado, no entanto dá uma pista, referindo que “os agentes portugueses já repercutiram nas ofertas em mercado o valor dos pagamentos da CESE, pelo que o seu efeito no preço de mercado já se encontra incorporado na análise efetuada no estudo. ~~Daqui decorre que qualquer nova compensação teria o caráter de uma dupla compensação”.~~

“Em outubro de 2017, quem me sucedeu resolveu alterar isso e fazer as contas de outra maneira — anulou os 6,5, publicou os 4,7 e, depois, deixou de deduzir (...). O efeito líquido não sei qual é, mas não é todo dedução (...). Mas o saldo só é positivo por causa de uma coisa: anulou-se a dedução para trás e cobrou-se 6,5 para trás, retroativamente, o que, do ponto de vista jurídico, não vou comentar. (...) para trás não pode deduzir-se e cobram-se os 6,5; para a frente é todo um mundo novo e passa a cobrar-se os 4,7, também sem deduzir. Hoje em dia está a cobrar-se zero (...).”

(Artur Trindade)

Artur Trindade reforça ainda a sua tese de que a medida é correta, recusando que se trate de uma repercussão e lamentando a atuação do seu sucessor:

“Não é repercutir, mas sim cobrar, cobrar pelo valor líquido. Diria até de outra forma: se não deduzisse esse valor da CESE e da tarifa social, no fundo, as empresas estariam a pagar duas vezes. O que se faz com esta medida é pôr as empresas a pagar a CESE e a tarifa social duas vezes, o que é mais um argumento para lhes dar capital de queixa e para poder até permitir-lhes que ganhassem, noutras arenas, ações contra o Estado”.

Assim, em 2016 e 2017, a CESE e tarifa social foram ~~repercutidas nos consumidores~~ consideradas explicitamente no cálculo do Clawback, até em 2017 ser emitido um novo Despacho 9371/2017, declarando a nulidade parcial do 11566-A/2015, de modo a que os valores que tinham sido repercutidos em 2016 e 2017 na tarifa pudessem ser recuperados pelo SEN (cerca de 100 M€).

2.2.1.2.1 A ilegalidade da repercussão da CESE e da tarifa social

Para contestar a decisão do governo em 2017, a EDP contratou estudos a duas consultoras, a [Povy e a FTI Compass-Lexecon](#) sobre a definição dos parâmetros relacionados com a fórmula de cálculo introduzida pela portaria 225/2015, concluindo que uma taxa que nivele a concorrência entre produtores, terá sempre de considerar uma dedução de 100% desses mesmos custos, sejam eles fixos ou variáveis. Afirmam por isso que, com a impossibilidade da dedução dos eventos CESE e tarifa social, os produtores sofrem dupla tributação.

Pelo seu lado, a atuação do governo partiu das seguintes premissas jurídicas:

- A proibição da repercussão da tarifa social já foi objeto do Parecer 39/2012 do Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República e é explícita na própria lei da CESE:

“Artigo 5.º Não repercussão

As importâncias suportadas pelos sujeitos passivos a título de contribuição extraordinária sobre o setor energético não são repercutíveis, direta ou indiretamente, nas tarifas de uso das redes de transporte, de distribuição ou de outros ativos regulados de energia elétrica e de gás natural, previstas nos regulamentos tarifários dos respetivos setores, não devendo a contribuição ser considerada, designadamente, para efeitos de determinação do respetivo custo de capital”.

- Só poderem ser incluídas nas tarifas de eletricidade, especialmente na sua componente de uso global do sistema (UGS, que constitui uma componente fixa), contribuições impostas aos consumidores por via da lei. Este despacho, ao determinar por ato administrativo a repercussão nas tarifas da eletricidade dos custos suportados pelos produtores com a tarifa social e com a CESE, constituía a criação de uma nova contribuição pecuniária sobre os consumidores, sendo portanto ilegal de acordo com o Código do Procedimento Administrativo (artigo 161º, ponto 2, alínea k): “São nulos: (...) Os atos que criem obrigações pecuniárias não previstas na lei”;
- Os pontos 11 e 12 do referido despacho (relativos à dedução da CESE e da tarifa social no âmbito do *clawback*) invocam que a determinação da repercussão se baseia no parecer da ERSE (“*identificado no estudo a que se refere o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013 [parecer da ERSE]*”) quando, de acordo com este entendimento, o referido estudo é omissivo no que se refere à ponderação dos custos com a tarifa social e expressamente afasta a ponderação

dos custos com a CESE, por entender que tal constituiria uma sobrecompensação.

No entanto, se estes valores forem considerados como o apuramento do valor líquido a cobrar aos produtores, como estabelece o DL 74/2013, então são uma forma de evitar um regime de dupla tributação e, por essa via, evitar a inconstitucionalidade desse regime.

Importa, por isso, evitar que, na prática, se caia num regime de dupla tributação, incompatível com o direito nacional e com o direito europeu. Caso tal aconteça corre-se o risco de perder todo o efeito económico positivo para o SEN, efeito este de dimensão muito maior e mais relevante do que os eventuais ganhos de curto prazo

2.2.2 Remuneração dos terrenos do domínio hídrico

A portaria 301-A/2013 reduziu o custo com a remuneração dos terrenos, mantendo-se até ao ano de 2019, em cerca de 13 M€ anuais. Esta portaria, que enuncia como objetivo incentivar a REN a desempenhar as suas responsabilidades de modo mais eficiente, manteve este custo estável como resultado de sucessivas auditorias anuais que resultaram na atribuição de [nota 3](#), que correspondem a uma taxa de remuneração de 0.1 %. No seu relatório de proveitos permitidos e ajustamentos para 2019, adianta ainda que [desde 2015 não foram realizados relatórios de desempenho](#), pelo que decidiu assumir uma taxa de remuneração 0%.

Na CPIPREPE, Artur Trindade avaliou a poupança resultante da portaria 301-A/2014 em 106 M€.

2.2.3 Corte de remuneração dos serviços de sistema

Em 2014 é emitido o Despacho 4694/2014, que decide a auditoria da REN e institui a respetiva comissão de acompanhamento, a qual encomenda um estudo à consultora *Brattle Group*, com o objetivo de quantificar as sobrecompensações ocorridas entre 2010 e 2014 no mercado dos serviços de sistema (este processo será detalhado em capítulo próprio).

Em paralelo, o secretário de Estado Artur Trindade procura estancar as falhas no mercado de serviços de sistema, definindo como preço de referência o do mercado de serviço de sistema espanhol e incluindo os custos da tele-regulação na revisibilidade dos CMEC. Desta forma, o governo procurou prevenir que a EDP, preterindo as centrais CMEC, limitasse a sua oferta de serviços de sistema às centrais em mercado.

Segundo declarações de Artur Trindade, em 2013, ao [Diário Económico](#), estariam aqui 70% das poupanças anunciadas com a medida dos serviços de sistema que constava no segundo pacote de medidas de redução de custos (300M€ a 400M€). Os outros 30%

estariam ligados à não inclusão na revisibilidade dos ganhos das centrais CMEC no mercado de serviços de sistema.

2.2.4 Contribuição das centrais a carvão para o SEN

Esta medida nunca chegou a concretizar-se. Na CPIPREPE, Artur Trindade evoca-a como uma forma de compensação pela extensão da operação de Sines:

“Chegámos a um acordo: estudar a hipótese de a EDP na utilização da central de Sines fazê-la no mercado, vendendo a energia e pagando o carvão e uma parte desse ganho vir para o SEN através de um pagamento, eventualmente, limitando os ganhos associados a esse patamar. Essa medida seria sempre, na minha opinião, um ganho para o sistema”.

Porém na redação do documento que regista o [acordo entre o governo e a EDP](#) para a redução da taxa de juro da componente fixa do CMEC, a natureza da medida é diferente de uma contribuição:

“Caso o Governo considere adequado, a EDP terá disponibilidade para estudar uma solução que permita baixar o custo anual do CMEC fixo através da extensão do período da cobertura de risco da central de Sines a partir do fim do ex-CAE. A solução terá de ser vista em conjunto com a central do Pego”.

A “contribuição das centrais a carvão” assemelhava-se assim, no acordo que a previa, ao tipo de venda antecipada de uma garantia de preços futuros que veio a ser acordada meses depois com os produtores eólicos a título de “contribuição voluntária”:

Esta interpretação foi confirmada na CPIPREPE por António Mexia, presidente da EDP:

“O Estado queria, obviamente, receitas excecionais e propôs exploração para além dos CAE/CMEC. A ideia era essa! Ou seja, disse «eu prolongo isto» — acho que já vimos isso em vários setores, vimos isso em vários sentidos, temos visto isto durante muito tempo! —, mas propôs que «os senhores ficarão com um cap e um floor»; que nunca chegou a ser discutido, mas que anda dentro de um cap e de um floor. Para nós, a ideia não era má — sobretudo, sendo nós líderes nas renováveis, na altura, a nível mundial —, porque era óbvio que tudo aquilo que estivesse associado ao carvão iria ter problemas. Portanto, apenas queria dizer que não tirámos nenhuma vantagem, só sujeitámos isto a uma condição, a de que a Tejo Energia, ou seja, o outro produtor de carvão, também aceitasse. Como não aceitou, não quisemos! Não quisemos, para não dar um sinal, que já nos vinham preocupando, de que «os CMEC têm isto...».

(António Mexia)

Neste sentido, as poupanças totais com o segundo pacote podem ser corrigidas para cerca 800 M€.

2.3 Terceiro pacote de medidas

O terceiro pacote de medidas é provado em Maio de 2014, na sequência da 12ª avaliação da troika, e advém da necessidade de uma medida adicional para a sustentabilidade do setor elétrico e do encargo dos produtores com a redefinição das regras do apoio social dado aos consumidores economicamente vulneráveis.

Quadro 3 - Terceiro pacote de medidas aprovado (Dados Jorge Moreira da Silva, em audição à comissão)

Medidas	Acto legislativo	Descrição	Montante total [M€]	Período
CESE	Lei 83-C/2013	Contribuição extraordinária sobre o sector energético	300	2014-15
Tarifa Social	DL 172/2014	Oneração dos produtores do pagamento da tarifa social	180	2015-2026
Total			480 M€	

Neste terceiro pacote figura a CESE (contribuição extraordinária sobre o setor energético), aprovada no orçamento do Estado para 2014 (artigo 228º, lei 83-C/2013), e a medida da tarifa social que não é analisada neste relatório por não visar a correção de uma renda excessiva.

Com a CESE, aprovada para 2014 e 2015 e fixada sobre os ativos das empresas de energia, isentando a PRE, o governo esperava angariar um total de 300 M€, que deveria financiar o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) criado com o DL 55/2014. Este tinha como objetivo financiar “*políticas do setor energético de cariz social e ambiental, de medidas relacionadas com a eficiência energética. Esta contribuição visa igualmente contribuir para a redução da dívida tarifária do Sistema Elétrico Nacional (SEN), designadamente, através da minimização dos encargos decorrentes de custos de interesse económico geral (CIEG)*”.

A CESE, prevista pelo governo PSD/CDS até 2018, foi mantida nos orçamentos de Estado subsequentes a 2015, estando hoje ainda prevista a sua continuação até à eliminação do défice tarifário.

Segundo a [Autoridade Tributária](#), em 2014 e 2015 foram cobrados a título de CESE cerca de 90M€ anuais, não tendo sido, no entanto, transferidos para o FSSSE quaisquer fundos à data de 31 de dezembro de 2015.

Cristina Portugal, presidente da ERSE, ouvida na CPIPREPE, mostrou que, embora de 2015 a 2017 tenham sido previstos nas tarifas 50 M€ anuais de transferências do FSSSE para os CIEG, apenas ocorreram transferências reais de 5M€ e 25M€ nos anos 2016 e 2017, respetivamente, totalizando por isso cerca de 30 M€ para abatimento do défice tarifário.

Existe, portanto, uma grande disparidade entre as estimativas das receitas conseguidas com a CESE (300 M€) e a que foi realmente conseguida até à data (30 M€) para a diminuição da fatura dos contribuintes, o que representa uma consolidação apenas de 10% do previsto.

Em 2018, foi aprovado o reforço do FSSSE através do DL 109-A/2018 que passa a instituir a alocação de $\frac{1}{3}$ da CESE ao FSSSE, e no orçamento de estado para 2019 (lei 71/2018) o sector das renováveis é chamado a contribuir, com excepção dos produtores em mercado.

Já em 2018, o secretário de Estado da Energia, João Galamba, declarou ao [Jornal de Negócios](#), que tinha chegado a um acordo com a EDP que iria voltar a pagar a CESE, o que representa cerca de 60M€/ano.

3. Impacto efetivo das medidas

Ao aprovar o terceiro pacote, Jorge Moreira da Silva afirma em [entrevista ao Expresso](#) nessa altura que *"Já não existem rendas excessivas no setor elétrico"* dando como finalizada a redução de custos com os pacotes aprovados:

"Dois (pacotes) muito orientados para a eliminação da dívida e do défice tarifário e o terceiro (que apresentei no final da 12ª avaliação da troika, em final de abril) muito orientado para as questões sociais e para a competitividade das empresas. No total estamos a falar de cortes no setor energético de 4,4 mil milhões de euros, até 2020".

Nesta comissão foram vários os números dados para o impacto destes pacotes pelos seus principais responsáveis: 2100M€ do primeiro pacote, 1500 M€ do segundo pacote, 300M€ do terceiro pacote. No total, cerca de 3000-3400M€ no setor elétrico e a 4000-4400M€ no total do setor da energia.

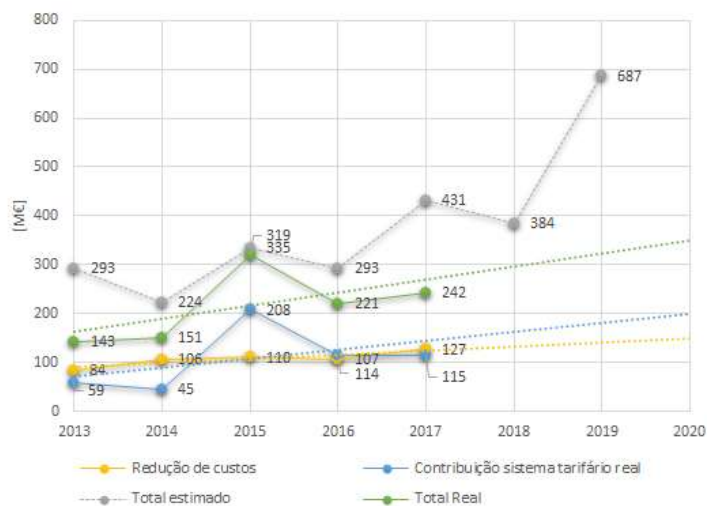
O ministro Jorge Moreira da Silva concluiu na sua audição que só com os dois primeiros pacotes as poupanças no setor da eletricidade atingiriam 3200 M€.

Em resposta à CPIPREPE, a ERSE atualizou o somatório dos impactos efetivamente verificados no SEN a partir das medidas do governo PSD/CDS. Esses impactos são de dois tipos:

- Cortes de custos (garantia de potência, remuneração dos terrenos do domínio público hídrico, redução da taxa dos CMEC, tarifa social e cogeração)
- Contribuições para o SEN (receitas das licenças de CO2, CESE e utilização do DPH, contribuição dos produtores eólicos e “clawback”).

O documento distingue ainda entre valores previsionais (estimativas de receita a incluir na tarifa) e valores reais (valores de pagamentos já efetivados, aos quais se reporta o seguinte gráfico).

Evolução da contribuição para o sistema tarifário das medidas de sustentabilidade do SEN, com valores reais de 2013 a 2017 (Dados ERSE) e projeção para 2020.



Soma-se entre 2013 e 2017 um impacto positivo total de 1076M€ como efeito das medidas de sustentabilidade do SEN.

Uma projeção para os anos de 2018, 2019 e 2020 segundo a tendência verificada de efetivação dos cortes, no período 2013-2020 seriam atingidos 2043M€, incluindo medidas que não constavam nos pacotes, como é a relativa às receitas do CO2.

Impacto total dos três pacotes de medidas sobre a EDP

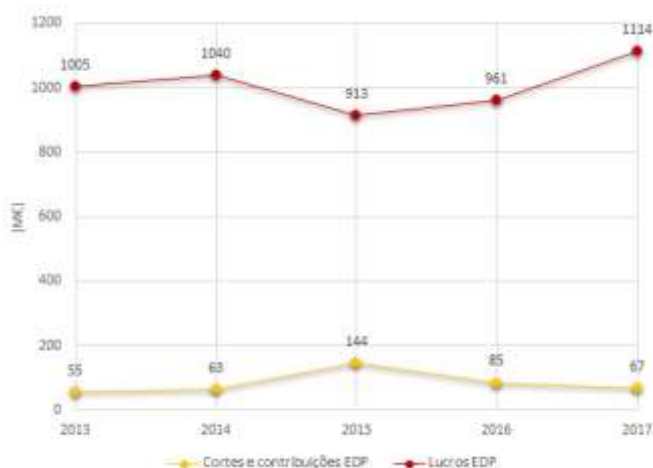
Segundo Artur Trindade e Jorge Moreira da Silva, os pacotes de medidas teriam um impacto de cerca de 1800M€ negativos para a EDP.

O impacto do conjunto das medidas sobre a EDP foi [atualizado pela ERSE](#): entre 2013 e 2017 a EDP contribuiu, entre redução de custos e pagamentos, com 414 M€ positivos para o SEN, valor que, projetado para o horizonte 2013-2020, atinge os 718 M€, ou seja 40% dos enunciados 1800 M€.

No entanto, alguns destes impactos não se esgotam em 2020, sendo ilustrativa deste entendimento a redução dos CMEC que perdurará até 2027.

EDP: impacto das medidas de sustentabilidade do SEN vs lucros anuais

(Fonte: ERSE e EDP)



De ressaltar, porém, que na análise aqui citada, a ERSE indica que algumas das medidas que afetam a EDP não foram contabilizadas, uma vez que a ERSE não dispõe de informação de como “repartir” esse efeito. Como tal, as estimativas são um minorante, pois há cortes em relação aos quais a falta de informação precisa determina a sua consideração como zero. Por exemplo, no que respeita à cogeração, a EDP também é afetada, não se sabe se 2% ou se 8%, mas a falta de informação determina a consideração de 0% deste corte.

Assim, o impacto de conjunto destas medidas – pelo menos 414M€ negativos no período 2013-2017 - compara com lucros de 5552 M€, representando [no mínimo](#) 7% dos seus resultados.

Conclusões

- No contexto da aplicação do Memorando de Entendimento com a troika teve lugar um comprovado esforço do governo então em funções para identificação

e quantificação de rendas excessivas pagas aos produtores de eletricidade em Portugal.

- No entanto, a prioridade dada pelo governo à medida do Memorando que previa a privatização da EDP inibiu a aplicação do modelo de equilíbrio do SEN que o governo produziu no início do seu mandato.
- As medidas corretivas tomadas após a privatização, entre 2012 e 2014, sendo significativas, não corresponderam integralmente ao previsto no Memorando. Na CPIPEPE foi reconhecido pelos membros do governo de então que a concretização da privatização condicionou o perfil das medidas adotadas.
- O impacto das medidas adotadas verificado pela ERSE (e projetado até 2020) está por enquanto, aquém do objetivo dos seus autores, anunciado no momento das suas decisões. Quanto ao efeito no conjunto do setor elétrico, os 2048M€ positivos para o SEN, já considerados até 2020 correspondem a 60 a 68% do previsto pelo governo de então; quanto ao impacto das medidas sobre a EDP, os 718 milhões de euros negativos para a EDP (mínimo verificado + projetado até 2020) perfazem, em termos projetados a 2020, 40% da previsão do governo. Uma parte relevante destas medidas continuarão a produzir efeitos após 2020.
- A medida do *clawback* tem como objetivo promover o equilíbrio concorrencial no mercado grossista de eletricidade. O seu funcionamento não deve perverter princípios expressos da lei portuguesa, incluindo o princípio da não existência de dupla tributação.

Recomendação

- Deve ser ~~respeitada~~ aconcliado o princípio da não elegibilidade dos custos com a tarifa social e com a CESE para efeitos da aplicação do mecanismo de *clawback*; com o princípio da não existência de dupla tributação.

Capítulo 10

Serviços de Sistema

Os serviços de sistema referem-se a um conjunto de mecanismos dedicados a manter e assegurar o equilíbrio instantâneo entre a procura e a oferta de eletricidade, garantindo a segurança e fiabilidade da operação do sistema elétrico nacional.

Os serviços de sistema incluem:

- **banda de regulação secundária:** consiste no estabelecimento de um intervalo de variação da potência do grupo gerador em torno do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, conforme solicitado pelo gestor do sistema; constitui um custo fixo de operação do sistema, pelo que é paga por todo o consumo;
- **energia de reserva de regulação:** visa a restituição da regulação secundária utilizada, a resposta a uma perda máxima de produção pré-definida e a cobertura do consumo sempre que existam diferenças significativas entre os valores previstos e os resultantes dos mercados de produção; é paga pelos agentes de mercado que incorrerem em desvios nessa hora;
- **energia de resolução de restrições técnicas:** define-se por qualquer circunstância ou incidência derivada das atividades de produção, transporte ou distribuição que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do abastecimento, requer a modificação dos programas de energia elétrica; é um custo suportado por todo o consumo.

Os custos deste mecanismo são repercutidos diretamente na formação do preço final da energia, refletindo esta componente uma oferta de âmbito nacional estruturalmente concentrada no grupo EDP.

Componentes da formação de preço final grossista (Fonte: [ERSE](#))



A potência habilitada a integrar o mercado de serviços de sistema provém na sua maior parte (60%) de centrais com CMEC ou CAE, sendo a restante proveniente de centrais em mercado.

Em 2012, a EDP detinha 74% da potência possível de tele-regular (correspondente ao serviço de sistema de banda de regulação secundária), essencialmente com centrais hídricas e de ciclo combinado (gás), correspondendo a 78% da disponibilidade total de centrais com CMEC, e 69% de centrais em mercado, o que segundo Artur Trindade quando ouvido na CPIPREPE, corresponde a $\frac{2}{3}$ dos custos do mercado de serviços de sistema.

1. Primeiros indícios de falha no mercado de serviços de sistema

Em 2010-2011, a ERSE identifica baixos níveis de prestação do serviço de tele-regulação pelos centros eletroprodutores ao abrigo dos CMEC, nomeadamente nas centrais hídricas de Bemposta e Picote, que detêm também grupos geradores em mercado (sem CMEC).

“21. (...) foram detetados, tanto pela ERSE como pela AdC, indícios de baixos níveis de utilização das centrais CMEC na prestação de serviço de teleregulação, em comparação com centrais hidroelétricas em regime de mercado. Indícios que remontam, pelo menos, a 2010 e se estendem, como se verá infra, até 2013/2014. (...)”

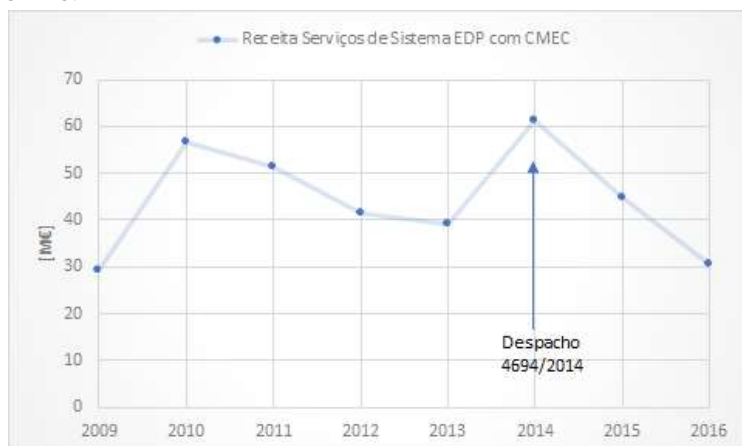
23. Essas diferenças de utilização são especialmente evidentes, por exemplo, no caso da barragem de Picote, caso particular em que uma mesma barragem dispõe, simultaneamente, de grupos geradores em regime CMEC e grupos geradores em regime de mercado, ambos aptos para prestar este tipo de serviço.

24. Tais indícios de subutilização ocorrem num contexto no qual se demonstrou a existência de capacidade dessas centrais, economicamente e fisicamente disponível, que, ainda assim, não foi oferecida em mercado por razões externas à própria operação desses equipamentos produtivos.

Abertura de Inquérito de contra-ordenação, AdC, 2016

Em 2012, face ao aumento registado dos preços no mercado de serviços de sistema, nomeadamente no mercado de banda de regulação secundária, com um aumento de custo a suportar de 45 M€, a [ERSE elabora uma análise dos custos de mercado de serviços de sistema](#) na sequência do qual solicita à Autoridade da Concorrência (AdC) um relatório sobre eventual abuso de mercado por parte da EDP, que poderia explicar a subida dos preços no mercado de serviços de sistema na ausência de eventos extraordinários que o justificassem. A AdC confirma então uma falha no mecanismo de revisibilidade dos CMEC - que ignora a participação ou ausência das centrais CMEC neste mercado e, em 2013, recomenda ao governo a realização de uma auditoria. Perante esta falha, a EDP terá adotado estratégias de oferta que maximizaram a componente CMEC da remuneração das centrais sob esse regime, concentrando nas centrais em mercado as ofertas que realizava.

No gráfico seguinte é possível observar como as receitas dos serviços de sistema em Centrais CMEC (Azul) começaram a descer em 2010 até 2013, até que voltam a subir com a publicação do despacho 4694/2014, altura em que face ao processo em curso, a EDP voltou a regularizar a oferta no mercado dos serviços de sistema com as centrais com CMEC.



(Dados retirados dos relatórios anuais de proveitos permitidos e ajustamentos, ERSE)

2. Intervenção de governo e estudo da Brattle Group

Em 2014 é emitido o Despacho 4694/2014, que decide a auditoria da REN e institui a respetiva comissão de acompanhamento, a qual encomenda um estudo à consultora *Brattle Group*, com o objetivo de quantificar as sobrecompensações ocorridas entre 2010 e 2014 no mercado dos serviços de sistema.

Nesse despacho, Artur Trindade define que:

“Caso a auditoria (...) conclua que se verificou uma sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, os respetivos montantes, determinados no âmbito da auditoria, devem ser refletidos no mecanismo de revisibilidade”.

Em paralelo, o governo procura estancar as falhas no mercado de serviços de sistema, definindo como preço de referência o do mercado de serviço de sistema espanhol e incluindo os custos da tele-regulação na revisibilidade dos CMEC. Desta forma, o governo procurou prevenir que a EDP, preterindo as centrais CMEC, limitasse a sua oferta de serviços de sistema às centrais em mercado. Segundo declarações do secretário de Estado Artur Trindade, em 2013, ao [Diário Económico](#), estariam aqui 70% das poupanças anunciadas com a medida dos serviços de sistema que constava no segundo pacote de medidas de redução de custos (300M€ a 400M€). Os outros 30% estariam ligados à falha de contabilizar o mercado dos serviços de sistema na revisibilidade dos CMEC.

2.1. Sobrecusto identificado pelo relatório Brattle

Os resultados do estudo da Brattle Group só foram conhecidos em 2016, já durante o mandato do secretário de Estado Jorge Seguro Sanches. [Nesse estudo](#), consoante os cenários e pressupostos considerados, foram identificados os seguintes sobrecustos:

- Num cenário de quantidade e para o mercado de banda regulação secundária, conclui-se que as centrais com CMEC, adotando um comportamento ineficiente, auferiram menos 46.6M€ a 72.9M€ (consoante se considere um prémio de risco 10€/MWh ou nulo);
- Num cenário de efeito total, constataram-se lucros adicionais das centrais em mercado (sem CMEC) da EDP, entre 59.6M€ e 143.2M€ (com ou sem aquele prémio de risco).

Face a estes resultados da auditoria e ao parecer da comissão de acompanhamento, Jorge Seguro Sanches emite o despacho 10840/2016, onde pede a diferentes instituições com responsabilidades no setor energético (DGEG, ERSE, AdC) para que, face aos resultados do relatório, tomem as diligências necessárias. Para além disso, pede também que os resultados da auditoria sejam enviados à Direção Geral da Concorrência da Comissão Europeia a fim de averiguar se esta sobrecompensação no mercado dos serviços de sistema é enquadrável na autorização do auxílio estatal CMEC - Decisão 161/2004. A DGEG e ERSE, face a este pedido, sugerem a inclusão na projeção das tarifas de 2018 o abatimento dos custos de sobrecompensação apurados pelo relatório da Brattle Group, na quantia de 72.9 M€.

A EDP contestou a cobrança deste valor, acusando “erros grosseiros” nos relatórios da Brattle Group e da comissão de acompanhamento da auditoria. Pelo seu lado, apresentou um relatório da consultora FTI Compass-Lexecon que indica não existir qualquer sobrecompensação.

“Olhando para o relatório da Brattle sobre a sobrecompensação dos CMEC, por causa da participação no mercado de banda secundária, entendemos que a melhor maneira de resolver essa posição dominante da EDP era, obviamente, sancionar a EDP quando se justifique — e a Autoridade da Concorrência está nesse processo —, mas era, sobretudo, criar concorrência onde ela hoje não existe, portanto, permitir que outros possam participar no mercado de serviços de sistema”.

(João Galamba)

Segundo Galamba, o problema nos serviços de sistema é a existência de um quase monopólio, que leva a situações de falha de mercado e sobrecusto:

“Hoje, nos serviços de sistema, é a EDP que tem praticamente o monopólio da prestação destes serviços. Como é que se cria mais concorrência?! Abrindo

esse mercado a outros participantes. (...) Ou seja, quanto mais produção descentralizada, agregadores, redes inteligentes, com o lançamento de tudo isso, podemos rever todos os serviços de sistema, nomeadamente criando concorrência onde ela hoje não existe.(...) Estas mudanças e a questão dos agregadores que referi são instrumentos fundamentais para criar concorrência nesse mercado e para reduzir algumas rendas que hoje existem, não por vício contratual, mas pelo simples facto de que quem presta aquele serviço é uma só empresa, ou são poucas empresas, por isso, essa empresa tem facilidade em apropriar-se de ganhos, com prejuízo para os consumidores”.

2.2. Atuação da Autoridade da Concorrência

Após o relatório da ERSE em 2012, foi requerido à AdC um relatório sobre eventuais práticas de abuso no mercado de serviços de sistema. Nesse sentido, é detetada a falha no mecanismo de revisibilidade dos CMEC, e em 2013 recomenda ao governo que seja feita uma auditoria. No entanto, apenas em 2016, já com os resultados da auditoria dados a conhecer com o despacho 10840/2016, a AdC abre um processo de contraordenação à EDP no âmbito das práticas abusivas no mercado dos serviços de sistema, embora a sua recomendação ao governo, sobre os indícios das alegadas práticas abusivas, remonte a 2013. Nesse documento é identificado:

“25. Este tipo de gestão da oferta no mercado de banda de regulação secundária — na conjuntura em que é adotado, oportunamente descrita no Estudo desenvolvido pela ERSE e, posteriormente, nos relatórios de auditoria — aparenta estar na origem da subida dos preços no mercado no período em causa. (...)

27. De facto, no quadro do regime CMEC — em que a empresa é compensada até ao limite dos benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos (terminados) CAE, no caso de tais benefícios não serem assegurados através das receitas obtidas pelas centrais em regime de mercado—a existe um incentivo estratégico de aumento de lucros, concretizável através de uma prática de redução da atividade das centrais em regime CMEC em contrapartida de um aumento da atividade das centrais não abrangidas por compensações CMEC. (...)

29. Assim, em resultado dos baixos níveis de utilização das centrais CMEC na prestação de serviço de teleregulação em comparação com centrais hidroeléctricas em regime de mercado, e para além da eventual sobrecompensação do Auxílio de Estado atribuído à EDP produção, foi potenciada a prática de preços mais altos no mercado de banda secundária.”

Abertura de Inquérito de contra-ordenação, AdC, 2016

Segundo Margarida Matos Rosa, na sua apresentação na CPIPREPE, esta prática onerou os consumidores duplamente, por via do aumento do valor das compensações pagas à EDP Produção a título de CMEC e por via do aumento dos preços da banda de

regulação secundária, permitindo à EDP Produção beneficiar de receitas mais elevadas através das centrais não-CMEC.

A AdC estima que esta dupla compensação obtida pela EDP Produção tenha gerado um sobrecusto de cerca de 140 milhões de euros para o SEN e para os consumidores.

Sobre o processo de contraordenação em curso, em setembro de 2018 foi adotada uma Nota de Ilicitude contra a EDP Produção, sobre a qual esta se pronunciou em novembro seguinte.

Em 2019, o atual secretário de Estado João Galamba, ouvido na comissão, afirmou que *“em princípio, o processo deverá avançar para uma multa por parte da Autoridade da Concorrência [à EDP]”*, não tendo no entanto referido nenhum valor.

Face à dúvida levantada pela comissão de acompanhamento da auditoria, sobre se o valor do sobrecusto identificado no relatório deveria ser abatido à tarifa (e por isso considerado um aspeto inovatório), João Galamba considera que a sobrecompensação ocorrida no mercado de serviços de sistema não é um aspeto inovatório da natureza dos que a ERSE identificou quanto aos CMEC (isto é: vantagens adicionadas por atos administrativos posteriores ao Decreto-Lei 240/2004), mas sim um abuso de posição dominante a penalizar em sede própria, alheio à revisibilidade dos CMEC:

“A DGEG envia-me o processo e eu irei perguntar à DGEG e à ERSE os fundamentos para considerar a sobrecompensação dos CMEC um aspeto inovatório porque me parece que neste caso não estamos perante um aspeto inovatório, estamos, sim, perante um abuso de posição dominante, que deve ser sancionado e está a ser sancionado pela Autoridade da Concorrência em sede própria. (...) A sanção, a existir, virá da Autoridade da Concorrência e não de uma penalização via tarifa, e porque me parece, também, que não se pode sancionar uma empresa duas vezes.”

(João Galamba)

Conclusão

A existência de sobrecompensações pagas à EDP no âmbito do mercado de serviços de sistema é matéria de grande complexidade técnica que tem sido estudada ao longo dos últimos seis anos em diversas instâncias. O SEN foi prejudicado pela EDP em valores que são avaliados de 72,9 M€ (ERSE/DGEG) a 140 M€ (AdC).

A correção da legislação introduzida em 2014 terá impedido eventuais estratégias de abuso de posição dominante por parte da EDP.

Recomendação

A integração dos serviços de sistema, em termos de política energética e planeamento estratégico do SEN, tal como de outros instrumentos de gestão de oferta e procura em modelos concorrenciais que propiciem a redução de custos para os consumidores e a maximização da integração da produção de fonte renovável.

Capítulo 11

O novo regime remuneratório da produção eólica aprovado em 2013

O Decreto-Lei 35-2013 de 28 de fevereiro, foi aprovado em Conselho de Ministros em dezembro de 2012. Para o apresentar, recorremos ao próprio preâmbulo do diploma:

“Na linha dos compromissos assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia, foram encetadas conversações com a APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), que representa os interesses dos titulares de centros eletroprodutores a partir de fontes renováveis, com vista à densificação do enquadramento remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida, em termos passíveis de conjugar a resposta às referidas questões de segurança jurídica [alegadas atrás quanto ao “regime remuneratório ou à forma da sua remuneração”] com o imperativo de promoção da sustentabilidade económica e social do SEN.

No seguimento dessas conversações, e em conformidade com o acordo de princípio aí alcançado, o presente decreto-lei prevê a possibilidade de adesão por parte das referidas instalações a um de entre quatro regimes remuneratórios alternativos, destinados a vigorar por um período determinado, para além dos períodos de remuneração garantida. A adesão aos mencionados regimes remuneratórios, selecionados pelos titulares de cada instalação em função das suas particularidades, implica o pagamento de uma compensação anual destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, permitindo, assim, preservar a estabilidade remuneratória dos centros eletroprodutores eólicos, ao mesmo tempo que assegura a mitigação do impacto na fatura energética dos sobrecustos anuais resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes eólicas”.

1. O contexto em que surge a medida

1.1. O Memorando de Entendimento com a Troika e a limitação dos sobrecustos associados à Produção em Regime Especial (PRE)

Um dos afirmados objetivos do Memorando de Entendimento assinado em maio de 2011 entre o governo José Sócrates e a troika era “assegurar que a redução da dependência energética e a promoção das energias renováveis seja feita de modo a

limitar os sobrecustos associados à produção de electricidade nos regimes ordinário e especial (cogeração e renováveis)”.

Na sua medida 5.9, o Memorando encarregava as autoridades portuguesas de, “*em relação aos actuais contratos em renováveis, avaliar, num relatório, a possibilidade de acordar uma renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa bonificada de venda mais baixa*”, sendo o prazo de concretização desta medida o quarto trimestre de 2011.

1.2. A proposta da EDP e a resposta do Governo

No final de julho de 2011, Henrique Gomes, secretário de Estado da Energia do recém-empossado governo PSD/CDS, convoca a EDP a uma reunião para a discussão dos pontos do Memorando. Nessa reunião, a 2 de agosto, a [EDP apresenta uma proposta global](#), assente essencialmente em diferimentos de custos e no corte de remunerações na cogeração (analisada noutro capítulo deste relatório) e que inclui, quanto à restante Produção em Regime Especial, a “*criação de um mecanismo de adesão voluntária previamente formalizada para compra pelos produtores da extensão do período de tarifa garantida*”.

A ideia não é bem acolhida pelo secretário de Estado da Energia, mas a EDP insiste em outubro de 2011, incluindo-a novamente na [proposta de entendimento](#) sobre “*medidas para a revisão dos custos do sector eléctrico*” que remete ao governo. A proposta é agora mais detalhada:

“Reformulação do prazo de tarifa bonificada garantida aplicável à produção de electricidade com tecnologia eólica (parques existentes cuja capacidade não foi objecto de procedimento concursal).

(...) a única forma equilibrada de se agir sobre este universo é através da proposta de um negócio, totalmente separado do existente, mas que poderá ser benéfico para o sistema eléctrico e para o Estado, mantendo o equilíbrio contratual dos promotores.

A medida proposta consiste em colocar à disposição dos promotores um prolongamento do período pelo qual recebem a tarifa bonificada, tendo como contrapartida um pagamento a suportar pelos produtores a favor da tarifa, durante os próximos 2 a 3 anos, em montante a definir.

Esta medida permite ultrapassar os constrangimentos dos parques em project finance por não afectar os cash-flows do projecto, garante um encaixe financeiro para o sistema eléctrico já no curto prazo e confere uma maior estabilidade temporal aos promotores”.

O secretário de Estado Henrique Gomes remete então ao ministro da Economia, Álvaro Santos Pereira, uma [nota interna sobre a proposta de acordo da EDP de 4 de outubro](#). Nessa nota, sobre as negociações, explicita que:

“A reformulação do prazo da tarifa bonificada garantida à produção eólica consiste em prolongar no tempo o direito à remuneração garantida (3 a 5 anos, de acordo com a proposta efectuada por um conjunto de produtores que representam cerca de 80% da potência instalada relevante) em troca de um pagamento a favor do sistema tarifário a efectuar pelos produtores (15000€/MW instalado por cada ano de extensão, de acordo com a referida proposta).

Conclusão: Esta medida insere-se na lógica de “empurrar” para o futuro os custos dos compromissos assumidos no passado, não contribuindo para resolver os problemas estruturais e aumentando os riscos do SEN. Isenta os produtores eólicos de empreenderem qualquer esforço de redução de custos do sistema eléctrico”.

1.3. A queda da contribuição especial e a insistência da Troika sobre redução de custos com a PRE

No início de dezembro, na sequência do abandono pelo governo do projeto de contribuição especial do setor elétrico preparada no ministério da Economia (ver capítulo anterior), a segunda revisão do Memorando adita a medida 5.15:

“Serão tomadas medidas para colocar o SEN numa trajetória sustentável, para eliminar o défice tarifário em 2020 e assegurar a sua estabilização em 2013. Este prazo é sujeito a uma revisão baseada num relatório a propor pelo governo que especificará também como serão corrigidas as rendas excessivas na produção nos regimes ordinário (CMEC, CAE, garantia de potência) e especial (co-geração e renováveis). Esta proposta considerará os méritos de um largo espectro de medidas que cobrirão todas as fontes de rendas”.

A CPIPREPE apurou que este relatório sobre rendas excessivas no setor elétrico (que anexou o estudo da CEPA - Cambridge Economic Policy Associates) teve duas versões.

A [primeira versão](#), com data de 31 de janeiro de 2011, foi encontrada no arquivo do Ministério da Economia. É a versão que Henrique Gomes entregou ao ministro e que este encaminhou a Carlos Moedas, o membro do governo responsável pela Estrutura de Acompanhamento do Memorando (ESAME).

De acordo com Tiago Andrade e Sousa, chefe de gabinete de Henrique Gomes (e também do seu sucessor, Artur Trindade), o secretário de Estado considerou não ter condições para intervir sobre as remunerações dos CMEC e da PRE eólica, não incluindo esses temas na sua proposta.

“O engenheiro Henrique Gomes entendeu, face ao abandono do tema da contribuição, que não existiria, à data, uma terapêutica no tocava aos CMEC e à PRE, e, neste caso, estamos basicamente a falar na eólica (...) Este documento foi objeto de alguma discussão entre o Ministério da Economia e a ESAME e houve uma série de reuniões posteriores — estamos a falar de dezembro, início de janeiro — no sentido de o consolidar. Creio que o que estava a passar-se tratava-se, acima de tudo, de mensagens políticas”.

(Tiago Andrade e Sousa, chefe de gabinete de Henrique Gomes, 2011-2012)

O membro do governo que liderava a ESAME era Carlos Moedas, que no seu testemunho afirmou:

Não sou especialista nem me lembro exatamente desse decreto-lei [35/2013] em particular. (...) Recordo-me da negociação no seu conjunto. (...) Tínhamos de chegar a 2,1 mil milhões de cortes. Na verdade, eu tinha de ter um papel pragmático, que era pedir ao ministro da Economia que me enviasse como é que chegava a esse valor. E assim foi. Esse valor era atingido por várias negociações, fosse nos CMEC, na garantia de potência, na cogeração, isso para mim não era o meu dia a dia. Portanto, para lhe responder com toda a franqueza, não me lembro exatamente desse ponto porque não era parte do meu trabalho; o meu trabalho era receber o que estava a ser feito, as soluções, e ir para a frente. Era essa a minha função”.

(Carlos Moedas, Secretário de Estado Adjunto do Primeiro Ministro, 2011-2014)

Deste trabalho conjunto entre as equipas do Ministério da Economia e da ESAME, resulta, a 9 de fevereiro, a [segunda versão](#) do referido relatório, a única efetivamente entregue à troika. Este segundo documento nunca foi encontrado nos arquivos do governo no seguimento dos pedidos da CPIPPEPE, tendo sido obtido por esta junto da OCDE (que o cita num estudo sobre a economia portuguesa). Nesse documento é introduzida, em termos em tudo semelhantes aos da proposta adiantada três meses antes pela EDP, a medida de extensão da tarifa garantida das centrais eólicas:

“Dado que a maioria dos investimentos [em centrais eólicas] envolvem project-finance ou estruturas complexas de financiamento e de capital, desenhadas em articulação com os contratos de FIT [feed-in tariff] atualmente existentes, foi discutido um esquema alternativo, financeiramente equivalente a uma redução das FIT, em troca de uma extensão do período garantido: em vez de reduzir desde já as FIT (que desencadearia eventos de crédito nos project-finance subjacentes e conduziria estes produtores a uma situação de falência), a maioria dos produtores (cerca de 65% concordaram em adiantar uma determinada quantia em troca de comprarem a extensão desta tarifa garantida).

Esta operação implicaria o pagamento de 50M€/ano por cada ano adicional de extensão da FIT garantida (a proposta foi uma extensão de três anos, num total de 150M€ ao fim de três anos). O lado negativo desta medida seria a extensão por mais três da atual estrutura de FIT para estes operadores, atrasando a venda de eletricidade gerada em centrais eólicas a preços de mercado. Em todo o caso, a medida precisa de ser aprofundada para assegurar a sua neutralidade financeira no défice tarifário”.

A existência de acordo, em janeiro de 2011, por parte de 65% dos produtores para adesão à medida foi contestada na CPIPREPE pelo presidente da Associação dos Produtores de Energias Renováveis (APREN), António Sá da Costa:

“Também fui confrontado com esta história dos 65% e não faço ideia de onde foram inventar os 65%! Nem quem foi, nem de onde veio esse valor! Porque para arranjar 65%... Fui fazer umas contas e, para ter 65% da potência da altura, tinha de falar com oito ou nove dos maiores promotores. E, depois, se tirássemos o maior e começássemos a descer, então o número começava a crescer. Eu dei-me ao trabalho, antes de responder à vossa questão, de falar não com os oito, mas com os sete — deixei a EDP de fora, que não sabia o que se tinha passado — e fui falar com os CEO [chief executive officers] de todos os sete da altura e todos me disseram que nunca souberam do assunto. (...) A primeira vez que fui chamado a falar deste assunto, não sei se foi em maio ou junho de 2012, já era o Dr. Artur Trindade. O trabalho que fizemos desenvolveu-se fundamentalmente em julho e agosto. A proposta que ele nos pôs em cima da mesa foi no final de agosto de 2012”.

(Sá da Costa, presidente da APREN)

A [proposta do governo](#) aos produtores eólicos veio a dar origem ao Decreto-Lei 35/2013, que prevê, terminados os 15 anos da tarifa garantida estabelecida no DL 33-A/2005, a extensão da garantia de escoamento de toda a produção eólica e o pagamento dessa eletricidade ao preço do mercado a preço mínimo (*floor*) em duas modalidades:

- 1) a primeira assegura a remuneração numa banda que pode variar entre um chão (*floor*) - aproximadamente 69€/MWh em 2020 - e, se o preço do mercado estiver acima desse valor, um teto (*cap*) de 90€/MWh, valor em 2020;
- 2) a segunda modalidade garante aos produtores, em 2021, um *floor* mais baixo, de 55€/MWh; mas, se o mercado estiver acima desse valor, é esse o preço pago ao produtor, sem qualquer teto.

Ambas as modalidades podem ser praticadas por períodos de 5 ou de 7 anos, à discrição do produtor. Os números da distribuição da potência pelas diferentes modalidades são [disponibilizados pela ERSE](#).

A compra da extensão do período de tarifa garantida tem sido concretizada mediante uma “contribuição voluntária” anual, paga ao SEN pelos produtores ao longo de oito anos (2013-2020) de acordo com a potência inscrita, da modalidade escolhida e do período de extensão. A receita anual do SEN é de 27,7M€ anuais, ou 222M€ no total (valor sem inflação).

Adicionalmente, o governo assegurou nesse acordo com a APREN a criação de um regime de escoamento garantido da eletricidade produzida por potência instalada em sobreequipamento (capacidade adicional em centrais já existentes) com regime FIT específico para essa potência. O novo regime, estabelecido no DL 94/2014, fixou uma FIT de 60€/MWh mas permitiu que, mediante pagamento dos oito anos de “contribuição voluntária” ao SEN, essa potência transite para o regime do DL 35/2013.

Praticamente toda a produção eólica existente no país em 2013 aderiu ao regime do DL 35/2013, repartindo-se pelas suas modalidades da seguinte forma (fonte:ERSE):

Potência instalada em 2016 em MW		DL 35/2013 + 5 anos	DL 35/2013 + 7 anos	Total
PRE Eólicos aderentes ao DL 35/2013	Dos Concursos Públicos	0	1 445	1 445
	Restantes	412	3 577	3 989
	TOTAL	412	5 022	5 434
PRE Eólicos NÃO aderentes ao DL 35/2013	Dos Concursos Públicos			390
	Restantes			390
	TOTAL			780

Regime	Duração	Potência
floor 69 + cap 90	5 anos	273,9 MW
floor 69 + cap 90	7 anos	4045,5 MW
floor 55	5 anos	33,8 MW
floor 55	7 anos	478 MW

Fonte: SEE, resposta a requerimento do Bloco de Esquerda, janeiro 2018

1.5 O impacto incremental do DL 35/2013

Desde o início dos trabalhos da CPIPREPE, o impacto tarifário desta extensão de garantias pelo DL 35/2013 foi objeto de acesa controvérsia. Para a encerrar, este relatório adota a metodologia de avaliação defendida pelo ex-secretário de Estado Artur Trindade para esta medida política que ele próprio tomou:

“Quando se analisa uma medida, é importante ver, nessa legislação, nesta medida, o que é que existia se a medida não fosse tomada e o que é que existe se a medida for tomada. (...) Uma coisa é criticar o regime dos produtores eólicos, outra coisa é analisar o impacto, se quiserem, incremental que este decreto-lei teve nesses mesmos produtores”.

1.5.1 O que existiria se o DL 35/2013 não tivesse sido aprovado pelo governo?

Sem o DL 35/2013, estaria em plena aplicação o DL 33-A/2005, que no seu artigo 4º define o regime para a remuneração da produção eólica após os 15 anos de FIT definidos em 2005:

“Artigo 4.º

Âmbito de aplicação

1 - À electricidade produzida em instalações que já tenham obtido licença de estabelecimento à data da entrada em vigor do presente diploma e à electricidade produzida em instalações cujo pedido de informação prévia tenha sido respondido favoravelmente pela DGGE até à data de entrada em vigor do presente diploma e venham a obter a respectiva licença de estabelecimento no prazo de um ano. (...)

3 - Para as instalações previstas no nº 1, o regime de remuneração em vigor até à data de entrada em vigor do presente diploma mantém-se (...) b) por um prazo de 15 anos a contar da data de entrada em vigor do presente diploma, para as instalações não hídricas já em exploração;

4 - No final do período de 15 anos referido no número anterior, excepto no caso das PCH [pequenas centrais hídricas], as instalações são remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado e pelas receitas obtidas pela venda de certificados verdes mencionados no preâmbulo da Directiva nº 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro;

5 - Se no final do período referido nas alíneas b) e c) do nº 3 não existirem certificados verdes transaccionáveis, aplica-se, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data”.

(Artº. 4º do DL 33-A/2005)

No início das negociações com a APREN para a venda aos produtores eólicos de uma extensão de preço garantido, ficou claro um primeiro ponto: o governo excluía totalmente do cenário pós-2020 a venda em mercado adicionada das receitas de certificados verdes prevista no ponto 4 do artº 4º da lei 33-A/2005:

“Foi-nos transmitido pelo Secretário de Estado Artur Trindade que não era intenção... É que já se tinha provado que os certificados verdes não funcionam

na Europa, não funcionaram, nunca. (...) Portanto, era muito complexo e diz-se: «nós não vamos ter»”.

(Sá da Costa, presidente da APREN)

“O que temos por detrás desta análise são os direitos que eles já tinham, os direitos adquiridos. Poderão ser esses cinco anos de tarifas ou o regime de certificados verdes, em relação aos quais eu disse «só por cima do meu cadáver». Os certificados verdes são a coisa pior em termos de promoção, não de garantias de origem. De todo o histórico, por todo o planeta, o pior que existe em termos de custos são os certificados verdes. Há vários exemplos aí documentados disso. Eles geram subsídios mais altos. E, portanto, nunca lhes ia dar”.

(Artur Trindade, secretário de Estado da Energia, 2012-2015)

Assim, o direito constituído pelo DL 33-A/2005 está claro e corresponde ao regime definido no ponto 5 do Artº 4º aplicado ao universo de produtores definido no ponto 1 do mesmo artigo: no final de 2020, as centrais eólicas licenciadas até final de 2006 - e só essas - receberiam, por cinco anos adicionais (até 2025), a tarifa fixa que tivesse sido atribuída às centrais com início de exploração em 2021.

Por força da lei, as centrais com início de exploração em 2021 seriam atribuídas por mecanismo concorrencial. A tarifa assim determinada refletiria necessariamente o embaratecimento das tecnologias, como efetivamente se tem verificado de forma acelerada.

Assim, das centrais hoje em funcionamento, estariam excluídas desta extensão todas as que foram atribuídas pelos concursos de 2005-2007. A realização de um único concurso antes de 2020 e o licenciamento da respetiva produção bastariam para fixar a nova tarifa a pagar à potência abrangida pelo DL 33-A/2005 (4379 MW), admitindo que não era instituído o regime de certificados verdes previsto nesse diploma de 2005.

Por outro lado é bastante evidente que o regime de certificados verdes, pós FiT é a linha geral do Diploma. Os 5 anos adicionais de extensão da FiT eram um regime de Salvaguarda. Ora, os certificados verdes abrangeriam toda a potência, já estavam previstos no tempo do concurso, logo seria reclamado pelas restantes centrais como alternativa aos certificados verdes, no caso de estes não viram a existir.

1.5.2 Os pressupostos do acordo entre o Governo e a APREN

A negociação entre governo e APREN assentou num pressuposto arbitrário e não explicado, o de que, entre 2012 e 2020, não se realizaria qualquer novo concurso.

“O que se disse foi que a tarifa de exploração a essa data [2021], era a que estava em vigor na altura [2012]. Não havia nenhum mecanismo para haver alguma redução”.

(Sá da Costa)

“Na altura [das negociações, em 2012], ninguém pensava que uma central eólica iria entrar em funcionamento nos próximos anos. E olhe que, para entrar em funcionamento em 2018, tinha de começar o licenciamento em 2015 ou 2016”.

(Artur Trindade)

Ora, como claramente explicou Carlos Pimenta na CPIPREPE, o mecanismo para a redução da FIT estava disponível - e até era explicitado pelo DL 33-A/2005:

“[Depois de 2006] nunca mais se fizeram concursos. Para capturar isto [a redução dos custos de investimento em produção eólica], o Sr. Deputado fazia um concurso agora e tinha tarifas 20 euros mais abaixo do que teve no último concurso”.

(Carlos Pimenta, ex-Secretário de Estado do Ambiente, presidente não-executivo do consórcio Novenergia, e especialista em renováveis)

Ora, o governo PSD/CDS - o primeiro a quem foi feita a proposta de venda de uma extensão da tarifa - optou não só por não promover esse concurso, mas também por eliminá-lo como referência da remuneração futura. O último concurso realizado para centrais eólicas foi vencido em 2007 pelo consórcio Ventinvest, com uma tarifa de 70€/MWh.

“O Secretário de Estado disse-nos: «então vocês têm, pelo menos por 5 anos, a tarifa garantida dos 74 € [tarifa do concurso Ventinvest atualizada a 2012], crescendo com a inflação», que era o regime que estava. Isso já nós tínhamos. E ele disse: «Então está bem. Vocês podem receber o valor do mercado com os 74 € de floor e um cap, um teto, de 98 €».

(Sá da Costa, presidente da APREN)

Assim, se o DL 35/2013 não existisse, toda a potência eólica licenciada antes dos concursos de 2005-2007 beneficiaria por cinco anos adicionais de uma tarifa fixa (correspondente ao valor da tarifa atribuída à última central licenciada até àquela data). O valor dessa tarifa é o da última central licenciada (72€ em 2008+inflação) ou um valor de leilão que é desconhecido porque não se realizou em Portugal qualquer concurso desde 2007. Mais adiante, tomaremos como referência de cálculos o valor indicado por Carlos Pimenta (50€/MWh em 2018) e também outros, superiores e inferiores, verificados em leilões de potência eólica recentes, realizados noutros países.

Por fim, sob o DL 33-A/2005, o SEN não encaixaria a “contribuição voluntária” (cerca de 27 M€/ano) paga pelo conjunto dos produtores pela compra da extensão de preços garantidos prevista no DL 35/2013.

	DL 33-A/2005	DL 35/2013
risco	tarifa fixa última central licenciada antes de 2021	tarifa mercado com <ul style="list-style-type: none"> • floor 69/MWh cap 90/MWh • floor 55€/MWh
dimensão	3386 MW (não inclui concursos pós 2005)	4832 MW (inclui centrais por concurso)
prazo	5 anos	7 anos (4524 MW) 5 anos (307MW)
receita	-	c. 222 milhões de euros

1.5.3 O que passou a existir com o DL 35/2013?

Sob o governo PSD/CDS e a tutela do ministro Santos Pereira e do secretário de Estado Artur Trindade, foi decidido que:

~~a tarifa fixa atribuída por concurso em 2007 (70€/MWh) era projetada como referência do floors a praticar de 2021 a 2027 (note-se que diversas centrais atribuídas por concurso tardaram vários anos a entrar em produção, contando a partir daí a FIT original e só depois usufruindo do sistema de floor/cap, que em alguns casos irá até 2035);~~

- em vez de uma tarifa fixa, é criado um regime assente num *floor* que acompanha o preço de mercado e assim transfere grande parte do risco para o lado dos consumidores;
- em vez de uma garantia por 5 anos, é oferecida uma garantia por 5 ou 7 anos, sendo a segunda a escolhida por 87,5% da capacidade eólica;

- as centrais atribuídas por concurso após 2005 (que se pode argumentar estarem excluídas de qualquer benefício sob o DL 33-A/2005) passaram a estar cobertas por um regime de garantia por ~~7 anos~~ 5 ou 7 anos, e impedidas de beneficiar do regime de certificados verdes, o que configura uma radical mudança das condições definidas no momento dos concursos.

A este respeito refira-se que o DL 33ª/2005 já previa os certificados verdes antes do concurso. O mesmo diploma prevê que caso não haja certificados verdes haverá 5 anos de tarifa (a última) não resulta nada claro que ao lhes ser retirados os certificados verdes, esta potência não tivesse direito a beneficiar da alínea seguinte. Pois já existia essa legislação na altura dos concursos.

1.5.4. A intervenção da ERSE

1.5.4.1 O parecer prévio da ERSE sobre o projeto de DL 35/2013

Em outubro de 2012 a ERSE remete ao governo o seu parecer prévio acerca do projeto de Decreto-Lei que prevê a contribuição dos centros eletroprodutores integrados na PRE para a sustentabilidade do SEN”. Sucintamente, a ERSE regista que:

“Este mecanismo corresponde a uma transferência intertemporal de custos estando, no entanto, implícito um risco para o consumidor e o produtor associado à evolução do preço de mercado. (...) O objetivo deste regime de aliviar a tensão tarifária entre 2013 e 2020, é apreciado pela ERSE. (...)

Considerando que o projeto de decreto-lei analisado se constitui como um instrumento para a sustentabilidade do SEN, assegurando ao mesmo tempo a consolidação da promoção da produção de energia elétrica em regime especial (recursos endógenos e renováveis), a ERSE nada tem a opor”.

([parecer prévio da ERSE](#) sobre o projeto de DL 35/2013)

1.5.4.2 O primeiro estudo da ERSE sobre o impacto do DL 35/2013

Em maio de 2017, a ERSE pronunciou-se sobre o impacto do DL 35/2013 a pedido do secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, vindo em junho desse ano adicionar novos elementos.

O pedido do secretário de estado já continha certos aspetos metodológicos como pressupostos a considerar, a ERSE não o esconde: “...o tratamento de dados individualizado por produtor permitiu, conforme solicitado pela SEE, uma separação dos resultados...”

A ERSE usou cinco cenários de evolução do preço de mercado de eletricidade entre 2017 e 2037: 91 €/MWh (cenário superior para os preços de energia no Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento RMSA-2012); 47,6 €/MWh (cenário base de análise de sustentabilidade do SEN 2018-2028, realizado no âmbito do exercício tarifário para 2017, seguido de evolução à taxa média dessa série); E mais três cenários até 2037: 40 €/MWh, 50 €/MWh e 60 €/MWh. A taxa de inflação sem habitação no continente, para a atualização anual dos limiares dos preços, foi de 1,7% (previsão do Banco de Portugal).

Para o cálculo do VAL foram considerados cenários para três taxas de desconto, que pretendem refletir a perspetiva das empresas reguladas - taxa de 10%, que considera o risco de mercado; taxa de 6,5%, que reflete o custo de capital de um ativo regulado - e também a perspetiva do SEN, considerando a taxa média implícita no serviço de dívida tarifária em 2017 (aproximadamente 3,2%).

No que respeita à tarifa de referência para a remuneração dos PRE eólicos prevista em 2005 para o período adicional de 5 anos foi considerado um valor base de 72 €/MWh (média das tarifas dos produtores eólicos que se ligaram à rede em 2015 e 2016). Segundo a ERSE, “por se tratar de uma variável sensível, cuja definição não é clara, na análise, para além de se ter pressuposto uma tarifa igual a 72 €/MWh,

consideraram-se duas situações adicionais desta tarifa de referência: (i) o maior valor entre 72 €/MWh e o preço de mercado e (ii) um valor igual a 85 €/MWh”.

Assim, nesta [primeira avaliação](#) (feita em maio de 2017, a solicitação do governo), a ERSE faz os seus cálculos para o cenário de aplicação do DL 33-A/2005 considerando que “a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data [2020]” seria 72€/MWh (a tarifa atualizada da última central licenciada em Portugal, em 2007). Daí conclui que:

“Em todos os cenários de preços de energia elétrica, com exceção dos preços que terão estado na origem das simulações do RMSA-E 2012, o VAL dos impactos anuais agregados resultantes da aplicação do Decreto-Lei n.o 35/2013 é negativo, isto é, este diploma gerou um menor custo para o SEN. A exceção, quando se consideram os preços mais elevados do RMSA-E 2012 [91€/MWh], deve-se ao facto destes preços serem substancialmente mais altos do que a tarifa de referência considerada na simulação. Registe-se que tanto na opção com limite a) (74 a 98 €/MWh), como na opção com limite b) (acima de 60 €/MWh), a consideração de preços de mercado tão elevados como os do RMSA-E 2012 leva a perdas para o sistema”.

~~No entanto, é possível observar no detalhe dos cálculos do mesmo parecer que os impactos anuais deste Decreto Lei, no que refere apenas à PRE das eólicas (sem contabilizar o impacto das Pequenas Centrais Hídricas), são negativos para o SEN, oscilando entre 181,6MC e 460,6MC considerando a taxa de de desconto que reflete a sua perspetiva e consoante a estimativa de preço de mercado utilizada.~~

1.5.4.3 Secretário de Estado pede parecer mais detalhado

Porém, no momento do DL 35/2013, não podia ser excluída a realização de um leilão que determinasse uma FIT mais baixa. Esse leilão poderia ocorrer ainda nos anos seguintes, obtendo-se tarifas que refletiriam a redução dos custos de investimento em eólicas. O congelamento do valor de referência em 2013 é uma inovação do DL 35/2013 e em nada resulta dos termos do DL 33-A/2005. Nesta primeira avaliação, a ERSE assume assim o racional do governo e dos produtores que, em 2013, concordaram não considerar a tarifa de eventuais novos leilões como referência para a tarifa fixa no período adicional. Ora, a realização de leilões não só não estava legalmente excluída como, no quadro do DL 33-A/2005, era a única opção racional numa lógica de proteção do interesse do SEN.

O Secretário de Estado da Energia solicita então à ERSE um aditamento ao estudo, que [é realizado](#). Jorge Seguro Sanches pede à ERSE que complete o seu estudo considerando um segundo cenário para o preço da FIT pós-2020, tomando como referência os preços de mercado de então, 45,1€/MWh (preço médio ponderado de

mercado em Portugal, entre 1 de novembro de 2015 e o último dia disponível, 23 de junho de 2017) e mantendo todos os restantes parâmetros.

Assim, [a ERSE estima o impacto do DL 35/2013](#) para o SEN, no que refere à PRE eólica, e com a taxa de desconto que reflete a sua perspetiva, em 1.298 M€ negativos no novo cenário com mercado a 45,1€/MWh e tarifa fixa a 45,1€/MWh.).

Importa no entanto clarificar que a ERSE refere que estes são os resultados que decorrem das premissas e inputs considerados da responsabilidade do Secretário de Estado, não da ERSE. Ou seja, os pressupostos que dão origem aos cálculos são do responsável político da altura e não da ERSE, como fica bem claro nos documentos emitidos pela ERSE.

Primeiro parágrafo da primeira página deste texto da ERSE:

“Correspondendo ao solicitado pelo Senhor Secretário de Estado da Energia (SEEn), em 27 de junho, sobre a alteração de pressupostos utilizados no parecer da ERSE de maio de 2017 e aditamento subsequente, sobre os potenciais impactos das alterações do regime remuneratório da Produção em Regime Especial (PRE) introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, nos custos atuais e futuros do Sistema Elétrico Nacional (SEN), designadamente na análise de sustentabilidade do SEN, a ERSE efetuou um conjunto de simulações, cujos resultados são de seguida apresentados.”

Aliás, já no primeiro estudo que o responsável político pede à ERSE estavam alguns pressupostos e premissas, que a ERSE também assinala na resposta. Neste segundo parecer a malha de pressupostos é ainda mais apertada e a ERSE limita-se a fazer os cálculos, usando os pressupostos que a tutela da energia lhe fornece, mas fazendo essa indicação.

Ao contrário, o parecer de 2013 da ERSE foi emitido de forma totalmente independente e espontânea, sem que lhe tenha sido submetido qualquer pressuposto pelo Governo de então.

1.5.5 Cálculos apresentados por Carlos Pimenta na CPIPEPE

Na sequência da sua apresentação à CPIPEPE, Carlos Pimenta fez chegar à comissão uma folha de cálculo em que é avaliado o impacto do DL 35/2013. Os dados são os do novo regime e os pressupostos são em tudo semelhantes aos do cálculo da ERSE, com a taxa de desconto adequada na perspetiva dos produtores, 7,5% (e não do SEN - 3,2% segundo a ERSE). Os seus cálculos não identificam o impacto da nova legislação face à anterior, antes assumindo um outro cenário contrafactual que não é o do DL 33-A/2005.

“Como não há certificados verdes, o que está aqui a ser considerado é apenas o CO2. (...) Só estou a contar com o mesmo fator que estava na fórmula do feed-in tarifa, que é o número de gramas de CO 2 que é utilizado para fazer 1 KWh de gás, ciclo combinado, na central mais eficiente, que são 370 g. (...) Se o preço de mercado for acima de 57 €/MWh, os consumidores estão a ganhar e os produtores estão a perder. Isto está mais ou menos de acordo com as previsões que tínhamos em 2012”.

(Carlos Pimenta)

~~O contrafactual adotado por Carlos Pimenta enferma de um erro que é a incorporação no cálculo dos custos de CO2 evitados. Ora, estes não são evitados por efeito desta extensão, mas sim pela simples existência destas centrais, que é um facto resultante de anteriores medidas de política energética. A existência desta capacidade instalada é independente dos méritos do DL 35/2013. Numa análise do impacto incremental entre este novo regime e o anterior (DL 33-A-2005) a incorporação destes valores leva a conclusões erradas.~~

z

Segundo a argumentação de Carlos Pimenta, o CO2 evitado é utilizado como um estimador do valor dos certificados verdes, tendo em conta as emissões de uma central a gás de ciclo combinado e o preço da tonelada de CO2.

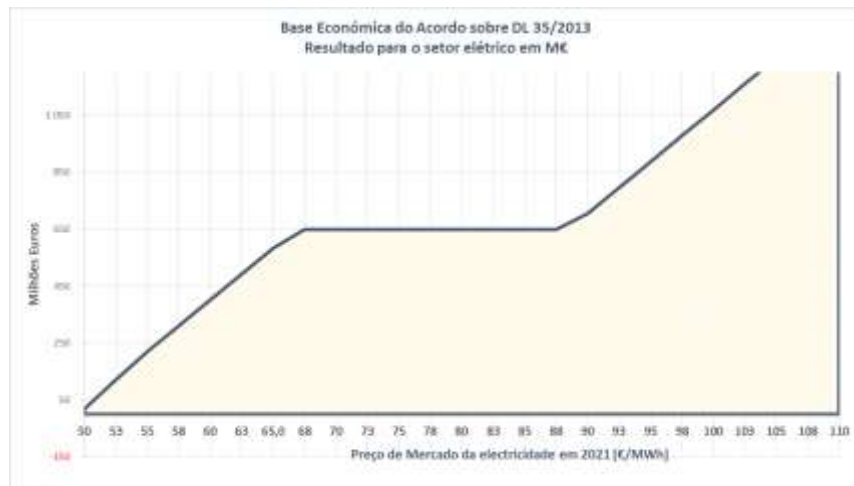
1.5.6 Cálculos apresentados por Artur Trindade na CPIPEPE

O ex-secretário de Estado Artur Trindade, autor do DL 35/2013, apresentou à CPIPEPE uma folha de cálculo com os seguintes parâmetros:

Taxa Desconto	7,00%	
Horas equivalentes	2 450	h/ano
Degradação anual	0,50%	%/ano
Potência 1	4 045	MW
Contribuição 1	5 800	€/MW
Potência 2	479	MW
Contribuição 2	5 800	€/MW
Potência 3	274	MW
Contribuição 3	5 000	€/MW
Potência 4	34	MW
Contribuição 4	5 000	€/MW
Potência total	4 832	MW
Floor 2021 - 2	60	€/MWh
Floor 2021 - 1	74	€/MWh
Cap 2021	98	€/MWh
Preço mercado 2021	65	€/MWh
Emissão evitada	370	g/kWh
Custo CO2	25	€/ton
Inflação 2013-2020 - Base	2,00%	
Inflação 2018-2020	1,00%	
Inflação 2021-2028	2,00%	
Valor GO EUR/MWh	3	€/MWh

Esta metodologia considera como efeito incremental do DL 35/2013 o não pagamento de certificados verdes. Os certificados verdes são valorizados, tal como tinha já fizera Carlos Pimenta, tendo em conta as emissões evitadas por uma central a ciclo combinado a gás natural - a central marginal e a menos poluente – logo, são um minorante em termos de quantidade. Em termos de preço de CO2, foi proposto 25€ a tonelada, como um valor em linha com as ambições de transição energética e que é um valor mais alto do que o apresentado por Carlos Pimenta na sua audição.

Os resultados do cálculo são os apresentados no gráfico seguinte:



Os resultados apontam para um VAL positivo para o SEN e para os consumidores, para a generalidade dos preços de mercado em 2012. A partir de 65 € por MWh o VAL (benefício) para os consumidores é de cerca de 650 M€. Foi referido que o preço médio de mercado no segundo semestre de 2018 foi de 65 €/Mwh. No entanto, é claro que a dimensão do ganho (ou até perda) para o consumidor depende do preço de mercado que se verifique. Com efeito, de acordo com esta metodologia, se o preço for inferior a 50€ a partir de 2021 pode haver perda para o SEN.

~~A metodologia proposta pelo ex-secretário de Estado Artur Trindade enferma do mesmo erro já apontado aos cálculos apresentados por Carlos Pimenta: não identifica o impacto da nova legislação face à anterior, antes assumindo um cenário contrafactual que não é o do DL 33 A/2005. Por outro lado, incorpora também no cálculo (mesmo se de forma diferente) os custos de CO2 evitados. Ora, estes custos não são evitados por efeito deste novo regime remuneratório, mas sim pela simples existência e funcionamento destas centrais, que é prévia e independente do DL 35/2013.~~

1.5.6 Cálculo dos possíveis impactos incrementais do DL 35/2013 – Cenários BE

Para bem determinar os possíveis impactos do DL 35/2013 devem ser utilizados diferentes cenários de preços médios de mercado. Para cada um desses cenários, cabe identificar:

- o ganho ou sobrecusto para o SEN resultante da aplicação dos *floors* e do *cap* previstos do DL 35/2013, por oposição à tarifa de referência (leilão), deduzido da receita obtida pelo SEN com a “contribuição voluntária” paga pelos produtores;

- a cada um dos valores assim determinado deve ser somada uma segunda quantia, obtida face a cada preço médio de mercado possível. Trata-se dos ganhos adicionais/cessantes pela não aplicação de uma tarifa fixa determinada por leilão (como previa o 33-A/2005). Para identificar esses ganhos adicionais/cessantes, cada preço médio de mercado deve ser cruzado com diferentes tarifas fixas que poderiam ser obtidas em leilões competitivos;
- o efeito adicional do alargamento da cobertura à potência atribuída por concurso (excluída pelo DL 33-A/2005);
- o aumento da duração dessa cobertura, de 5 para 7 anos (quando aplicável).

A soma destas parcelas determinará o impacto incremental, em termos financeiros, do Decreto-Lei 35/2013 em cada uma das combinações de preço médio de mercado/tarifa obtida em leilão e que entre em funcionamento até 2020.

Uma vez que de acordo com o Artº. 4º do DL 33-A/2005 no seu número 5 - Se no final do período referido nas alíneas b) e c) do nº 3 não existirem certificados verdes transaccionáveis, aplica-se, durante um período adicional de cinco anos, a tarifa referente às centrais renováveis com início de exploração nessa data”.

Os parâmetros utilizados nos cálculos deste relatório são os seguintes:

1. A inflação é a verificada até 2018, sendo igual a este último ano para o resto do período considerado.
2. O *load factor* é extraído da média de produção real ocorrida entre 2013 e 2016 utilizada nos cálculos do parecer da ERSE.
3. A taxa de desconto utilizada pretende dar a perspetiva do SEN, refletindo assim o custo médio da dívida tarifária. Utilizou-se o mesmo valor do parecer da ERSE, sendo portanto o da avaliação do custo daquela dívida referente a 2017.
4. Por simplificação, e sabendo à data que a maioria da potência instalada aderiu à remuneração igual ao preço de mercado, com limite inferior de 74€/MWh e superior de 98€/MWh, por oposição à opção que apenas previa o limite inferior de 60€/MWh, os cálculos foram efetuados com referência à primeira opção.
5. Por simplificação, no que se refere aos PRE eólicos resultantes de concursos públicos, foi assumido que em média a operação se iniciou em 2010, aplicando-se o novo regime no período 2025 a 2032.

Quanto aos valores de uma tarifa de referência determinada nos termos do DL 33-A/2005 (leilão), foi utilizada uma ampla gama de valores:

- o valor do *floor* do regime principal do DL 35/2013 tal como calculado por Artur Trindade: 67€/MWh;
- a estimativa de Carlos Pimenta na CPIPREPE: 50€/MWh em julho de 2018;

— os valores médios de leilões recentes em diversos países.

País	Data	Preço
Peru	2016 Q1	34€/MWh
México	2016 Q3	30€/MWh
Alemanha	2018 Q1	47€/MWh
Espanha	2017 Q2	43€/MWh

Os potenciais efeitos incrementais do DL 35/2013 são apresentados no quadro abaixo para um conjunto de preços médios de mercado e preços de referência. (Folha de cálculo disponível [aqui](#))

Estimativa Preço Mercado	Impacto SEN - Total (M€)						
	Preço Leilão (Tarifa de referência)						
	30	34	43	47	50	57	67
30	-1 971	-1 846	-1 565	-1 440	-1 346	-1 128	-815
35	-1 856	-1 731	-1 449	-1 324	-1 231	-1 012	-699
40	-1 740	-1 615	-1 334	-1 209	-1 115	-896	-584
45	-1 624	-1 499	-1 218	-1 093	-999	-780	-468
50	-1 508	-1 383	-1 102	-977	-883	-665	-352
55	-1 392	-1 267	-986	-861	-767	-549	-236
60	-1 277	-1 152	-870	-745	-652	-433	-121
65	-1 161	-1 036	-755	-630	-536	-317	-5
70	-1 080	-955	-674	-549	-455	-236	76
75	-1 185	-1 060	-779	-654	-560	-341	-29
80	-1 341	-1 216	-935	-810	-716	-497	-185
85	-1 497	-1 372	-1 091	-966	-872	-654	-341
90	-1 651	-1 526	-1 245	-1 120	-1 026	-808	-495
95	-1 685	-1 560	-1 278	-1 153	-1 060	-841	-529
100	-1 591	-1 466	-1 185	-1 060	-966	-747	-435
105	-1 475	-1 350	-1 069	-944	-850	-631	-319

Conclusões desta metodologia

Apesar de, no seu parecer prévio, a ERSE se ter pronunciado favoravelmente ao DL 35/2013, a ERSE constatou a existência de ganhos de curto prazo (fruto da contribuição voluntária paga pelos produtores) mas também de perigo para os consumidores no longo prazo. A averiguação desse perigo ocupou a CPIPREPE e foi objeto de controvérsia entre diversos intervenientes.

O impacto incremental do DL 35/2013 não pode ser identificado apenas pelo cálculo do “sobrecusto líquido”, isto é, a diferença entre o preço de mercado e a tarifa resultante da aplicação do *floor/cap* menos a “contribuição voluntária”. Nem tão pouco ignorando que, entre 2013 e 2020, era possível a realização de novos concursos que viessem a resultar numa tarifa mais baixa do que a atribuída em 2007 ao consórcio Ventinvest

(70€/MWh). De facto, aquele impacto só pode ser calculado integrando a dissipação de todos os ganhos/perdas potenciais sob o regime anterior.

Cruzando todos os preços de mercado (entre 30€ e 95€/MWh) com o valor da tarifa fixa que se poderia obter num leilão de capacidade eólica a licenciar até 2020, em todos os cenários o SEN sai prejudicado.

Melhor cenário - leilão 67€/MWh (igual ao *floor* do DL 35/2013), mercado 70€/MWh -, o impacto incremental para o SEN é de 76 M€ positivos;
Pior cenário - leilão 30€/MWh, mercado 30€/MWh -, impacto de 1971 M€ negativos;
Cenário com as premissas usadas por Carlos Pimenta na CPIPEPE - leilão 50€/MWh, mercado 65€/MWh³ - impacto de 536 M€ negativos.

1.5.7 Cálculo dos possíveis impactos incrementais do DL 35/2013 – Cenários PSD

Nesta secção procura-se considerar os impactos da metodologia definida no cenário do BE, utilizando para o efeito exatamente o mesmo ficheiro de excl. O é analisar os cenários obtidos pelo mesmo instrumento de cálculo mas com parâmetros diferentes e perceber se os resultados se alteram nos cenários analisados.

Os parâmetros utilizados nos cálculos desta secção são os seguintes:

1. A inflação é a verificada até 2018, sendo igual a este último ano para o resto do período considerado.
2. O *load factor* é extraído da média de produção real ocorrida entre 2013 e 2016 utilizada nos cálculos do parecer da ERSE.
3. A taxa de desconto é de 7%, à semelhança de diferentes análises já mencionadas nesta comissão.
4. Por simplificação, e sabendo à data que a maioria da potência instalada aderiu à remuneração igual ao preço de mercado, com limite inferior de 74€/MWh e superior de 98€/MWh, por oposição à opção que apenas previa o limite inferior de 60€/MWh, os cálculos foram efetuados com referência à primeira opção.
5. Por simplificação, no que se refere aos PRE eólicos resultantes de concursos públicos, foi assumido que em média a operação se iniciou em 2010, aplicando-se o novo regime no período 2025 a 2032.
6. Factor de degradação das máquinas é de 0,05% ao ano.

Quanto aos valores de uma tarifa de referência determinada nos termos do DL 33-A/2005 (leilão), foi utilizada a seguinte gama de valores:

³ Preço de mercado no dia da audição, citado por Carlos Pimenta

- o valor da tarifa de referência da última central licenciada, 72€/MWh, actualizada com a inflação até 2021 nos termos da FiT que lhe é aplicável e que resulta em 84,3€/MWh valor muito próximo do utilizado pela ERSE no parecer pedido pela SEE em 2017 e acima citado (85€/MWh);
- a estimativa implícita de Carlos Pimenta na CPIPREPE: 50€/MWh em julho de 2018 acrescentada dos custos com as rendas aos municípios, ligação às redes e sobrecusto dos terrenos. O que resulta em 54,3€ MWh.

Os resultados são os seguintes:

Estimativa Preço Mercado	Impacto SEN - Total (M€)						
	Tarifa de referência ou Preço Leilão						
	54,3	59,7	65,1	70,5	75,9	81,3	84,3
30	-690	-573	-455	-337	-219	-101	-36
35	-623	-505	-387	-269	-151	-34	32
40	-555	-437	-320	-202	-84	34	99
45	-488	-370	-252	-134	-16	102	167
50	-420	-302	-184	-66	51	169	235
55	-352	-234	-117	1	119	237	302
60	-285	-167	-49	69	187	305	370
65	-217	-99	19	136	254	372	438
70	-175	-57	61	179	297	415	480
75	-255	-137	-19	99	216	334	400
80	-364	-246	-128	-10	107	225	291
85	-473	-355	-237	-120	-2	116	182
90	-581	-463	-345	-227	-109	9	74
95	-603	-486	-368	-250	-132	-14	51
100	-547	-429	-312	-194	-76	42	107
105	-480	-362	-244	-126	-8	110	175

Refira-se que a última coluna da tabela é a única que não é especulativa. Essa diz respeito a uma tarifa que, efectivamente, existe hoje e existia em 2012, à data da discussão do DL 35/20013. As restantes colunas são especulações sobre o preço de um putativo leilão - que nunca ocorreu e que até está baseado em discussões de custos, havidas em 2018, muito depois de 2012 e com um conhecimento sobre uma realidade técnica e económica que não existia na altura.

Conclui-se, pois, que em relação à última coluna da tabela, a única que se baseia em dados reais e não especulativos, o VAL do DL 35/2013 é genericamente positivo, atingindo o seu máximo para preços de mercado entre 65€ e 75€ por MWh em 2021. O benefício máximo é de 480 Milhões de euros para o consumidor, quando o preço de mercado estimado para 2021 é de 70 € MWh.

Com esta metodologia, proposta pela primeira vez pelo Deputado Jorge Costa aquando da versão inicial do relatório desta CPI, o DL 35/2013 apresenta VAL positivo mesmo quando o preço de mercado atinge valores baixos (entre 40 a 50 € por MWh), algo que não acontece na metodologia apresentada pelo Dr. Artur Trindade na sua audição na CPI.

Todavia, é importante referir que:

a) o lançamento de leilões para, de forma artificial, encontrar uma outra tarifa de referência, ao abrigo do disposto no DL 33-A/2005, geraria em si só mais sobre custos. Para que o cálculo fosse absolutamente correcto, o VAL desta nova potência teria que ser abatido ao VAL da tabela, com excepção da última coluna, que é a única que não pressupõe nova potência.

b) o State Aide Guideline para os apoios a renováveis, publicado pela DG Comp. em 2014, já estava em discussão pública e institucional em 2012/2013. Ora, esse documento não permite antecipar a autorização da U.E. do regime de nova potência eólica considerado, *a posteriori*, na metodologia exposta em 1.5.6.1. Por isso, o único cenário aceite pela Comissão Europeia (DG Comp.) é o da última coluna, ou o regime de certificados verdes referido na subsecção anterior.

Apenas muito recentemente, já em março de 2019, a aprovação do Novo Pacote de Energia e Clima veio dar abertura para o que estava anteriormente inviabilizado, nos termos acima descritos. Contudo, não faz sentido citar uma Directiva de março de 2019 para criticar um Decreto-Lei gerado em 2012.

Na sequência da aprovação do DL 35/2013, registou-se a transação da propriedade, logo entre 2013 e 2015, de centrais correspondentes a mais de um terço do mercado português:

- Iberwind (13,6% do mercado) - Magnum Capital vende à Cheung Kong Infrastructure Holdings e à Power Assets Holdings.
- TrustEnergy (9,2% do mercado) - Engie vende 25% à Marubeni.
- Finerge (12,7% do mercado) - Enel vende à australiana First State Investments.
- Generg (8,2% do mercado) - Fundo Novaenergia vende à Total.

Recomendações

- Procurar uma solução negociada e acordada com os produtores para a revisão deste regime mediante adaptações legislativas para a reposição do equilíbrio económico do regime anterior ao DL 35/2013 e para a devolução aos produtores das contribuições voluntárias pagas até hoje, acrescidas dos juros respetivos;
- Em caso de recusa à negociação ou na falta de um acordo satisfatório, o governo definirá os termos da concretização daqueles objetivos;
- Realização de um concurso em regime de leilão descendente para a atribuição de novas licenças eólicas. A tarifa *feed in* resultante desse leilão será paga, nos termos do DL 33-A/2005, a todas as centrais abrangidas por esse quadro legal;

- ~~Nos casos de centrais entretanto transacionadas, a ERSE deverá determinar uma taxa de rentabilidade razoável que, havendo casos em que não seja atingida sob o quadro legal reposito, dará origem a um mecanismo de compensação a pagar pelo SEN.~~

Capítulo 12

Sobreequipamento

1. Contexto e legislação associada

Sobreequipamento é a instalação de novos aerogeradores em centrais eólicas já existentes, de modo a aumentar a sua potência instalada.

A possibilidade do sobreequipamento é introduzida pelo Decreto de Lei 225/2007, apresentado como *“uma via de desenvolvimento da energia eólica (...), permitindo minimizar os impactes ambientais e os tempos de licenciamento e de construção por via da utilização das infra-estruturas existentes”* justificada com *“a necessidade de minimizar os custos de interesse económico geral”*.

No entanto, este decreto limita o sobreequipamento a 20% da capacidade de injeção licenciada e define que a remuneração da potência adicional é feita com tarifa e prazo do regime remuneratório pelo qual o parque eólico já esteja abrangido.

O DL 51/2010 vem reforçar que o sobreequipamento no sentido de contribuir *“para a concretização do compromisso assumido pelo Governo de assegurar a duplicação da capacidade de produção de energia eléctrica no horizonte de 2020 eliminando importações, reduzindo a utilização das centrais mais poluentes e contribuindo para que, em 2020, 60% da produção de energia eléctrica seja feita a partir de fontes renováveis”*, passando a obrigar à instalação nos aerogeradores de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão e fornecimento de energia reactiva durante essas cavas para reforçar a segurança da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Adicionalmente, isenta a instalação de nova potência da obrigação de estudos de impacto ambiental adicionais e reduz o processo de licenciamento a uma comunicação prévia.

A remuneração da potência licenciada ao abrigo DL 51/2010 é redefinida *“com um desconto de 0,12 % sobre a tarifa aplicável por cada aumento de 1% na capacidade instalada relativamente à potência de injeção atribuída”*, vigorando essa tarifa até ao final da *feed-in tariff* original.

Em 2012, no quadro do [acordo proposto pelo governo à APREN](#) e que daria origem ao DL 35/2013, é incluído um ponto relativo à intenção do governo de legislar o sobreequipamento e a energia adicional:

“A par da aprovação da legislação tendente à concretização da proposta, é intenção do governo proceder à revisão do regime jurídico aplicável ao

sobreequipamento, contemplando, no quadro dessa revisão a possibilidade de os parques eólicos que apresentam uma potência instalada superior à potência de injeção autorizada injectarem na rede, sempre que as condições técnicas e de segurança da rede assim o permitam, a totalidade da energia produzida pela respectiva potência instalada.

O regime de remuneração aplicável à energia gerada pela potência instalada que ultrapassa a potência de injeção autorizada - a qual, actualmente não é remunerada, nem injectada na rede - será criado e fixado de acordo com critérios de racionalidade económica, devendo constituir-se um grupo de trabalho para analisar os aspectos técnicos necessários à operacionalização do regime de remuneração fixado.”

Assim em 2014, após a criação de um grupo de trabalho com várias entidades (operadores da rede de transporte e distribuição, CUR, gestor do SEN e APREN), o DL 94/2014 vem alterar a remuneração do sobreequipamento definindo que a mesma será remunerada a 60 €/MWh, enquanto perdurar a aplicação do regime bonificado/garantido ao abrigo do qual o parque foi licenciado.

Na altura, a [ERSE foi consultada](#) e alertou para o seguinte:

- a energia adicional e a energia do sobreequipamento serem remuneradas ao mesmo preço (60€/MWh): enquanto a primeira se limita à remuneração do eventual diferencial entre potência injetada na rede e licenciada pelo parque, a segunda decorre de investimentos feitos, o que justificaria uma tarifa específica:
“Esta situação leva a questionar a pertinência de tratar do mesmo modo situações claramente distintas, se vistas na perspectiva de um regime de incentivo aos produtores. Em particular, é questionável que a remuneração necessária para incentivar a injeção de potência adicional (nos casos em que não existem investimentos adicionais relevantes) seja igual à remuneração atribuída às situações de sobreequipamento, em que o produtor incorre necessariamente em investimentos em novos aerogeradores. (...) A ERSE considera que carece de justificação a utilização do mesmo valor para remuneração de situações potencialmente distintas, nomeadamente no que diz respeito aos investimentos necessários a efetuar pelos produtores. No caso da energia adicional, podendo esta corresponder a situações nas quais o investimento adicional exigido ao produtor seja residual ou nulo, a remuneração parece desajustada.”
- a tarifa dos 60 €/MWh não tem uma justificação económica baseada no mercado, o que levaria a um potencial sobrecusto máximo de 48,5M€, em 2013.

[A ERSE deu parecer positivo a este diploma, nas conclusões e última página do parecer do parecer refere::](#)

“A ERSE reafirma a virtualidade do regime proposto no projeto de decreto-lei na medida em que prossegue objetivos de política energética nacional e europeia, a um custo mais reduzido para o sistema e com menores impactes ambientais do que a solução alternativa correspondente a licenciar novos parques eólicos.”

Artur Trindade, na sua audição na CPIPREPE justificou a tarifa de 60€/MWh:

“Previa-se que esse mecanismo do sobreequipamento pudesse facilitar, liberalizar, se quiser, o investimento em energia eólica, menorizando os custos e facilitando as metas da energia renovável. Os 60€/MWh, não atualizáveis, eram o valor pensado para desbloquear e para dinamizar o sobreequipamento; para permitir que, de uma forma rápida, se pudesse ter mais investimento em energias renováveis, porque iríamos precisar deles; (...) Portanto, era fácil, era rápido e tínhamos uma forma de cumprir com os nossos objetivos e com as novas metas de energias renováveis.”

Ao abrigo deste decreto foram instalado 128 MW de potência em sobreequipamento, de um total de 822 MW elegíveis ([Dados ERSE](#)).

No DL 94/2014 fica previsto ainda que a potência licenciada de sobreequipamento em parques que usufruam do DL 35/2013 possa ser abrangida por esse regime desde que pagas e atualizadas à nova potência as respectivas contribuições:

“Artigo 11º

2 - (...) a entidade obrigada à aquisição da energia elétrica produzida em regime especial a nível continental, procede à determinação do reforço do valor da compensação anual, derivado da autorização para sobreequipamento, e em consequência das prestações mensais a pagar pelo titular do centro eletroprodutor cuja adesão ao regime do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, se mantenha válida e eficaz.”

Assim, aplica-se à nova potência resultante do sobreequipamento, no fim do prazo da tarifa garantida da central, o regime remuneratório previsto no DL 35/2013 (na grande maioria dos casos, com um *floor* de 68€/MWh).

Em 2015, a Portaria 102/2015 vem regulamentar o novo procedimento para os pedidos de autorização de injeção de energia adicional e de sobreequipamento previsto do DL 94/2014, dispensando a instalação de equipamentos individualizados da telecontagem da energia adicional e do sobreequipamento caso se demonstre que o custo do equipamento de contagem é desproporcional quando comparado com a energia faturada (decisão a que ERSE já se tinha oposto no seu parecer ao DL 94/2014). Adicionalmente, prevê a possibilidade de corte no fornecimento de energia por razões de segurança.

Em 2017, o secretário de Estado da Energia, Jorge Seguro Sanches, emite o despacho 7087/2017, em que pede à ERSE o cálculo dos impactos tarifários dos pedidos de

sobreequipamento pendentes na DGEG, condicionando assim o seu licenciamento à ausência de “efeitos negativos para o Sistema Elétrico Nacional”. A [ERSE define a metodologia de cálculo dos sobrecustos](#) que utilizará para a averiguação dos impactos tarifários, dando igualmente o exemplo do cálculo para caso de articulação com o DL 35/2013. Nessa metodologia assume num cenário base que o preço médio nominal do mercado até 2030 seria de 47.5 €/MWh.

Refira-se que, ao contrário do previsto nos cálculos acima, o preço de mercado verificado tem sido superior. Por exemplo, o preço médio no mercado grossista em todo o segundo semestre de 2018 foi de 65,45€ por MWh. Quer isto dizer que se já tivéssemos tido sobreequipamento nas condições iniciais previstas no DL 94/2014, e conseguido pôr em exploração estes equipamentos, neste semestre teríamos tido não um “sobrecusto” mas um “sobre-ganho” para o sistema, que adviria da diferença positiva entre os 60€ do Decreto Lei (não actualizáveis com a inflação) e o preço de mercado grossista de 65,45. Ora, este valor é bem distinto da previsão feita pela ERSE em 2017 que, num espaço temporal relativamente curto (inferior a um ano) cometeu um erro de previsão de quase 50% (de 47,5€ para 65,45€).

O Ministro do Ambiente, Matos Fernandes, referiu em várias declarações prestadas à imprensa e nesta própria Comissão que espera que o preço da energia continue a subir e seja sempre superior 60€/MWh.

Adicionalmente, a própria ERSE admite não ter levado em conta os benefícios da entrada das renováveis para o sector, designadamente, a mais-valia ambiental e a contribuição para a redução das alterações climáticas, que através do preço do CO₂ certamente influenciaram o mercado de energia.

Na origem do Despacho 7087/2017 está a preocupação de eventuais sobrecustos devido à sobreposição do DL 94/2014 (sobreequipamento) e do 35/2013 para os produtores que aderiram a este último, uma vez que as normas estabelecidas no DL 35/2013 implicam uma remuneração, aplicável à totalidade da energia produzida, que incide igualmente sobre a energia proveniente do sobreequipamento, garantindo assim não os 60 €/MWh mas sim, uma remuneração entre os 68 e 90 €/MWh, até ao final do prazo da tarifa garantida (mais 5 ou 7 anos mediante o regime a que o produtor aderiu). Esta sobreposição leva a que os custos com a medida do sobreequipamento resultante do acordo celebrado entre a APREN e o governo em 2012 sejam superiores aos resultantes da simples aplicação da tarifa de 60€/MWh.

Já em 2019, o Secretário de Estado da Energia, João Galamba, pela portaria 43/2019, cria um regime opcional destinado aos produtores com pedidos de sobreequipamento pendentes na DGEG. Esse regime reduz a tarifa garantida ao sobreequipamento para 45€/MWh, dispensando o parecer da ERSE sobre o licenciamento, considerando que este preço seria abaixo do cenário plausível da ERSE para a evolução do mercado (47.5

€/MWh), e por isso não suscetível de inferir efeitos negativos no SEN. Esta tarifa de sobreequipamento é garantida por 15 anos e não admite a posterior transição para o regime remuneratórios previstos no DL 35/2013.

Na CPIPREPE, o secretário de Estado João Galamba justificou esta medida:

“O parecer da ERSE é dispensado porque o parecer da ERSE assenta num seu próprio pressuposto de que tarifas acima de 47,5€ geram um sobrecusto e, portanto, tarifas abaixo de 47,5 € não geram um sobrecusto e nós pusemos uma tarifa de 45€/MWh, (...) em linha com o LCOE da energia eólica (...) e, portanto, de acordo com os argumentos da própria ERSE, um sobreequipamento a 45 €/MWh (...) gera um sobreganho. (...) A tarifa de 45€/MWh não pode ser separada do facto de haver um decreto-lei que dá um direito de produzir a 60€/MWh. (...) Portanto, [trata-se de] com os 60€/MWh do decreto-lei e os 74€/MWh que estavam implicados nesse decreto-lei, (...) sem alterar o decreto-lei, permitir que, por uma opção livre dos promotores, eles optem por uma tarifa significativamente mais baixa. (...) Todos os projetos que têm aceiteado os 45/MWh acabam com a litigância que tinham com o Estado, retirando os processos que tinham posto em tribunal.”

2. Custos para o SEN

Sobre a articulação do DL 35/2013 e 94/2014 e os respectivos custos para o sistema, o SEE João Galamba, ouvido na CPIPREPE, afirmou:

“(...) havia um decreto-lei publicado em 2014, que definia que os pedidos de sobreequipamento teriam direito a uma tarifa de 60 €, mas esse decreto-lei articulava-se com o Decreto-Lei n.º 35/2013 e, na realidade, as tarifas subiriam posteriormente acima dos 70 €. Esse processo estava bloqueado porque no procedimento administrativo que operacionalizava este Decreto-Lei havia lugar à emissão de um parecer por parte da ERSE, um parecer obrigatório, em que se a ERSE concluísse que aquele pedido de sobreequipamento onerava os consumidores e representava um custo para o sistema elétrico nacional, não seriam autorizados. Nesta medida, todos os que foram apresentados foram indeferidos, porque todos apresentavam custos para o sistema elétrico nacional.”

Em 2017, a ERSE quantificou os impactos potenciais do sobrecusto na tarifa entre [101 e 332M€](#), com máximo de 47M€ anuais em 2027. O sobrecusto só deixaria de existir em 2038, com o fim da remuneração garantida de todos os produtores ao abrigo do 35/2013.

Contudo, a APREN, na voz do seu presidente António Sá da Costa, quando ouvido na comissão, recusa esta metodologia, dizendo que é enviesada de modo a apresentar elevados sobrecustos.

Efectivamente, a ERSE publicou o relatório em questão a 12 de Dezembro de 2017 e, apenas três dias depois, a 15 de Dezembro de 2017, publicou as tarifas para 2018, determinando que o preço da electricidade para 2019 seria de 54€/MWh, o que representa um aumento de 15% relativamente ao valor que anunciara três dias antes. Ou seja, segundo a ERSE, o preço base da energia para 2019 aumentou 15% num espaço de três dias. Segundo António Sá da Costa, esta situação não abonou a favor da imparcialidade e isenção do regulador, tendo ainda este acrescentado que a única leitura que pode fazer deste estudo é de uma intenção de prejudicar os produtores.

Conclusão

O DL 94/2014, ao admitir a integração da potência de sobreequipamento nos regimes remuneratórios do DL 35/2013, veio alargar o prazo da tarifa garantida a esta potência. Aos prazos anteriores da FIT do sobreequipamento (o remanescente do período de 15 anos definido em 2005) foram adicionados 5 a 7 anos adicionais em patamares relativamente elevados.

A adesão dos produtores ao regime opcional criado em 2019 e que impõe uma remuneração de 45€/MWh por 15 anos, eliminando a possibilidade de trânsito para o regime *cap/floors* estabelecido no DL 35/2013, demonstra que as opções de 2014 favoreciam os produtores de forma desadequada em 2019 já são desadequadas.

Capítulo 13

Dupla subsidiação a produtores em Regime Especial

Contexto e legislação associada

No trabalho de «Análise aos incentivos às renováveis com apoio comunitário» realizado pela DGEG, sob a tutela do Secretário de Estado Jorge Seguro Sanches, verificou-se a existência de centros electroprodutores que beneficiam ou beneficiaram cumulativamente de tarifa garantida e de apoios públicos à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis. [Face ao factos e perante indícios fortes de motivo para devolução ao SEN de valores muito elevados, o O](#) Secretário de Estado determinou em 22 de Agosto de 2016 a apreciação do problema e a averiguação da possibilidade da consideração destes valores na fixação de tarifas para 2017 pela ERSE.

O Secretário de Estado determinou, através da Portaria nº 268-B/2016 que *«na previsão dos custos estimados pela aquisição pelo CUR do SEN da energia eléctrica produzida em PRE, que beneficia de remuneração garantida, devem ser deduzidos os valores recebidos pelos centros electroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.»*

[Todavia, não só a referida Portaria omite a indicação de qualquer base legal que proíba a acumulação de outros apoios públicos com o regime de feed-in tariff, como também não contém qualquer previsão normativa com o montante dos 140 milhões de euros, alegadamente recebidos em excesso pelos centros electro-produtores. Este montante vem apenas referido, a título de estimativa, no texto preambular do diploma.](#)

[Aliás, no que respeita ao montante concreto do corte a ser efectuado, a Portaria remete para um futuro Despacho Ministerial, por proposta da DGEG, o qual, que se saiba, nunca veio a existir.](#)

[Outra irregularidade da Portaria nº 268-B/2016 reside no facto que uma Portaria existe para regulamentar um Decreto-Lei. Ora, esta Portaria não regulamentava nem estava enquadrada em nenhum Decreto-Lei, logo, trata-se de uma Portaria ilegal. Tal facto foi sinalizado pela ERSE.](#)

Posteriormente, a Lei do OE para 2018 veio consolidar e ordenar a verificação da dupla subsidiação e a dedução dos apoios excessivos. Pela Portaria 69/2017 o governo determinou o mecanismo de dedução e/ou reposição da acumulação indevida.

[A Lei do OE para 2017, no respectivo artigo 171º nº 3, impor pela primeira vez, a previsão normativa de não serem cumuláveis os apoios do regime da feed-in tariff com outros apoios públicos. Surpreendentemente, porém, a norma veio com aplicação retroactiva, na medida em que foi esta mesma norma que categorizou, à sua própria luz, como indevidamente recebidos, os apoios pagos no passado.](#)

[Nesta sequência e para regulamentação do referido artigo 171º do OE, foi então publicada a Portaria 69/2017, que nada mais é, *ipsis verbis*, do que o texto da anterior](#)

Portaria 268-B/2016 que, formalmente revogada por esta última, se viu materialmente reforçada pela habilitação legal da Lei OE. Ora, sendo o texto legislativo exactamente o mesmo do anterior, com excepção do texto preambular, o cálculo do montante do corte a ser efectuado continua a ser remetido para um despacho Ministerial que, ao que se sabe, continuou a não existir. Ao mesmo tempo, porém, desapareceu do quadro normativo vigente, juntamente com a revogação da Portaria nº 268-B/2016, qualquer referência (ainda que preambular) aos 140 milhões de euros.

Não obstante o que antecede, a verdade é que o corte foi mesmo levado a efeito pela ERSE e pelo montante dos 140 milhões de euros, que assumem, por isso e até à respectiva cobrança aos centros electro-produtores, a natureza de uma imparidade não registada neste valor, que se vem arrastando pelo menos desde 2017.

No documento emitido pela ERSE intitulado “Comentário aos pareceres do Conselho Tarifário relativo a propostas de tarifas e preços para 2019”, refere-se a existência de uma comunicação telefónica da SEE à ERSE sobre um Estudo da IGF com a conclusão de que os montantes indevidamente recebidos pelos centros electro-produtores se cifraram em 309 milhões de euros. Este estudo não chegou ao conhecimento da ERSE nem foi da CPI e o SEE João Galamba refere que está à espera das conclusões finais do referido estudo.

Ficaram sem resposta as seguintes questões colocadas pelo Grupo Parlamentar do PSD quer ao SEE João Galamba, quer ao Ministro da Transição Energética Matos Fernandes:

“Se os apoios públicos ou as feed-in tariffs fossem indevidos, à data da respectiva atribuição, qual seria a necessidade de produzir nova legislação para remediar um ilícito já estabelecido por lei anterior?”

“Na ausência do Despacho Ministerial com o cálculo dos montantes concretos de corte a cada centro electro-produtor nas condições referidas, qual foi a habilitação legal utilizada pela ERSE para proceder ao corte dos 140 milhões de euros nas tarifas do SEN?”

Tratando-se de um processo de elevada complexidade e no quadro das debilidades de recursos dos serviços envolvidos, verificaram-se significativos atrasos na identificação dos centros electroprodutores e dos valores recebidos em excesso por cada um deles, o que levou mesmo o Secretário de Estado da Energia a solicitar à Inspeção Geral de Finanças do apoio técnico especializado necessário à realização daquelas operações. ~~O valor apurado pela IGF, no seu Relatório “Dupla Subsidição aos produtores de electricidade em regime especial” foi de cerca de 300 milhões de euros.~~

Por efeito daquele atraso, o O montante de 140 milhões, deduzido à tarifa de 2018 e 2019, assume hoje a natureza de uma imparidade não registada no SEN sem, uma vez que nunca chegou a existir o despacho Ministerial que habilitaria a ERSE a proceder a tal dedução.-

O secretário de Estado da Energia, João Galamba, disse na CPIPREPE o seguinte:

“Sobre esse tema foi pedida uma auditoria à IGF [Inspeção-Geral de Finanças],

que completou o relatório preliminar e enviou-o para a DGEG para contraditório, o que aconteceu. Neste momento, o relatório ainda não me foi enviado, portanto, não sei se já foi concluído ou não o relatório final por parte da IGF, mas esse relatório ainda não me foi enviado”.

(João Galamba)

Sobre o mesmo assunto, o ministro do Ambiente e da Transição Energética, Matos Fernandes, afirmou o seguinte:

“No que diz respeito às decisões tomadas sobre o duplo apoio e à forma como a sugestão da ERSE se refletiu nas próprias tarifas, não há novidade nenhuma. Isto é, aquilo que foi feito, à altura, com a informação que a ERSE tinha, é aquilo que não pode deixar de ser feito agora. A nossa questão é a de avaliar, na prática: se esses 140 milhões existem mesmo; e, porque estamos a falar de um processo já muito pretérito, se ainda estamos em tempo de, objetivamente, os podermos trazer para dentro do sistema e, dessa forma, continuar o abaixamento das tarifas também por via da incorporação desta receita. Foi isso que solicitámos à Inspeção-Geral de Finanças e aguardamos que nos seja enviado o seu parecer para percebermos se, de facto, e repito o que já disse, esses 140 milhões de euros existem mesmo para os podermos manter — e oxalá assim seja! — onde eles estão, que é a contribuir para a redução na tarifa da eletricidade.”

(audição Matos Fernandes)

Conclusão

Está por aplicar a determinação aprovada em lei de Orçamento do Estado quanto a esta matéria.

[O SEE Seguro Sanches publicou a Portaria n.º 268-B/2016 sem nenhum suporte legal e que veio posteriormente a ser revogada. Esta portaria é que referia no seu preambulo a existência de um duplo apoio indevido à produção de energias renováveis no valor de 140 milhões de euros.](#)

[A ERSE, procedeu a dedução de 140 milhões de euros com base no preambulo de uma portaria ilegal.](#)

[No contexto das Portarias n.º 268-B/2016 e n.º69/2017, a ERSE só deveria proceder à algum corte nas tarifas depois da Publicação de um Despacho Ministerial que indicaria o valor a reduzir. Tal nunca se veio a concretizar.](#)

[A ERSE manteve em 2019 a dedução de 140 milhões de euros com base apenas num telefonema da Secretaria de Estado da Energia, mesmo sem que essa mesma Secretaria de Estado se sentisse habilitada para proceder ao Despacho Ministerial que habilitaria a tal redução.](#)

[Não há nenhum estudo publicado que quantifique qualquer irregularidade na atribuição de subsídios ou apoios no contexto das Portarias n.º 268-B/2016 e n.º69/2017.](#)

Recomendação

O Governo deve tomar as medidas necessárias ao integral cumprimento dos dispositivos legais inscritos no artigo 171.º da Lei 42/2016 e da Portaria 69/2017.

[A ERSE deverá ser chamada à Comissão de Economia para explicar o enquadramento legal da dedução efectuada quer no que respeita ao suporte legal quer no que respeita ao montante em causa.](#)

Capítulo 14

O papel dos consultores da Boston Consulting Group na liberalização do mercado elétrico em Portugal

Na vigência dos governos PSD/CDS (2002-2005), a tutela governativa da energia esteve assessorada por dois especialistas requisitados à Boston Consulting Group (BCG), Ricardo Ferreira e João Conceição, respetivamente nos gabinetes dos ministros Carlos Tavares e Álvaro Barreto e do secretário de Estado Franquelim Alves (desde junho de 2003 a junho de 2004), respetivamente.

Em 2003, Pedro Rezende, quadro da BCG desde 1990 e vice-presidente da filial portuguesa, transita para o conselho de administração da EDP, integrado na equipa presidida por João Talone. Em 2004, já no final do processo preparatório do Decreto-Lei 240/2004, um outro quadro da mesma consultora, Miguel Barreto, é requisitado para o cargo de diretor-geral de Energia e Geologia.

Na altura, a centralidade desta consultora no setor foi notada, inclusivé pela imprensa. A 9 de junho de 2004, à chegada de Miguel Barreto à DGEG, o jornal *Público* e a TVI noticiam que a “[Boston Consulting Group reforça influência no Ministério da Economia](#)”:

“Miguel Barreto Antunes, 28 anos, substituiu recentemente Jorge Borrego no cargo, no âmbito de uma reestruturação que envolve a fusão entre as anteriores direcções gerais de Energia e Geologia e Minas. Os últimos dois grandes projectos profissionais de Miguel Barreto Antunes, enquanto consultor da BCG, foram de apoio à EDP no processo de reestruturação do sector e na negociação do Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissões de CO2. Esta contratação vem reforçar o «peso» que a consultora tem ganho na área energética, junto do Governo e das principais entidades do sector, uma presença que é justificada por ser a área em que tem ganho competências. No último ano, a BCG foi solicitada para vários trabalhos de consultoria para o Ministério de Economia, EDP e Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), além de outras empresas.”

Ricardo Ferreira coordenou a preparação do processo legislativo dos CMEC, redigiu respostas oficiais do ministro Tavares, acompanhou-o a reuniões em Bruxelas, inclusivé com o Comissário europeu da Concorrência, Mario Monti, no âmbito da preparação da aprovação do Decreto-Lei 240/2004 pela Comissão. E foi Ricardo Ferreira quem recomendou ao secretário de Estado Franquelim Alves a assessoria do seu antigo colega da BCG, João Conceição.

Enquanto estes quadros requisitados exerciam funções nos gabinetes do Estado, [a Boston Consulting Group continuou, de 2002 a 2005, a prestar assessoria à EDP](#) na preparação para a entrada em funcionamento do MIBEL.

No final do curto mandato do governo Santana Lopes, Ricardo Ferreira transita diretamente para o cargo de diretor-geral do Departamento de Regulação e Concorrência da EDP, onde permanece até hoje.

Ao contrário de Ricardo Ferreira, que transita do gabinete de Carlos Tavares para o de Álvaro Barreto, João Conceição não se mantém no gabinete sob o governo Santana Lopes, regressando aos quadros da Boston Consulting Group, onde permanece até agosto de 2008.

No seu *curriculum vitae*, João Conceição resume aquele ano de trabalho no Ministério:

“Co-liderou equipa governamental nas negociações com as Autoridades Espanholas para definição do novo Mercado Eléctrico Ibérico (MIBEL) – volume de negócio estimado superior a €5.000M/ano; Superintendeu equipa responsável pela gestão do processo legislativo de liberalização do Mercado Eléctrico em Portugal (incluindo aprovação da Comissão Europeia sobre as compensações prestadas); Delineou acções de coordenação junto do Min. do Ambiente e co-orientou a transposição da Directiva Europeia do Mercado de Emissões e a implementação da Política Nacional sobre Energias Renováveis; Coordenou a preparação de diplomas legais no ramo da Energia (Petróleo, GN e Electricidade)”.

([Currículo](#) disponibilizado no site da REN em 2010)

De regresso à BCG, João Conceição permanece na área da Energia da consultora e, em finais de 2006, quando o governo de José Sócrates decide concretizar a cessação dos CAE e sua substituição pelos CMEC, vai liderar a equipa da consultora ao serviço da EDP na preparação de propostas para a nova legislação do MIBEL.

De acordo com peças do processo judicial citadas pela imprensa, entre novembro e dezembro de 2006, o consultor João Conceição terá enviado aos responsáveis da EDP várias versões confidenciais de diplomas em preparação nos ministérios da Economia e do Ambiente, tendo articulado com os advogados da EDP (escritório MLGTS) alterações àqueles textos.

Em abril de 2007, João Conceição estabelece-se no Ministério da Economia, como assessor do ministro Manuel Pinho. No currículo que entregou à REN, o seu vínculo à BCG termina aí, mas a verdade é que Conceição permaneceu nos quadros da consultora e foi remunerado por ela, até agosto de 2008.

Não foram encontrados nos arquivos da BCG e do governo quaisquer registos de vínculo contratual entre a consultora e o Ministério da Economia. Em contrapartida, a CPIPEPE obteve da EDP um conjunto de documentos que comprovam o pagamento à BCG de 296 mil euros, a título de remuneração da consultoria coordenada por João Conceição desde janeiro de 2007 - sobre “o futuro modelo de funcionamento do MIBEL”. Na última das três fases do projeto, estava prevista a apresentação de propostas da EDP ao Ministério da Economia e à Direção Geral de Energia.

Questionado na CPIPEPE sobre quem pagou à Boston Consulting o trabalho de João Conceição no Ministério da Economia, o administrador da EDP, João Manso Neto respondeu apenas: “*Não faço a mínima ideia*”. António Mexia, presidente executivo da empresa, afirmou que, “*João Conceição deixou de integrar a equipa da BCG [que apoiava a EDP] assim que assumiu funções no Ministério e foi substituído por outro sócio*”.

João Conceição só interrompe de facto o seu vínculo à BCG em agosto de 2008. No entanto, permanece como assessor de Manuel Pinho até abril de 2009, sempre sem qualquer contrato com o Ministério. Nesse período, é quadro do banco Millennium BCP, acionista da EDP. Mas o banco opta por manter este quadro a tempo inteiro no gabinete do ministro da Economia.

Esta contratação pelo Millennium BCP ocorre um mês depois de João Conceição enviar um e-mail a António Mexia e a João Manso Neto - “*conforme pedido*” por estes - apresentando as suas qualificações profissionais e condições de remuneração — 140 mil euros por ano, mais seguros de saúde e vida, e um bónus até 50%. Correspondência enviada pelo Ministério Público à CPIPEPE comprova que João Manso Neto escreveu a António Mexia dizendo que “*nesta fase no BCP teriam de lhe pagar 10.000 euros/mês (14 meses) e os seguros de vida e saúde. O resto seria regularizado depois na solução definitiva*”.

Em abril de 2009, a convite dos acionistas privados da REN, João Conceição torna-se administrador da empresa em regime de substituição (ao mesmo tempo e de igual modo, outro assessor de Manuel Pinho, Rui Cartaxo, cujo papel no processo de avaliação da extensão da utilização do domínio hídrico foi detalhado no capítulo 2, torna-se *chief financial officer* da REN, passando a CEO em novembro de 2009).

Em resumo, entre abril de 2007 e abril de 2009, João Conceição assessorou Manuel Pinho, com email oficial e funções permanentes no Ministério da Economia, assim descritas pelo próprio João Conceição no seu currículo:

“Liderou a implementação do novo modelo do Mercado Ibérico de Electricidade e do processo cessação antecipada dos CAE (>€3.300M); coordenou a definição e implementação da Política Energética Nacional na vertente das renováveis, em particular na elaboração do Plano Nacional de

Barragens e na diversificação em novas áreas (ex. solar); co-liderou a Equipa responsável pela gestão da Presidência Portuguesa da União Europeia no sector da Energia, em especial na elaboração e apresentação da Visão de longo prazo para as Tecnologias Energéticas; conduziu a promoção e monitorização do Plano de Investimentos no sector da Energia (>€15B até 2015); Coordenou as intervenções do Gabinete do Ministro em temas do sector da Energia”.

Conclusão

Uma equipa de quadros altamente qualificados e com experiência partilhada numa consultora que apoiava em permanência a EDP, migrou em 2002-2004 para posições de importância crítica no momento da elaboração do novo quadro legal do setor elétrico:

- na preparação de legislação, negociação com as partes interessadas e com as instituições europeias, no aconselhamento de responsáveis de governo (assessores Ricardo Ferreira e João Conceição);
- na liderança do órgão administrativo que tutela a Energia, a DGEG (Miguel Barreto);
- no Conselho de Administração da EDP (Pedro Rezende).

Esta circunstância era do conhecimento público e, portanto, também dos membros do governo que a proporcionaram, em particular, Carlos Tavares e Franquelim Alves, ministro da Economia e secretário de Estado com a tutela da Energia no governo PSD/CDS.

O trânsito de Ricardo Ferreira do gabinete do ministro Carlos Tavares para um lugar de direção na EDP foi abordado na CPIPREPE como um exemplo da “porta giratória” entre lugares de grande influência/decisão política sobre determinado setor e cargos de responsabilidade em grandes empresas desse mesmo setor.

O caso de Rui Cartaxo, assessor de Manuel Pinho no governo PS e que ocupará lugares de topo na REN, apresenta características semelhantes.

Miguel Barreto, diretor-geral de Energia nomeado pelo governo PSD/CDS e que, já sob o governo PS e por inerência ao cargo de diretor-geral de Energia, presidiu à Agência para a Energia (ADENE), centralizou, entre 2006 e 2009, a preparação do sistema nacional de certificação energética. Saiu da DGEG em 2008 e fundou, em sociedade com o grupo Martifer, uma empresa de certificação energética, a Home Energy, em que deteve uma quota de 40%. A empresa foi vendida em 2010 à EDP por 3,4 milhões de euros.

Na sua audição, Miguel Barreto respondeu que foi obrigado pela Martifer a também vender a sua quota à EDP:

A empresa era maioritariamente do Grupo Martifer e nós tínhamos um parassocial. Normalmente, quando se cria uma empresa, faz-se um parassocial e existe uma série de cláusulas, e havia uma cláusula que se chama drag along. O que é que quer dizer uma cláusula drag along? Quer dizer que se o Grupo Martifer, como maioritário, quisesse vender, tinha o direito de me levar com ele, tinha o direito de me obrigar a vender a minha posição. De qualquer maneira, a decisão de vender a Home Energy foi do Grupo Martifer. E gostava também de dizer aqui que a Home Energy foi depois vendida — como perguntou, clarifico — ao Grupo EDP, mas gostava de deixar clara esta ideia: nunca recebi nenhuma vantagem do Grupo EDP pela venda da Home Energy.

No entanto, no aludido [acordo parassocial](#), a que a CPIPREPE teve acesso, não se encontra a cláusula referida por Miguel Barreto, pelo que a decisão de venda sido uma opção própria do acionista.

O caso de João Conceição tem contornos especialmente graves, como resulta das várias funções incompatíveis que, em simultâneo ou interpoladamente, desempenhou e da entrega à REN de um *curriculum vitae* que omite a sobreposição da presença nos quadros da BCG com a assessoria no Ministério da Economia, bem como a passagem pelo Millennium BCP também nesse período. A omissão destas informações revela a consciência da situação de incompatibilidade em que João Conceição se encontrou ao longo dos dois anos em que desempenhou funções de assessor do ministro Manuel Pinho.

Esta incompatibilidade não podia ser do desconhecimento de João Manso Neto e António Mexia, porquanto a EDP participou em reuniões regulares (na preparação dos contratos de concessão do domínio hídrico, por exemplo) em que a representação do Ministério da Economia estava a cargo de João Conceição, então remunerado pelo Millennium BCP, no contexto já apresentado.

Tanto no caso de Rui Cartaxo (ver capítulo 2) como no caso de João Conceição, estão identificadas, no âmbito do processo judicial que corre termos, comunicações com responsáveis da EDP que demonstram que, na relação entre quadros do Ministério e responsáveis da empresa, além do fluxo permanente de informação, ocorreu uma deslocação da preparação do processo legislativo, do seu ritmo e do seu conteúdo, para o incumbente privado.

Capítulo 15

Manuel Pinho e o protocolo da EDP com a Universidade de Columbia

A CPIPEPE procurou obter esclarecimentos, em particular junto de Manuel Pinho, António Mexia e João Manso Neto, acerca da natureza do convite recebido pelo ex-ministro da Economia para lecionar na School of International and Public Affairs, Universidade de Columbia, no âmbito de uma cátedra sobre energia renováveis criada por proposta e com patrocínio da EDP.

Num [artigo no jornal Público](#) em 2017, Manuel Pinho escreveu que “*a ideia surgiu apenas em setembro de 2009 num jantar em casa do Professor Joe Stiglitz*”.

Em correspondência disponibilizada à CPIPEPE pela Procuradoria Geral da República, verifica-se que tal jantar ocorreu antes de julho de 2009, quando Manuel Pinho ainda era ministro da Economia. Com efeito, a 23 de julho, apenas duas semanas depois da demissão do ministro, a sua esposa escreve a Anya Stiglitz (esposa de Joseph Stiglitz, e também professora daquela universidade) considerando oportuno “*planear algo relacionado com a Universidade de Columbia*”. Uma semana depois, a 29 de setembro, Manuel Pinho escreve a Anya Stiglitz afirmando que a Horizon (subsidiária norte-americana da EDP) estaria preparada para fazer um donativo de 300 mil dólares/ano ao longo de cinco anos “*desde que eu esteja envolvido no desenvolvimento de um programa relacionado com energia*”.

António Mexia estava ao corrente das diligências de Manuel Pinho. Em audição na CPIPEPE, o presidente da EDP admitiu a sondagem do ex-ministro quanto ao patrocínio da EDP, de onde terão resultado os 300 mil euros/ano ao longo de cinco anos que Pinho transmitiu a Anya Stiglitz ainda em julho. Afirma Mexia:

“A única coisa de que me recordo é que, nesta procura de uma universidade, o Dr. Manuel Pinho terá partilhado comigo, tranquilo: «E se houver alguma universidade como a de Columbia?» E eu disse: «Não tenho problema nenhum, a minha relação é com a Universidade de Columbia». (...) “É natural que eu tenha referido, inclusive ao Dr. Manuel Pinho, quais eram tipicamente os montantes que poderiam ser objeto de acordos”.

Na CPIPEPE, o administrador da EDP João Manso Neto insistiu que “*a Universidade pediu à EDP um patrocínio*”. Porém, resulta claro da consulta de documentação emergente no processo judicial que o primeiro contacto entre a EDP e a Universidade é da iniciativa da primeira: a 1 de novembro de 2009, Manuel Pinho escreve ao reitor de Columbia que António Mexia lhe enviaria uma solicitação pessoal para um encontro na última semana do mês. O presidente da EDP confirma que a iniciativa parte da empresa:

“Quisemos que houvesse uma universidade, não contratando, ao contrário do que fizemos com Berkeley, em que contratámos diretamente um professor, que pudesse fazer pedagogia, defesa e debate à volta do que era um recurso enorme nos Estados Unidos”.

A 20 de novembro, realiza-se o encontro agenciado por Manuel Pinho e fica comprometido entre Mexia e o reitor de Columbia o pagamento de um patrocínio pela Horizon de 300 mil dólares/ano durante quatro anos e que Manuel Pinho será um dos professores visitantes convidado.

Nos seus primeiros contactos com Columbia, Manuel Pinho prontificara-se a ocupar um lugar não remunerado e informa que se prepara para assumir um cargo não-executivo na administração da Horizon. Na CPIPEPE, António Mexia nega a existência de tal hipótese. O facto é que, na versão assinada do protocolo, está prevista a remuneração do lugar que, durante um ano, veio a ser ocupado por Manuel Pinho no âmbito deste programa.

Conclusão relativa aos capítulos 14 e 15

Ao longo dos trabalhos da CPIPEPE foram apurados factos sobre a atuação de Manuel Pinho e João Conceição, arguidos no âmbito da investigação judicial decorrente da “Operação Ciclone”, que se somaram à informação extraída do processo judicial em curso e remetida à CPIPEPE pela Procuradoria Geral da República. Esses novos factos apurados pela CPIPEPE foram comunicados à PGR e constam deste relatório, reforçando e em nenhum caso contrariando indícios que levaram à abertura do referido processo de investigação.

Conclusões finais

1. A legislação de 1995 previa a celebração de contratos de aquisição de energia (CAE) entre o então Sistema Elétrico Público e a EDP (então CPPE). Em 1996, o desenho desses contratos define taxas de remuneração e condições contratuais para as centrais EDP (estatais e já construídas, 8,5%) semelhantes aos inferiores às definidos para o investimento (privado e externo, 10%) nas novas centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro. A opção política pela atribuição à EDP desta renda por 20 anos teve em vista o cumprimento das diretivas europeias que impunham o início da liberalização do mercado e o robustecimento financeiro da empresa e a oferta de garantias de rentabilidade futura que dinamizassem o processo da sua privatização.
2. A legislação europeia da liberalização do mercado de eletricidade veio impor a cessação dos CAE. Essa imposição externa originou a criação do mecanismo CMEC, que governou a transição para o mercado ibérico. Registe-se que essa aparente imposição obrigatória da passagem dos CAE a CMEC não se verificou para as centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro. O Estado português, na dupla condição de legislador e de acionista de controlo da EDP, promoveu este mecanismo com o objetivo anunciado de manter o equilíbrio contratual resultante das regras e remuneração dos CAE. **Subjaz ao Decreto-lei 240/2004 uma autorização legislativa da Assembleia da República aprovada pela maioria parlamentar que na altura suportava o governo, e uma autorização dada pela Comissão Europeia que aprovou o mecanismo de CMEC em 2004, após notificação do Governo português**

~~3. Assim, os CMEC, ajuda de Estado atribuída a título de compensação pela cessação dos CAE, visa manter elevados níveis de rentabilidade anteriores, o que não se coaduna com os critérios da Metodologia europeia para autorização de ajudas de Estado. A autorização pela Comissão Europeia do regime previsto no DL 240/2004 assentou na omissão desta contradição entre o regime CMEC e as regras dos Tratados e outras.~~

~~A manutenção do equilíbrio contratual dos CAE não foi respeitada em diversos pontos da nova legislação, tal como a ERSE indicou no seu parecer prévio ao Decreto-Lei 240/2004, que define as condições da cessação dos CAE e a criação de medidas compensatórias.~~

~~4.3. No âmbito do cálculo da revisibilidade final dos CMEC, a ERSE contabilizou alguns desses elementos de estímulo que a passagem de CAE a CMEC teria conferido uma vantagem para a EDP, perfazendo um valor de **510 milhões de euros** de rendas excessivas a corrigir. No entanto é de assinalar que vários depoentes e documentação que chegou ao conhecimento da CPIPREPE~~

contestam esse valor e apresentam estimativas de danos causados por essa passagem, ao comparar quanto receberam as centrais EDP em regime CMEC com o quanto teriam recebido caso se tivessem mantido no regime CAE. É de assinalar que as centrais da Tejo Energia e da Turbogás não aderiram ao regime de CMEC, tendo sido suscitada a dúvida se tal não seria por não haver vantagem nisso, pelo contrário, haveria risco acrescido. Deste montante, são imediatamente recuperáveis sob o atual enquadramento legislativo e contratual, 285M€ relativos à não realização de testes de verificação de disponibilidade. Àquele montante acresce, como valor imediatamente recuperável, os 140 M€ de dano ao SEN entre 2009 e 2014 no mercado de serviço de sistemas, bem como 102 M€ (até 2027) por efeito da revisão da taxa de juro dos CMEC no ~~cálculo do ajustamento final~~ cálculo do ajustamento final. Em relação ao valor dos 285M€ relativos à não realização dos testes de disponibilidade, importa referir que este valor não é suportado pela própria ERSE que afirma claramente esta não ser uma estimativa do impacto da ausência de testes de disponibilidade. É apenas um cenário, sem suporte ou fundamento legal, que a ERSE reconhece necessitar de enquadramento legal.

5.4. A outorga à EDP, através do DL 240/2004, da eventualidade de a EDP poder estender o direito de utilização do domínio público hídrico (através da continuação da exploração das centrais para lá do termo do CAE) estava prevista nos CAE de 1996. A outorga à EDP, através da aprovação e implementação da Portaria 14315/2003 e do DL 240/2004, da concretização dessa opção sobre a extensão da utilização do domínio público hídrico (DPH) permitiu a não realização de procedimentos concursais para aquela extensão e a conservação pela EDP de uma vantagem estratégica: a detenção do **monopólio da produção hídrica** em Portugal, ~~embora essa vantagem seja muitíssimo mitigada com a integração da produção numa área internacional (MIBEL)~~ Tal constituiu uma opção política em defesa dos interesses nacionais e da manutenção dos centros de decisão em território português.

6. O valor económico a receber pelo Estado como contrapartida desta extensão, feita antes da cessação dos CAE, ~~não foi calculado segundo o princípio do investidor privado numa economia de mercado ou num concurso público, o foi objeto de cálculo por duas entidades financeiras que levaria à utilização concluíram por um valor de uma única aproximadamente 704M€, a que acresceria a taxa de recursos hídricos e o não recebimento do valor residual das centrais avaliado em 1356M€. Estudos de professores especialistas na área financeira concluem que a metodologia usada, recorrendo a taxas de desconto para todo o investimento. Pela utilização de taxas diferenciadas, criticada pela ERSE em 2004 e em 2017 mas validada pela~~ foi correta. No entanto, a REN produziu uma Nota onde estima o valor da extensão num valor bastante superior (cerca de 581M€ superior). Sobre este tema é factual que a Comissão Europeia,

o Estado perdeu uma receita de 581 milhões de euros, valor comunicado após ter realizado uma análise aprofundada da questão, concluiu em maio de 2017 que o valor pago pela EDP tinha sido justo e com referenciais de mercado. Por seu turno, a mesma instância Europeia, afirma que a metodologia utilizada pela REN não constitui uma prática de mercado. De referir que a Comissão Europeia pelo secretário de Estado Artur Trindade em 2012.

5. A condição, introduzida nos acordos de cessação validou por 3 vezes, entre 2004 e 2017, a temática dos CAE homologados pelo governo CMEC e DPH, em particular, em 2005, da obrigatoriedade da concretização desta extensão no momento da cessação dos contratos criou uma nova vantagem para a EDP em função do momento da cessação ter ocorrido sete 2013 e 2017 já com vários anos antes do final do prazo do primeiro a terminar (2013). Se a extensão da utilização do DPH fosse avaliada em 2013, com as exatas metodologia e taxas diferenciadas que prevaleceram, o valor a pagar pela EDP teria sido superior em 573 milhões de euros de implementação dos CMEC.

A Tejo Energia, nos termos do CAE, terá de negociar o quadro económico de uma eventual extensão da operação da central do Pego para além do prazo do contrato (2021). No entanto, no caso da central de Sines, o DL 240/2004 possibilitou a prorrogação da sua operação para além do prazo do CAE (2017) sem prever qualquer forma de compensação ao SEN), por impor a passagem da central para o regime de mercado e a respetiva licença não ter prazo associado, nos termos legais em vigor desde 1995 (DL 182/95) não estando prevista qualquer forma de compensação ao SEN, para além do produtor ter que suportar os custos de desmantelamento da central. No cenário base usado pela ERSE, a prorrogação da central de Sines por oito anos (até 2025) sem correspondência económica no SEN, ainda que legalmente enquadrada, é geradora de uma vantagem para a EDP de **951 milhões de euros**, embora não haja nenhuma garantia de materialização das condições temporais e económicas do estudo Com efeito, o estudo da ERSE contém pressupostos manifestamente desatualizados (por exemplo relativos ao custo do CO2) e eventualmente considerações não suportadas na realidade porquanto o produtor não foi consultado quanto aos custos reais de funcionamento da central

- 7-6. A remuneração da REN pela detenção de terrenos do domínio público cria uma rentabilidade de ativos estatais para valorizar a empresa no contexto da sua privatização e, mais tarde, da sua natureza 100% privada. Desde 2006, as rendas pagas à REN por terrenos do domínio público somaram custos tarifários de **330 milhões de euros, dos quais 80 milhões correspondem a remuneração que a ERSE sempre contestou.**

~~8.9.~~ Os acionistas da REN (Estado e ~~EDP privada~~ accionistas privados) beneficiaram em 2007 de uma extensão gratuita do prazo de concessão da RNT, por sete anos adicionais e sem qualquer contrapartida conhecida, em vésperas da privatização parcial da empresa naquele ano. O valor económico deste benefício não está determinado, podendo, no caso do Estado, ter-se refletido na receita da subsequente privatização e sendo, no caso da EDP, acumulado como mais-valia.

~~8.7.~~ A produção eólica, muito preponderante no contexto da produção renovável em Portugal, regista no nosso país uma rentabilidade mais elevada do que em países comparáveis. Os fatores explicativos dessa elevada rentabilidade são a) a manutenção de níveis de remuneração próprios de investimento em fase precoce do amadurecimento das respetivas tecnologias, fruto da opção por uma abertura pioneira à transição para as energias limpas, com múltiplos benefícios para o país; b) a existência de ganhos de eficiência tecnológica obtidos pela demora entre o momento da definição da remuneração garantida e a construção das centrais. A quantificação desse excesso de rentabilidade do setor (ou de determinados segmentos do setor) face aos níveis de outros países não pôde ser quantificado rigorosamente pela CPIPEPE.

~~9.8.~~ A EDP, enquanto Comercializador de Último Recurso, é a entidade financiadora à qual foi imposta pela via legal o financiamento da dívida tarifária. Nesse sentido, a partir de 2011, legislou-se no sentido de refletir o custo de financiamento da EDP na taxa de juro da dívida tarifária, sem todavia salvaguardar a possibilidade de intervenção da tutela em decisões de gestão desta dívida regulada. Assim, o SEN acompanhou o custo de financiamento da EDP nos momentos de maior adversidade nos mercados financeiros sem que, perante uma evolução positiva dos mercados, assegurasse para si parte dos proveitos da titularização dessa dívida. A pertinência dessa partilha de ganhos foi contrariada na CPIPEPE por dois titulares da pasta da Energia, Artur Trindade e João Galamba. ~~As mais-valias geradas nas operações de titularização decididas pela EDP foram integralmente absorvidas pela empresa, gerando 198 milhões de euros de lucros entre 2008 e 2017...~~

~~10.9.~~ O mecanismo de garantia de potência foi concebido no contexto da instalação do MIBEL, compatibilizando os sistemas elétricos português e espanhol. Foi criado no quadro de uma estratégia que incluiu a instituição, em simultâneo, da tarifa social. A garantia de potência não correspondeu, no momento da sua criação e até hoje, a um diagnóstico técnico de necessidade de maior segurança de abastecimento. Das suas duas componentes, o incentivo à disponibilidade (**101 milhões de euros** entre 2010 e 2018) foi objeto de recente suspensão; o incentivo ao investimento (**52 milhões de euros** entre 2010 e 2018) mantém-se em pagamento.

~~11.10.~~ O serviço de interruptibilidade remunera unidades industriais consumidoras de eletricidade em alta e muito alta tensão pela sua disponibilidade para responder prontamente a necessidades do sistema, interrompendo o seu consumo. Desde 2010, ano em que foi incrementado, o sistema nunca foi usado e só recentemente foram implementados os testes à prontidão previstos, o que levou à eliminação de um conjunto de prestadores. Desde 2010, a remuneração do serviço de interruptibilidade custou aos consumidores **727 milhões de euros**.

~~11.11.~~ Na aplicação do Memorando de Entendimento, a partir de 2011, o governo priorizou a privatização da EDP em relação à aplicação das medidas corretivas das rendas excessivas suportadas num estudo da Secretaria de Estado da Energia igualmente impostas no Memorando. Até 2020, projetando a partir do executado até 2017 (contabilizada pela ERSE), essas medidas saldar-se-ão em **2048 milhões de euros positivos** para o SEN (dois terços do previsto pelo governo), dos quais **718 milhões são impacto negativo na EDP** (40% do previsto), mas sem contabilizar o efeito das medidas para além de 2020 ou aquelas para as quais a ERSE afirma não dispor de dados.

~~11.12.~~ Em 2013, foram identificados pela ERSE indícios da prática de manipulação de mercado na atuação da EDP na prestação de serviços de sistema. Esses indícios deram origem a procedimentos de auditoria que identificaram ganhos abusivos da EDP (~~a devolver nas tarifas~~) no montante de **72,9 milhões de euros, quantificados pela ERSE e pela DGEG**. Ainda neste âmbito, a Autoridade da ~~Concorrência abriu~~ Concorrência abriu um processo que culminou na emissão, em novembro de 2018, de uma nota de ilicitude que a EDP já contestou. Na CPIPEPE, a presidente da AdC quantificou o prejuízo para o SEN em 140 milhões de euros. No entanto, até à data, não há uma decisão da AdC sobre este tema.

~~11.13.~~ Ao pronunciar-se, em parecer prévio, favorável ao DL 35/2013, a ERSE constatou a existência de ganhos de curto prazo (fruto da contribuição voluntária paga pelos produtores) mas também de perigo para os consumidores no longo prazo. A averiguação desse perigo ocupou a CPIPEPE e foi objeto de controvérsia entre diversos intervenientes. Em 2013, o governo propôs aos produtores eólicos a adesão a um sistema de remuneração alternativo para o período posterior à vigência das tarifas *feed-in* atualmente em pagamento. A lei aprovada em 2005 previa cinco anos adicionais de remuneração à tarifa da última central licenciada. O novo regime aprovado em 2013, de modo simplificado, vem garantir uma remuneração que acompanhará o mercado dentro de uma banda entre os 68€ e os 90€/MWh e por dois anos adicionais. Aderindo a este regime, os produtores aceitaram pagar ao SEN uma “contribuição voluntária” (que totalizará 200M€ pagos entre 2013 e 2021). A comparação entre o regime de 2005 e o de 2013 demonstra a **grande**

~~probabilidade~~possibilidade de futuras perdas ou ganhos para o SEN, ~~que atingem centenas de milhões de euros em diversos~~consoante os diferentes cenários ~~plausíveis~~possíveis.

~~15.~~14. Ao longo dos trabalhos da CPIPEPE foram apurados factos sobre a atuação de Manuel Pinho e João Conceição, arguidos no âmbito da investigação judicial decorrente da “Operação Ciclone”, que se somaram à informação extraída do processo judicial em curso e remetida à CPIPEPE pela Procuradoria Geral da República. Esses novos factos apurados pela CPIPEPE foram comunicados à PGR e constam deste relatório, reforçando e em nenhum caso contrariando indícios que levaram à abertura do referido processo de investigação.

~~16.~~15. As obrigações da ERSE devem ser formalizadas quanto obrigação de pontualmente publicar online e de modo acessível todos os estudos e relatórios da ERSE, bem como as atas do seu Conselho de Administração.

16. Ficou cabalmente demonstrado, ao longo dos trabalhos da CPIPEPE, que os sucessivos governos da República utilizaram sempre o consumidor de energia (que é, afinal, o melhor pagador de todos) para um financiamento efectivo, mas pouco transparente, do Orçamento de Estado. Senão vejamos: (1) Até 1987, o Estado utilizava a EDP para o financiamento da República nos mercados internacionais, tendo a dívida assim gerada sido paga pelos consumidores de energia; (2) Com o estabelecimento dos CAE em 1996, à conta dos consumidores de energia, a EDP viu robustecida a respectiva situação financeira e, nessa mesma medida, robustecido ficou o valor accionista do Estado, valor este que viria a ser encaixado pelo Orçamento de Estado, não só através da distribuição de dividendos, mas também pela maior receita obtida nas sucessivas operações de privatização da EDP; (3) O alargamento dos prazos de concessão da REN e a valorização dos terrenos do domínio público hídrico também constituíram um factor de aumento das receitas para o Orçamento de Estado, tanto pelos dividendos gerados, como pelo maior valor arrecadado nas sucessivas fases de privatização, mais uma vez à custa dos consumidores de energia; (4) O mecanismo de garantia de potencia, nos termos definidos durante o mandato do Dr. Carlos Zorrinho, enquanto SEE, aumentando o valor das licenças leiloadas ao abrigo do Plano Nacional de Barragens, permitiu novo encaixe adicional para o Orçamento de Estado, à custa do consumidor de energia; (5) Também no que respeita a um número significativo dos leilões de licenças para produção de energia eólica, o Orçamento de Estado beneficiou da desoneração do investimento que era necessário para o desenvolvimento de um novo cluster industrial no país, bem como da desobrigação do investimento em projectos de investigação e desenvolvimento científico, investimentos esses que passaram a ser financiados pela tarifa *feed-in* e, conseqüentemente, pelos consumidores de energia; (6) As rendas recebidas pelos Municípios dos produtores de energia eólica são, no mínimo, 2,5% da facturação global destes

produtores. Assim, uma vez mais, são os consumidores de energia chamados a contribuir, neste âmbito para o financiamento municipal. A tudo isto acresce, claro, as diversas taxas integradas na factura de energia, a taxa de emissão de carbono, o imposto sobre os produtos petrolíferos, as rendas municipais pagas pelas redes de baixa tensão e a subsidiação dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas. Ora, se somarmos todos estes valores, ao longo dos últimos 20 anos, obteremos um valor largamente superior a 10 mil milhões de euros. Se a este valor adicionarmos o IVA – superior a 1000 milhões de euros anuais, pagos pelos consumidores de energia – obteremos, sem margem para dúvidas, a mais irrefutável explicação para os altos valores que os portugueses pagam na sua factura de electricidade. Impõe-se, por isso, a conclusão de que é o Orçamento de Estado o maior beneficiário da factura da energia e de todas as rendas criadas, sejam estas excessivas ou não. Sem pôr em causa a nobreza e/ou a necessidade das causas reais que as determinaram, o certo é que estas operações de desorçamentação são pouco transparentes e dificilmente escrutináveis, induzindo em erro o cidadão e as próprias instituições do Estado, quanto aos responsáveis pelo alto valor da factura da energia em Portugal. Dificultam também uma comparação directa da factura energética portuguesa com as que são pagas por outros consumidores europeus.

17. No futuro os Governos devem evitar financiar políticas públicas à custa da fatura de energia, quer através de operações de desorçamentação quer pela geração de impostos e tributos que, mais tarde ou mais cedo, se transformam em rendas ou ineficiências várias, que onerarão a fatura de electricidade dos consumidores.

Recomendações

Capítulo 1

- ~~Tal como indicado pela ERSE no cálculo do ajustamento final dos CMEC, os elementos que pervertem o objetivo legal da manutenção do equilíbrio contratual devem continuar a ser corrigidos.~~
- ~~A sobre remuneração constituída na atribuição dos CAE à EDP e mantida pelos CMEC deve ser revista para o período remanescente deste regime.~~
- ~~A Assembleia da República notificará a Direção Geral de Concorrência da Comissão Europeia das presentes conclusões, com vista a uma eventual reapreciação do regime de auxílio de Estado aprovado em 2004.~~

Capítulo 2

Criação de um mecanismo de revisibilidade anual da compensação paga ao Estado pela EDP pela subconcessão do domínio público hídrico. Ao longo do período desta extensão, este mecanismo deve:

- corrigir o efeito da subcompensação recebida da EDP em 2007 por efeito da utilização de duas taxas de desconto;
- incorporar nos cálculos dos ajustamentos todos os ganhos de exploração, incluindo os relativos a serviços de sistema, que os estudos de 2007 não puderam incorporar plenamente.

Capítulo 3

- O governo, tal como já fez em relação a Sines, deve solicitar à ERSE uma avaliação do valor económico da prorrogação do funcionamento da Central do Pego;
- Em ambos os casos, devem ser propostas negociações aos produtores para a definição das compensações a pagar ao SEN por estas prorrogações;
- Não havendo disponibilidade negocial ou acordo satisfatório, as soluções legislativas a encontrar devem incluir:
 - a adequação do valor da renda paga pela cessão onerosa dos terrenos da central à recuperação integral do valor económico da extensão (cláusula terceira, número dois, do contrato de direito de superfície: “o preço será atualizado de acordo com as disposições legais em cada momento aplicáveis”);
 - A antecipação da cobrança integral do ISP as estas centrais e, complementarmente, de um adicional ao ISP para os níveis de emissões destas centrais, a vigorar até à integral recuperação dos valores correspondentes à prorrogação da operação das centrais de Sines e do Pego.
- Quanto à recuperação pelo SEN, no momento do descomissionamento, do valor real de mercado dos equipamentos ambientais do Pego e de Sines, pagos pelos consumidores:
 - Legislar no sentido da proposta da ERSE em 2007.
- Os valores assim recuperados devem aplicar-se na eliminação do défice tarifário.

Capítulo 4

- Eliminação da remuneração do ativo líquido dos terrenos estabelecida pela portaria 301 A/2013.
- Apurar o valor económico da extensão gratuita do prazo de concessão da REN.

Capítulo 5

- Solicitar à ERSE o desenho de possíveis medidas que, de forma proporcional, permitam a recuperação pelo SEN das vantagens obtidas pelos produtores por efeito da rigidez da FIT face aos ganhos de eficiência resultantes da demora da entrada em produção;
- Consideração desta experiência nas regras de futuros concursos, na prevenção de atrasos e das suas consequências sobre as características económicas dos projetos.

Capítulo 6

- Tal como proposto pelo relatório do Grupo de Trabalho SEE/DGEG/ERSE em 2016, a partilha dos resultados obtidos em operações de titularização de dívida tarifária deve ser objeto de iniciativa legislativa.
- A proporção de tal partilha não deverá ser mais desfavorável ao SEN do que os 50/50 propostos pelo Grupo de Trabalho SEE/DGEG/ERSE. Este regime de partilha assegura um estímulo suficiente à EDP para uma gestão eficiente da dívida.
- Como garantia da melhor prossecução do interesse público, o membro do governo com a tutela da energia deverá poder, por iniciativa própria ou sob proposta da ERSE, determinar ou suspender operações de titularização desencadeadas pela EDP – ComercIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO.
- Este princípio deverá ser aplicado igualmente às mais valias e menos valias realizadas em operações de titularização realizadas no passado, de forma a recuperar para o SEN parte do saldo dessas operações, as quais importam em 198M€ positivos. Não tendo sido ilegal, esta apropriação integral é indevida e injusta, devendo ser corrigida.

Capítulo 7

- Terminar o incentivo ao investimento, cuja conexão com necessidades concretas do sistema elétrico está até hoje por justificar tecnicamente e cuja criação veio distorcer o quadro dos concursos do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, levantando a questão da sua legalidade;
- Manter suspensos todos os pagamentos a título de incentivo à disponibilidade, fazendo-os depender, no futuro, das necessidades reais da segurança de abastecimento identificadas pela REN e confirmadas pela ERSE, no quadro da integração de novos instrumentos de disponibilidade a dinamizar do lado da procura e da oferta.

Capítulo 8

- ~~Imediata adoção de um teto para estes custos, atendendo à potência interruptível que corresponda às reais necessidades do SEN;~~
- ~~Redução de custos no curto prazo, com a criação de regime concorrencial, desenhado por escalões de potência interruptível por unidade de consumo;~~
- ~~Preparação de um novo quadro para este serviço redimensionado considerando a integração de novos instrumentos de disponibilidade do lado da procura e da oferta.~~

Capítulo 9

- ~~Deve ser respeitada a não elegibilidade dos custos com a tarifa social e com a CESE para efeitos da aplicação do mecanismo de *clawback*.~~

Capítulo 10

- ~~A integração dos serviços de sistema, em termos de política energética e planeamento estratégico do SEN, tal como de outros instrumentos de gestão de oferta e procura em modelos concorrenciais que propiciem a redução de custos para os consumidores e a maximização da integração da produção de fonte renovável.~~

Capítulo 11

- ~~Procurar uma solução negociada com os produtores para a revisão deste regime mediante adaptações legislativas para a reposição do equilíbrio económico do regime anterior ao DL 35/2013 e para a devolução aos produtores das contribuições voluntárias pagas até hoje, acrescidas dos juros respetivos;~~
- ~~Em caso de recusa à negociação ou na falta de um acordo satisfatório, o governo definirá os termos da concretização daqueles objetivos;~~
- ~~Realização de um concurso em regime de leilão descendente para a atribuição de novas licenças eólicas. A tarifa *feed in* resultante desse leilão será paga, nos termos do DL 33-A/2005, a todas as centrais abrangidas por esse quadro legal;~~
- ~~Nos casos de centrais entretanto transacionadas, a ERSE deverá determinar uma taxa de rentabilidade razoável que, havendo casos em que não seja atingida sob o quadro legal reposto, dará origem a um mecanismo de compensação a pagar pelo SEN.~~

Capítulo 13

- ~~O Governo deve tomar as medidas necessárias ao integral cumprimento dos dispositivos legais inseridos no artigo 171.º da Lei 42/2016 e da Portaria 69/2017.~~

Todas as recomendações desta secção devem ser actualizadas, capítulo por capítulo, de acordo com o que ficar.

