



## **COMENTÁRIOS PRELIMINARES AO PROJECTO DE DECRETO-LEI SOBRE OS CMEC DE 4 DE FEVEREIRO**

Fevereiro 2004

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

## **Comentários Preliminares ao Projecto de Decreto-Lei sobre os CMEC de 4 de Fevereiro**

O início do funcionamento do mercado ibérico de electricidade (MIBEL) a 20 de Abril de 2004, tal como acordado pelos Governos de Portugal e Espanha, assim como a necessidade de transpor até 1 de Julho de 2004 a Directiva n.º 2003/54/CE, obrigam à cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) estabelecidos entre os produtores vinculados e a Rede Eléctrica Nacional (REN). A cessação destes contratos e o conseqüente reconhecimento de eventuais custos decorrentes da quebra de compromissos assumidos deve permitir a construção de um mercado ibérico de energia eléctrica eficiente e sem distorções de concorrência.

### **1 AVALIAÇÃO JURÍDICA**

Os contratos de aquisição de energia eléctrica foram estabelecidos no âmbito do quadro legal estabelecido pelos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho, na redacção que lhes foi dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

O primeiro diploma estabeleceu as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e os princípios do enquadramento do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Quanto aos contratos de vinculação, importa reter os seguintes princípios inscritos no seu artigo 15.º:

- Os produtores vinculados relacionam-se com a entidade concessionária através de contratos de vinculação.
- A cada centro electroprodutor corresponde um contrato.
- Os contratos têm uma vinculação não inferior a 15 anos.
- Os produtores vinculados comprometem-se a abastecer o SEP, em exclusivo.
- A remuneração de energia eléctrica entregue ao SEP resulta da aplicação de um sistema baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis reflectindo, respectivamente, os encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia eléctrica.

O segundo diploma estabeleceu o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica no âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e do Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV). Nos termos deste diploma, actualmente parcialmente revogado por força do Decreto-Lei

n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o exercício da actividade de produção carece de obtenção de licença. No caso do SEP, a atribuição de licença tem como pressuposto, entre outros, a existência de um contrato de vinculação celebrado entre a entidade concessionária da RNT e o produtor.

Quanto à extinção do contrato de vinculação, no seu artigo 12.º foram previstas duas modalidades:

- a) Por caducidade, ocorrendo por decurso do prazo, revogação da licença e nos termos do plano de expansão aprovado;
- b) Por rescisão.

Dos casos de caducidade só a extinção nos termos do plano de expansão aprovado dá causa a indemnização ao produtor, calculada com base no valor actual dos meios financeiros libertos que o contrato em vigor geraria se fosse integralmente cumprido até ao fim do respectivo prazo (artigo 15.º).

A extinção do contrato de vinculação por rescisão tem como consequências:

- a) Se for por motivos imputáveis ao produtor, este não tem direito a qualquer indemnização;
- b) Se for por motivos imputáveis à entidade concessionária da RNT, o produtor tem direito a uma indemnização nos termos previstos no contrato.

O quadro legal enunciado tinha enquadramento na Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns ao mercado interno da electricidade, que previa no seu funcionamento a figura do comprador único, ilustrada no operador da rede de transporte, função que, no caso português, tem sido desempenhada pela entidade concessionária da RNT.

Em resumo, os contratos de aquisição de energia eléctrica enquadram-se na legislação nacional referida, sendo admitidos face à legislação comunitária traduzida na Directiva 96/92/CE.

Porém, as circunstâncias jurídicas em que as partes celebraram os seus contratos foram agora radicalmente modificadas pela Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, que estabeleceu as novas regras aplicáveis ao mercado interno de electricidade.

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 indemnizatório previsto quer no citado diploma quer no respectivo contrato.

Esta alteração decorre 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 dos 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 alteração das circunstâncias em que as partes fundaram a decisão de contratar.

Do ponto de vista estritamente jurídico, a obrigação de compensação decorre deste princípio e nada mais.

A preocupação do respeito pelos direitos constituídos, ainda que modificáveis nos termos do citado artigo do C.C. é, a todos os títulos, de registar num Estado de direito democrático. Nesta linha, tem todo o cabimento legal a previsão dos CMEC e a sua consagração legislativa. No entanto, o equilíbrio que lhe deve estar associado não pode nem deve ultrapassar as condições de modificação previstas no artigo 437.º do C.C.

Porém, a serem ultrapassadas, os CMEC não podem resultar na previsão de novos contratos ou na novação, mais ou menos implícita, dos anteriores, que confirmam 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 projecto em apreço não está ainda encontrado este equilíbrio, pelas seguintes razões:

- A determinação do CMEC revela-se mais gravosa do que o CAE, caso este fosse cumprido nos seus termos;
- Não tem em conta, na determinação do CMEC, direitos de isenção na data atribuídos aos produtores;
- Não tem em conta as situações de rescisão do contrato por motivos imputáveis ao produtor, que determinam a cessação do pagamento da compensação;
- Não é levada em devida consideração, na determinação da compensação, a prorrogação implícita da licença;
- Não tem em conta as situações de revogação da licença por motivos imputáveis ao produtor, que determinam a cessação do pagamento da indemnização;
- Introduce um regime de titularização de créditos, correspondendo a uma garantia de pagamento que se traduz em encargos para o SEN não ditados segundo juízos de equidade;

- Estabelece um regime de prazos de pagamento desigual para as partes;
- Estabelece obrigações leoninas para uma das partes, sendo disso beneficiário o produtor;
- A continuação do pagamento da compensação por falência do produtor não tem cabimento legal, muito menos face ao que dispõe a alínea d) do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 183/95.

Sem embargo dos comentários gerais formulados, importa harmonizar os conceitos do articulado e clarificar o seu normativo, adoptando a técnica legislativa aprovada pelo Conselho de Ministros, recorrendo a simplicidade, clareza e correcção.

O objecto do n.º 2 do artigo 1.º deve cingir-se à definição do direito de compensação.

A densificação do direito de compensação por cessação do CAE, previsto no n.º 2 do artigo 2.º ultrapassa o equilíbrio contratual decorrente do CAE, exorbitando-o. A questão dos impostos deve ser repensada. Este comentário é aplicável ao artigo 3.º.

A formulação do ponto iii da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º deve ser genérica, ou seja, aplicável a todos os centros electroprodutores em condições idênticas.

O ponto vi da mesma alínea traduz uma prorrogação da licença, a longo prazo, sem que tal se traduza na respectiva compensação para o SEN.

O n.º 7 do artigo 6.º, quando aplicável à falência do produtor, não tem razão de ser.

O artigo 7.º apresenta encargos injustificáveis para o sistema e oferece dificuldades de compatibilização com as regras gerais do direito.

O artigo 8.º, tal como se encontra formulado, encontra dificuldades legais.

Os prazos previstos no artigo 11.º, para além de serem muito curtos, são assimétricos. Ou seja, o prazo previsto no n.º 9 concedido ao produtor não se harmoniza com o do n.º 8.

As regras de arbitragem previstas nos n.ºs 3 e 4 do artigo 16.º não podem ser formuladas, sob pena de serem consideradas inconstitucionais por incompetência orgânica.

Falta prever no diploma o que acontece caso as partes se recusem a assinar o Acordo de Cessação do CAE.

Convém referir que, tendo incidências tarifárias com repercussão nos consumidores, o diploma está sujeito a consulta das associações de consumidores, por força do dispositivo constitucional e da Lei n.º 23/96, de 26 de Julho.

Em resumo, a previsão do Acordo de Cessação do CAE prevista no projecto de diploma assume inteira pertinência. No entanto, a sua construção pode ser significativamente melhorada se for assimilado ao regime estabelecido no Decreto-Lei n.º 183/95 e ao regime transitório que se impõe por força da obrigação da transposição da nova Directiva do mercado interno de electricidade e, no seu abrigo, do MIBEL.

## **2 AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA**

### **2.1 A PROPOSTA DA ERSE SOBRE A RECUPERAÇÃO DE CUSTOS OCIOSOS**

Recorda-se aqui o que foi proposto em 2002, conjuntamente pelas autoridades reguladoras portuguesa e espanhola, relativamente a esta questão:

*“Para que a recuperação de custos ociosos não altere as condições necessárias ao estabelecimento de uma concorrência saudável e efectiva, importa que o mecanismo de recuperação permita:*

- 1. Não criar barreiras à entrada e à saída de novos produtores no sistema.*

*A existência de pagamentos explícitos, relativos a custos ociosos, aos produtores já instalados, constitui uma barreira à entrada de novos agentes, que não terão direito a esta retribuição. Pode constituir também uma barreira à saída, já que centrais de tecnologias pouco eficientes poderão continuar a operar no mercado com o objectivo de receber os custos ociosos.*

- 2. O aparecimento de um número suficiente de agentes a operar no mercado.*

*Havendo barreiras à entrada de novos operadores, o número de agentes a operar no mercado pode revelar-se insuficiente para que o nível de concorrência seja adequado.*

- 3. O escoamento da energia eléctrica da produção até ao consumo.*

*O acesso às redes e o pagamento das tarifas reguladas de acesso, assegura o escoamento da produção em termos físicos. No entanto, em termos comerciais, se a forma de pagamento dos custos ociosos nos dois países não for harmonizada, haverá uma diferenciação dos pagamentos que*

*poderá condicionar a capacidade de colocação do produto no mercado, provocando distorções de concorrência.*

#### *4. A formação eficiente de preços no mercado.*

*O mecanismo de retribuição dos custos ociosos não deve condicionar as estratégias de oferta dos produtores no mercado e deve permitir que os preços se estabeleçam livremente e sejam transparentes.*

*Se o mecanismo de recuperação dos custos ociosos estabelecer que o valor a recuperar é definido a priori e não é ajustado, os produtores oferecem livremente no mercado em concorrência, procurando maximizar os seus lucros.*

*Se o mecanismo estabelecer a possibilidade de ajustes a posteriori, de acordo com as receitas obtidas pelos produtores no mercado, os preços que se vierem a formar no mercado podem ser condicionados.*

*[...]*

*A solução ideal de valorização dos custos ociosos a pagar aos produtores consiste em deixar que seja o próprio mercado a determiná-los. Para o caso dos CAE pode organizar-se um leilão destes contratos, na sequência do qual a REN cede a sua posição contratual a terceiros, que ficam detentores de uma capacidade de produção virtual. Os produtores vinculados continuam a receber o valor contratado e os agentes que adquiriram a posição contratual da REN passam a ser livres de actuar no mercado. O valor dos custos ociosos é dado pela diferença entre o valor do contrato e o valor oferecido em leilão. Neste caso, não é necessário proceder a ajustes a posteriori em função dos preços reais de mercado, o que permite que os preços de mercado não sejam condicionados.”*

## **2.2 A ACTUAL PROPOSTA SOBRE CMEC**

A proposta apresentada prevê que a cessação antecipada dos CAE confira a um dos seus titulares, Produtor Vinculado ou Entidade Concessionária da RNT (RNT), o direito a receber, a partir da data de extinção antecipada, uma compensação pecuniária, designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) durante X anos (superior a 10 anos) de modo a garantir:

- A manutenção do equilíbrio contratual subjacente ao CAE.
- A obtenção de benefícios económicos líquidos de impostos equivalentes aos proporcionados pelo CAE, que não sejam garantidos através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Os produtores e a RNT têm X dias após a entrada em vigor do diploma (que só poderá entrar em vigor com a liberalização do mercado, vide n.º 4 do artigo 10.º) para celebrarem o acordo de cessação antecipado dos CAE (n.º 1 do artigo 9.º). Cada acordo de cessação, para um centro electroprodutor térmico ou para uma “unidade de produção hídrica” constituída por vários centros electroprodutores (n.º 2 do artigo 10.º), é publicado em Diário da República.

Note-se que a vigência deste Decreto-Lei pode ser prolongada até que os CMEC sejam pagos (n.º 11 do artigo 5.º).

Para cada centro electroprodutor o montante bruto da compensação corresponde à diferença entre o valor do CAE, calculado à data da sua cessação antecipada, e as receitas expectáveis em regime de mercado (deduzidos dos correspondentes encargos variáveis de exploração), uns e outros reportados àquela data e acrescidos dos montantes de impostos aplicáveis (n.º 1 do artigo 3.º). Registe-se que só se pagam impostos sobre os CMEC no momento em que estes são recuperados através da tarifa (artigo 8.º).

Consoante o montante bruto da compensação for superior ou inferior a zero, o CMEC resultante denomina-se positivo ou negativo.

À data de cessação do respectivo CAE, há lugar a uma compensação entre os CMEC positivos e negativos determinados em relação a cada produtor. Esse montante é susceptível de ajuste trimestral ou final (n.ºs 1 a 7 do artigo 11.º, seguindo formulação dos artigos 4.º a 9.º do Anexo I), de forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos líquidos de impostos.

Os ajustamentos trimestrais verificam-se enquanto o centro electroprodutor não for desclassificado ou, caso tal estivesse previsto no CAE, até um período máximo de 10 anos (alínea d) do n.º 6 do artigo 3.º).

O ajustamento final é feito no 10.º ano subsequente à data de extinção do contrato, e aplica-se somente aos centros electroprodutores cujo final da actividade ultrapasse os 10 anos (n.º 7 do artigo 3.º e artigos 7.º e 9.º do Anexo I). O montante do ajuste final resulta da diferença entre o montante da compensação à data de extinção do respectivo CAE e o valor da compensação calculado no final do 10.º ano subsequente à data de extinção do CAE, com a mesma metodologia de cálculo mas com os valores dos parâmetros actualizados (n.º 6 do artigo 3.º). Este ajustamento não tem efeitos retroactivos.

## 2.3 CONSEQUÊNCIAS DA PROPOSTA APRESENTADA

Com a proposta apresentada, a manutenção do equilíbrio contratual dos CAE dos produtores vinculados é totalmente assegurada, sendo a criação de condições para um mercado eficiente adiada por 10 anos.

Com efeito, os produtores recebem, e os consumidores pagam, um valor superior ao estabelecido nos CAE (como veremos adiante), independentemente da estratégia de oferta dos produtores no mercado. Um mercado assim constituído não é concorrencial e não permite extrair a principal vantagem da criação de um mercado – preços competitivos.

As consequências imediatas são:

1. Os produtores podem oferecer preços baixos, uma vez que têm a remuneração assegurada, e evitam, desta forma, a entrada de novos agentes. Esta estratégia de oferta no mercado constitui uma barreira à entrada, o que, para além de tornar o mercado não competitivo, pode acarretar, a prazo, problemas ao nível da segurança de abastecimento em Portugal.
2. Os produtores não correm risco de preço nem de volume. O mecanismo de recuperação dos CMEC proposto retira integralmente o risco de mercado aos produtores. Com efeito, estando o valor do CAE integralmente assegurado, o produtor é indiferente ao preço que se forma no mercado. Adicionalmente, como pode oferecer a preços baixos, garante o escoamento total do seu produto.
3. Os produtores não têm incentivos a operar no mercado nem necessitam de definir estratégias de operação no mercado. Tal como actualmente com os CAE, só têm o incentivo a estarem disponíveis, sendo tudo o resto ajustado. Os ajustamentos são trimestrais, o que configura um esquema de pagamento totalmente isento de qualquer risco. O valor dos CMEC é ajustado em função de qualquer parâmetro que se afaste dos valores inicialmente considerados e os ajustes são repercutidos imediatamente e acrescidos de juros.
4. Os preços a pagar pelos consumidores, ao longo do período equivalente ao da vigência dos CAE, serão mais elevados do que os previstos nos actuais CAE, devido a:
  - Existência de um prémio de risco a adicionar à remuneração estabelecida no CAE. Não havendo risco de preço nem de volume de produção de energia eléctrica, não se compreende a existência de um prémio de risco.
  - A taxa de actualização dos CMEC a pagar aos produtores ser substancialmente superior à taxa de actualização dos pagamentos a efectuar à REN. De facto, a primeira taxa é a taxa implícita nos CAE (ou a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados) e a segunda é a taxa EURIBOR a 30 dias em vigor no último dia do mês relevante. Tendo estes pagamentos a mesma origem e risco, dificilmente se compreende esta

diferença de tratamento. Actualmente, a taxa EURIBOR a 30 dias ronda os 2% e a taxa implícita nos CAE da CPPE é de 8,5% reais (sendo superior para a Tejo Energia e Turbogás). Deste modo existe uma clara beneficiação dos produtores face aos consumidores.

- Estar prevista a remuneração adicional dos terrenos.
- Serem considerados novos investimentos a efectuar nas centrais de Sines e Pego.
- A inclusão da taxa de imposto na determinação do valor dos CMEC. Numa empresa regulada, há custos que devem ser passados aos consumidores (investimentos, operação e manutenção etc.) e custos que devem ser suportados pelos accionistas (custos de financiamento, impostos, etc.). Recorde-se que actualmente os impostos pagos por qualquer empresa do sector eléctrico não são reconhecidos nas tarifas (incluindo a CPPE, Tejo Energia e Turbogás).
- Os encargos com a titularização dos CMEC, tal como qualquer decisão de financiamento, compete aos accionistas e deve, consequentemente, ser suportada por estes. Resta saber, no entanto, se os custos para os consumidores pelo pagamento dos CMEC com titularização (encargos financeiros e custos decorrentes directamente da titularização) são garantidamente inferiores ao ressarcimento dos CMEC sem titularização.

Convém realçar que se trata de um aumento do valor total a ser pago pelos consumidores de energia eléctrica ao longo do tempo de vida dos CAE e não das tarifas dos próximos anos. De facto, por mero exercício de engenharia financeira é possível baixar as tarifas nos primeiros anos à custa de as fazer descer menos (do que o que os CAE permitiriam) nos anos seguintes. A escolha do perfil de pagamentos aos produtores permite que os fluxos dos pagamentos a exigir aos consumidores apresentem a evolução que se pretenda preservando o seu valor actual. Isto não significa, porém, que os consumidores paguem menos. Pelo contrário, pelas razões atrás expostas, os consumidores irão pagar mais, embora com um perfil de pagamento diferente do previsto nos CAE. Com o mecanismo dos CMEC proposto, iremos satisfazer os consumidores dos próximos anos (com preços inferiores) penalizando os consumidores futuros. Trata-se de uma subsidiação temporal, na medida em que os preços não irão reflectir os custos.

## **2.4 ASPECTOS A CLARIFICAR**

A proposta apresenta ainda aspectos pouco claros que importa esclarecer:

1. As centrais mantêm (tal como nos CAE) um incentivo à disponibilidade. Não se compreende, porém, como é que este mecanismo será operacionalizado. Recorde-se que a REN, como parte interessada nos CAE, tinha um incentivo a fiscalizar a disponibilidade dos grupos electroprodutores. Com o

mecanismo proposto, não é claro quem fica responsável pela verificação da disponibilidade, que incentivos para fazer esta verificação de forma adequada (a verificação da disponibilidade exige a realização periódica de testes de disponibilidade) e quais os procedimentos a utilizar.

2. As centrais de produção têm actualmente (através do CAE) um incentivo à aquisição eficiente dos combustíveis. Com efeito, relativamente ao fuel, é-lhes pago o valor de um índice internacional que reflecte o valor de mercado deste combustível, pelo que, caso o produtor seja capaz de adquirir o combustível a preços mais vantajosos do que o valor do índice, retém o respectivo ganho. De igual forma para o carvão, os produtores também são pagos através de um índice; adicionalmente, para a construção desse índice são estabelecidos contratos de longo prazo de aquisição de carvão que são devidamente aprovados pela REN e conhecidos da ERSE. Com o mecanismo agora proposto, o preço dos combustíveis passa integralmente aos consumidores não estando previsto um mecanismo de incentivo à compra eficiente. Registe-se, adicionalmente, que o anexo onde a metodologia da determinação dos encargos com aquisição de combustível deveria ser descrita não integra o projecto de decreto-lei.
3. Não se compreende a possibilidade de escolha entre a produção determinada pelo modelo Valorágua e a produção efectiva para efeito de cálculos dos ajustes trimestrais.
4. Sendo as tarifas em Portugal aditivas, e estando previstos no Regulamento Tarifário os mecanismos de ajuste necessários para fazer face aos desacertos entre o valor dos proveitos permitidos em cada actividade e as receitas recebidas no âmbito dessa actividade, não se compreende a necessidade de estabelecer qualquer forma de prioridade de pagamento dos CMEC face ao pagamento de qualquer outra tarifa. A existência de uma prioridade no pagamento de uma das parcelas da tarifa UGS origina a necessidade de se preverem, *a posteriori*, ajustes entre as várias parcelas desta tarifa. Recorde-se que esta é uma das diferenças fundamentais entre o sistema tarifário português e o espanhol, no qual as tarifas integrais não têm permitido às empresas recuperar a totalidade dos custos.
5. Não se compreende a justificação económica da divisão dos encargos relativos aos CMEC em parcela fixa e variável. Com efeito, as tarifas devem ter uma estrutura baseada na estrutura dos custos marginais de forma a transmitir os incentivos adequados à utilização racional dos recursos. No caso dos CMEC, e dado tratar-se de custos de produção de energia eléctrica, a sua repercussão nas tarifas de venda aos clientes finais deve seguir uma estrutura baseada nos custos marginais de produção. É esta a actual estrutura da tarifa de energia e potência (TEP) que teve por base estudos e propostas apresentados à ERSE pela EDP Distribuição e pela REN. Para uma melhor compreensão desta questão, junto enviamos o documento que foi preparado pela ERSE em 2000, no qual a estrutura tarifária foi convenientemente analisada. Este documento motivou a introdução de alterações à estrutura tarifária estabelecidas no Despacho n.º 24 556-A/2000, as quais foram

precedidas de consulta pública e tiveram consequências nas tarifas de 2001. Qualquer alteração de estrutura tarifária deve, como é bem sabido, ser acompanhada, não só de estudos justificativos, como também de uma análise dos impactes causados nos consumidores. Recorde-se que, na altura, a ERSE recebeu comentários favoráveis dos consumidores e das empresas, relativamente a esta alteração da estrutura tarifária.

6. Acresce que a recuperação de encargos da parcela fixa e da parcela de acerto através de variáveis de facturação distintas promove a existência de subsidias cruzadas entre clientes. Com efeito os clientes que pagaram os valores previsionais da parcela fixa não vão ser os mesmos sobre os quais incidirão os desvios ou ajustamentos à previsão.
7. De acordo com o projecto de Decreto-Lei, este regime pode ser prolongado até que os CMEC sejam pagos (n.º 11 do artigo 5.º). Adicionalmente, o preâmbulo do projecto de Decreto-Lei refere que estas compensações não conduzem a um aumento das tarifas porque permitem a repercussão de uma forma diluída do impacto económico das tarifas por um período de XX anos. Isto significa que quando um centro electroprodutor é desvinculado antes dos XX anos, ele poderá receber o montante dos CMEC que lhe são devidos mesmo depois de ter sido desvinculado? A titularização dos CMEC é a forma de resolver estas situações?

No cálculo da parcela fixa é referido o valor *nt* como sendo o número de anos de cálculo da renda a pagar. Este número de anos corresponde ao número de anos que faltam até à cessação do CAE, com um máximo de 10 anos desde a data de extinção do CAE? Ou é o número de anos que faltam até XX?

8. Os ajustamentos trimestrais verificam-se enquanto o centro electroprodutor não for desclassificado ou, caso tal esteja previsto no CAE, até um período máximo de 10 anos após a data da cessação antecipada do respectivo CAE (alínea d) do n.º 6 do artigo 3.º). Saliente-se que a duração e a forma como são pagos os ajustes trimestrais devem ser objecto de clarificação, já que, não obstante o referido no artigo 3.º, a alínea a) do n.º 4 do artigo 6.º refere que os ajustes trimestrais estão incorporados na parcela de acerto da Tarifa UGS, cujo pagamento é por X anos (os mesmos X anos que a parcela fixa?) a partir do terceiro trimestre subsequente à data de cessação do CAE.
9. Os encargos correspondentes aos ajustamentos trimestrais positivos das compensações devidas aos produtores são os ajustes decorrentes de desvios sobre as quantidades previstas (os valores para este cálculo são os reais ou os decorrentes do Valorágua mas com parâmetros reais, de acordo com a escolha do produtor, conforme alínea d) do n.º 1 do artigo 9.º e artigos 4.º e 7.º do Anexo I), o preço de mercado previsto, os encargos variáveis previstos e as disponibilidades das centrais. Registe-se que estes ajustes são calculados durante 10 anos, mas são pagos durante os X anos, conforme alínea a) do n.º 4 do artigo 6.º (XX anos corresponde à vigência do Decreto-Lei?). Os X

anos correspondem a 10 anos? Os X anos podem ser iguais para todos os centros electroprodutores?

10. O ajustamento final verifica-se quando o final do período de actividade do centro electroprodutor ultrapasse 10 anos (tendo em conta o respectivo CAE), posteriores à cessação antecipada do CAE (ver n.º 7 do artigo 11.º e artigos 7.º e 9.º do Anexo I). O projecto de Decreto-Lei determina que o ajustamento final não tem efeitos retroactivos. Contudo, por natureza, o ajustamento final não é uma metodologia retroactiva de recuperação dos CMEC?

Não resulta clara, a razão deste ajustamento final nem da sua relação com a parcela fixa e com os ajustes trimestrais.

11. Os encargos correspondentes ao ajuste final são pagos a partir do 4.º mês do 11.º ano. Contudo, a duração deste pagamento não é explícita. Regista-se que o artigo 8.º do Anexo I se refere ao montante em cada ano relativo ao ajuste final.

12. Relativamente ao cálculo da parcela de acerto, não se compreende o significado dos encargos previstos na alínea c) do n.º 6 do artigo 5.º.

13. A globalidade das compensações pela cessação antecipada dos CMEC não pode ultrapassar um valor máximo. O Anexo VI que estipula a forma (com os parâmetros) como este montante é determinado não integra o projecto de Decreto-Lei enviado à ERSE.

## **2.5 COMENTÁRIOS ADICIONAIS**

Fazem-se adicionalmente os seguintes comentários:

1. A linguagem utilizada ao longo da proposta de Decreto-Lei é pouco rigorosa, o que conduz a inúmeras dúvidas de interpretação.
3. Os prazos de pagamento previstos aos produtores não são uniformes.
4. A neutralidade fiscal prevista devia ser considerada apenas para a REN.
5. Compete à DGGE, com base nos dados fornecidos pelo Operador de Mercado, pelo Operador de Sistema e pelos produtores determinar, no prazo máximo de 30 dias após o termo de cada período trimestral, os ajustamentos trimestrais (n.º 3 do artigo 11.º).

Estes valores têm de ser homologados pelo Ministério da Economia no prazo de 30 dias (30+30) e devem ser comunicados à ERSE para que esta os repercute nas tarifas num período até 90 dias após o termo do trimestre a que diz respeito o ajuste; isto é, a ERSE tem no máximo 30 dias para o fazer (artigos 11.º e 12.º) (15 dias se tivermos em conta os actuais estatutos da ERSE).

Este prazo é claramente insuficiente para que a ERSE efectue correctamente as suas tarefas.

6. A proposta contém diversas gralhas, nomeadamente:

- O n.º 7 do artigo 3.º remete para o n.º 7 do artigo 11.º, número este que determinaria o cálculo do ajustamento final, sendo que a determinação do cálculo do ajustamento final é tratada no n.º 8 do artigo 11.º.
- A alínea c) do n.º 7 do artigo 3.º remete para a própria alínea c).
- A alínea b) do n.º 4 do artigo 6.º faz referência ao n.º 9 do artigo 11.º (ajustamento final <0), quando está a tratar do ajustamento final > 0, logo deveria ser o n.º 8 do artigo 11.º.
- O n.º 6 do artigo 6.º remete para os artigos 2.º, 3.º e 6.º do Anexo I, uma vez que está a tratar dos valores mensais deveria ser antes 3.º (mensais da parcela fixa), 6.º (mensais do ajustamento trimestral), 9.º (mensais do ajustamento final).
- O n.º 2 do artigo 10.º remete para o Anexo VI e deveria remeter para o n.º 1 do Anexo II.
- O n.º 3 do artigo 10.º remete para o Anexo VI e deveria remeter para o n.º 2 do Anexo II.
- O artigo 11.º tem duas vezes o n.º 8.
- A alínea k) do n.º 2 do artigo 1.º do anexo refere os n.ºs 5 e 6 do artigo 4.º quando deveria ser os n.ºs 3 e 4 do artigo 4.º.
- Na alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do anexo onde se lê “nos termos do n.º 1 do artigo A1 do presente anexo”, deve-se ler “no n.º 1 do artigo 1.º do presente anexo”.
- A alínea d) do n.º 4 do artigo 2.º do anexo remete para o n.º 5 do artigo 3.º o qual não faz qualquer referência a anos. Deveria ser antes o n.º 6.
- Na alínea b) do n.º 2 do artigo 3.º do anexo em conformidade com o artigo 13.º, não deverá ser antes em conformidade com o n.º 4 do artigo 12.º, isto é, acrescido de juros?
- Alínea i) do n.º 2 do artigo 4.º do anexo onde se lê alínea k) deve ser alínea i).
- Na alínea b) do artigo 5.º do anexo refere a alínea j) do n.º 2 do artigo A1 e deveria ler-se a “alínea k) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo”.
- Nos artigos 3.º, 6.º e 9.º do anexo utilizou-se a mesma nomenclatura ( $A_t$ ) significando variáveis diferentes.
- Na alínea b) do n.º 2 do artigo 6.º do anexo onde se lê “alínea a) do n.º 6 do artigo 5.º do presente anexo, em conformidade com o artigo 13.º” deveria ler-se alínea a) do n.º 6 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º.

- No n.º 1 do artigo 7.º do anexo falta a palavra ano antes do 11.º.
- Na alínea b) do n.º 2 do artigo 9.º do anexo onde se lê “alínea a) do n.º 6 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 13.º”deveria ler-se “alínea d) do n.º 6 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º”.
- A forma de cálculo do ajustamento final não é clara, já que o somatório não tem qualquer valor no numerador e no denominador.