

PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS

Declaração de Rectificação n.º 1-A/2005

Para os devidos efeitos se declara que o Decreto-Lei n.º 240/2004, publicado no *Diário da República*, 1.ª série, n.º 301, de 27 de Dezembro de 2004, cujo original se encontra arquivado nesta Secretaria-Geral, saiu com as seguintes inexactidões, pelo que se rectificam:

1 — No terceiro parágrafo do preâmbulo, onde se lê «Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho» deve ler-se «Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003».

2 — No quarto parágrafo do preâmbulo, onde se lê «e, mais recentemente, o acordo celebrado em 1 de Outubro de 2004», deve ler-se «e, mais recentemente, no acordo celebrado em 1 de Outubro de 2004».

3 — No penúltimo parágrafo do preâmbulo, onde se lê «Foram ouvidos a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Autoridade da Concorrência (AC)», deve ler-se «Foram ouvidas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Autoridade da Concorrência (AC)».

4 — No n.º 1 do artigo 1.º, onde se lê «adiante designados por produtores» deve ler-se «adiante designadas por ‘produtores’».

5 — No n.º 7 do artigo 3.º, onde se lê «adiante designado ‘período II’» deve ler-se «adiante designado por ‘período II’».

6 — No n.º 5 do artigo 11.º, onde se lê «Caso o resultado da comparação prevista no n.º 3 do presente artigo a DGGE apure uma diferença positiva que não seja devidamente justificada pelo produtor,» deve ler-se «Caso em resultado da comparação prevista no n.º 3 do presente artigo a DGGE apure uma diferença positiva que não seja devidamente justificada pelo produtor.».

7 — No n.º 10 do artigo 11.º, onde se lê «de forma que a ERSE efectue a respectiva reversão» deve ler-se «de forma a que a ERSE efectue a respectiva reversão».

8 — No n.º 4 do artigo 12.º, onde se lê «acrescidas de juros calculados à taxa referida subalínea i) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º» deve ler-se «acrescidas de juros calculados à taxa referida na subalínea i) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º.».

9 — Na expressão do n.º 1 do artigo 1.º do anexo I, onde se lê:

$$\langle CP_k = \sum_{i=1}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} - \frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \rangle$$

deve ler-se:

$$\langle CP_k = \sum_{i=1}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} - \frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \rangle$$

10 — Na expressão do n.º 1 do artigo 4.º do anexo I, onde se lê:

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

deve ler-se:

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

11 — Na expressão do n.º 1 do artigo 7.º do anexo I, onde se lê:

$$\begin{aligned} \langle AF_k = & \left[\sum_{i=1}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (km_k - kp_k) \right] + \\ & + \sum_{i=1}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \right) - \\ & - \sum_{i=1}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VTF_{kimh} \times PTF_{mh}) - VTF_{ki} \times EVTF_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{11}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right) \rangle \end{aligned}$$

deve ler-se:

$$\begin{aligned} \langle AF_k = & \left[\sum_{i=1}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (km_k - kp_k) \right] + \\ & + \sum_{i=1}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \right) - \\ & - \sum_{i=1}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VTF_{kimh} \times PTF_{mh}) - VTF_{ki} \times EVTF_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{11}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right) \rangle \end{aligned}$$

12 — No n.º 1 do artigo 8.º do anexo I, onde se lê «o montante do pagamento referente ao ajustamento final» deve ler-se «o montante AF_i do pagamento referente ao ajustamento final».

13 — No n.º 1 do anexo III, onde se lê «valor médio anual de € 36/MWh» deve ler-se «valor médio anual de € 36 por megawatts-hora».

14 — No n.º 2 do anexo v, onde se lê «nos termos da alínea i) do artigo 1.º do anexo I,» deve ler-se «nos termos da alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do anexo I,».

15 — Na quinta coluna da tabela constante do n.º 2 do anexo v, onde se lê «Termo Variável (€/10 m N) e Termo Fixo (€/10 m N)» deve ler-se «Termo Variável (€/10³ m³ N) e Termo Fixo (€/10³ m³ N)».

A seguir se republica o texto do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro:

Decreto-Lei n.º 240/2004

de 27 de Dezembro

As bases de organização e os princípios reguladores do exercício das actividades que integram o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) encontram-se actualmente

estabelecidos nos Decretos-Leis n.ºs 182/95, 183/95, 184/95 e 185/95, todos de 27 de Julho, diplomas que foram já objecto de várias alterações.

Porém, essas bases e princípios devem continuar a evoluir no sentido de adequar a estrutura do SEN e orientar a sua forma de funcionamento para um regime de mercado eficiente, livre e concorrencial, em conformidade com as directrizes já estabelecidas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

Essa evolução depende da transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da electricidade.

Por outro lado, importa dar consagração legal aos princípios estabelecidos no Protocolo de Colaboração e no Acordo para a Constituição de Um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), celebrados entre Portugal e Espanha, respectivamente em 14 de Novembro de 2001 e 20 de Janeiro de 2004, este último aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, ambos de 20 de Abril, e, mais recentemente, no acordo celebrado em 1 de Outubro de 2004, no âmbito da Cimeira Luso-Espanhola realizada em Santiago de Compostela.

No contexto do desenvolvimento daquelas regras e princípios, foram identificados alguns aspectos legislativos e administrativos que importa harmonizar, tendo em vista a desejável convergência dos sistemas eléctricos, em particular entre os dois países ibéricos. Um desses aspectos consiste na introdução de alterações significativas no domínio da gestão dos centros electroprodutores nacionais em virtude da cessação da relação comercial com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT).

Com efeito, no actual modelo organizacional do SEN, os produtores englobados no Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), adiante designados por produtores, mantêm uma relação comercial exclusiva com a entidade concessionária da RNT. Essa relação comercial é substanciada em contratos de vinculação de longo prazo, designados por contratos de aquisição de energia (CAE), nos quais são reconhecidos tanto os proveitos expectáveis dos produtores como as compensações a que as partes têm direito em caso de incumprimento, alteração ou rescisão por motivos que não lhes sejam imputáveis.

Contudo, o estabelecimento das regras comuns para o mercado interno de electricidade e a construção do MIBEL obrigam a alterar, de forma substancial, a relação comercial entre a entidade concessionária da RNT e os produtores que operam no SEP, impondo-se a estes últimos a transição do actual sistema de relação comercial exclusiva para um novo modelo concorrencial em que as transacções comerciais entre agentes de mercado são realizadas quer em torno de um mercado organizado quer mediante recurso a formas de contratação bilateral.

A introdução deste novo modelo de relação comercial dos produtores de energia eléctrica com outros agentes de mercado implica a cessação antecipada dos CAE, com a consequente afectação da base contratual que estes contratos proporcionavam a ambas as partes.

Nestes termos e em execução do disposto no artigo 13.º do citado Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o presente diploma vem, ao abrigo da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de

29 de Outubro, 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.

O presente diploma vem, assim, atribuir a um dos titulares dos CAE, entidade concessionária da RNT ou produtores, o direito ao recebimento, mediante um mecanismo de repercussão universal nas tarifas eléctricas, de compensações pela cessação antecipada destes contratos, estabelecendo-se ainda a metodologia de determinação do montante dessas compensações, bem como as formas e o momento do seu pagamento e os efeitos de eventuais faltas de pagamento.

A solução legal consagrada no presente diploma visa possibilitar que o processo de cessação antecipada dos CAE e a atribuição das correspondentes compensações seja favorável para os consumidores, quer porque viabiliza a liberalização e o aumento da concorrência no sector eléctrico, quer porque os custos com a compensação dos produtores têm por contrapartida a cessação dos custos inerentes aos CAE quer ainda por a repercussão dos primeiros na tarifa se efectuar de forma diluída, por um período previsto de 23 anos, de modo a tutelar adequadamente os direitos e os interesses económicos dos consumidores de energia eléctrica.

Acresce que a solução mais eficiente para reduzir o impacto económico associado ao pagamento das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE no âmbito deste processo de liberalização do mercado consiste no recurso facultativo a operações de titularização, pelo que se definiram algumas regras especiais aplicáveis à realização de eventuais operações dessa natureza dos direitos de crédito conferidos no presente diploma, sendo essas regras, bem como as compensações que venham a ser atribuídas aos produtores, intangíveis, de harmonia com o princípio da confiança legítima.

Foram ouvidas a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Autoridade da Concorrência (AC).

Assim:

No uso da autorização legislativa concedida pelos artigos 1.º, 2.º e 3.º da Lei n.º 52/2004, de 29 de Outubro, e nos termos das alíneas *a)* e *b)* do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

CAPÍTULO I

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Artigo 1.º

Objecto e âmbito

1 — O presente diploma estabelece as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia eléctrica que abastecem o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), adiante designadas por «produtores».

2 — Para efeitos do número anterior, o presente diploma procede à atribuição, a um dos contraentes dos CAE, do direito a uma compensação em virtude da cessação antecipada destes contratos, à definição da metodologia de determinação do respectivo montante,

das formas e momento do seu pagamento, dos efeitos de eventuais faltas de pagamento, da sua repercussão nas tarifas eléctricas e ao estabelecimento das regras especiais aplicáveis à possível titularização dos direitos respeitantes ao seu recebimento.

Artigo 2.º

Cessação dos CAE e atribuição do direito a compensação

1 — Os CAE celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores são objecto de cessação antecipada nos termos previstos no presente diploma, a qual apenas produz efeitos após a verificação das circunstâncias previstas nos n.ºs 2 e 3 do artigo 9.º, no n.º 4 do artigo 10.º e no artigo 14.º, e em conformidade com os termos e condições previstos no respectivo acordo de cessação que venha a ser celebrado nos termos estabelecidos nos artigos 9.º e 10.º

2 — A cessação de cada CAE confere a um dos seus contraentes, entidade concessionária da RNT ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária, designada por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), destinada a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respectivo CAE, e a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

3 — A mora de qualquer entidade no pagamento pontual dos montantes dos CMEC e demais encargos previstos nos n.ºs 4 a 6 do artigo 5.º, incluindo no pagamento ao titular do direito ao recebimento desses montantes, constitui a parte faltosa no dever de pagar juros moratórios à taxa legal supletiva dos juros comerciais ou à taxa de juro prevista na alínea *b*) do n.º 4 do artigo 5.º, consoante a que seja mais elevada, sem prejuízo de indemnização pelos prejuízos causados.

4 — Um produtor ao qual tenha sido atribuído o direito a compensação pela cessação antecipada dos CAE pode ser obrigado a entregar um montante financeiramente equivalente à totalidade ou a parte do montante da compensação remanescente atribuída mediante decisão do membro do Governo responsável pela área de energia que fixe os termos e as condições para o respectivo pagamento, ouvida a Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE) e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), caso se verifique qualquer das seguintes situações relativas a esse contraente do CAE:

- a) Perda da licença de produção relativa ao centro electroprodutor correspondente;
- b) Incumprimento doloso, por acção ou omissão, dos deveres estabelecidos no acordo de cessação, caso o produtor não sane esse incumprimento no prazo de 60 dias após recepção da competente notificação da entidade concessionária da RNT ou não evidencie que durante esse período iniciou as diligências necessárias para sanar a situação;
- c) Declaração de insolvência do produtor.

5 — No caso previsto na alínea *c*) do número anterior, o valor pago pelo produtor deve ser revertido para a tarifa de uso global do sistema (tarifa UGS), nos termos do n.º 6 do artigo 5.º, sendo o seu pagamento feito

com prioridade em relação a qualquer outra dívida que integre a massa insolvente do produtor.

6 — O disposto nos n.ºs 4 e 5 do presente artigo não prejudica o direito à compensação pela cessação antecipada dos CAE nem a continuidade da cobrança através da tarifa UGS e entrega ao respectivo titular dos montantes dos CMEC e demais encargos previstos nos n.ºs 4 a 6 do artigo 5.º, mesmo no caso de cessão do direito ao recebimento desses montantes, nos termos previstos no presente diploma.

Artigo 3.º

Determinação do montante dos CMEC e dos respectivos ajustamentos

1 — O montante bruto da compensação determinado para cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do respectivo CAE corresponde à diferença entre o valor do CAE, calculado à data da sua cessação antecipada de acordo com a alínea *a*) do n.º 1 do artigo 4.º, e as receitas expectáveis em regime de mercado, deduzidas dos correspondentes encargos variáveis de exploração, uns e outros reportados àquela mesma data.

2 — O montante compensatório afecto a cada centro electroprodutor deve ser calculado de acordo com os n.ºs 1 e 2 do artigo 1.º do anexo I do presente diploma, do qual faz parte integrante, tendo em consideração a especificidade do respectivo CAE e dos meios de produção envolvidos.

3 — O cálculo efectuado nos termos dos números anteriores pode conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores, sendo estes, em tal caso, designados por CMEC positivos, ou à determinação de montantes devidos pelos produtores à entidade concessionária da RNT, caso em que são designados por CMEC negativos.

4 — O montante global bruto dos CMEC respeitantes ao conjunto dos CAE afectos a cada produtor é calculado nos termos do n.º 4 do artigo 1.º do anexo I do presente diploma, havendo sempre lugar à realização de compensação entre os montantes dos CMEC positivos e negativos determinados em relação a cada CAE, na data da respectiva cessação antecipada.

5 — Os montantes dos CMEC determinados nos termos do presente diploma são susceptíveis de ajustamentos anuais e de um ajustamento final, de forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

6 — Os ajustamentos anuais aos montantes dos CMEC são efectuados nos termos previstos nos n.ºs 1 a 11 do artigo 11.º, com observância das seguintes regras:

- a) Os ajustamentos devem respeitar a formulação constante dos artigos 4.º a 6.º do anexo I do presente diploma;
- b) Para efeitos da alínea anterior, a produção de energia eléctrica a considerar deve ser determinada com base no modelo Valorágua, de acordo com o anexo IV do presente diploma, do qual faz parte integrante;
- c) Os ajustamentos podem conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores, sendo estes, em tal caso, designados por ajustamentos positivos, ou à determinação de montantes devidos pelo produtor à entidade concessionária da RNT, caso em que são designados por ajustamentos negativos;
- d) Os ajustamentos são efectuados durante um prazo correspondente ao período de actividade

de cada centro electroprodutor previsto no respectivo CAE ou ao período de actividade decorrido até à data de desclassificação antecipada do centro electroprodutor nos termos da alínea seguinte, consoante a situação que ocorra em primeiro lugar e tendo como limite um período de 10 anos após a data de cessação antecipada do CAE;

- e) A desclassificação antecipada do centro electroprodutor referida na alínea anterior carece de autorização prévia da DGGE, ouvida a ERSE e a entidade concessionária da RNT.

7 — Quando, nos termos do CAE aplicável, o termo do período de actividade do centro electroprodutor nele estabelecido ultrapasse um período correspondente aos 10 anos posteriores à cessação antecipada desse contrato, sendo esse intervalo temporal adiante designado por «período II», o montante dos CMEC remanescentes é objecto de um ajustamento final sem efeitos retroactivos, com observância das seguintes regras:

- a) O valor do ajustamento final é determinado em função da diferença verificada entre o montante da compensação relativa ao período II, calculado à data da cessação antecipada do respectivo CAE, e o valor da compensação relativa ao mesmo período, calculado no final do 10.º ano subsequente à data da cessação desse contrato;
- b) Para efeitos da alínea anterior, o valor da compensação calculado no final do 10.º ano deve ser determinado mediante a utilização da metodologia de cálculo prevista na alínea seguinte;
- c) O cálculo do valor do ajustamento final é efectuado nos termos do n.º 12 do artigo 11.º, com base na formulação constante dos artigos 7.º e 8.º do anexo I do presente diploma, aplicando-se também, com as devidas adaptações, o regime previsto nas alíneas b) e c) do número anterior.

Artigo 4.º

Parâmetros e metodologia de cálculo dos CMEC

1 — Os parâmetros de base a utilizar no cálculo dos CMEC devidos às partes contraentes dos CAE pela cessação antecipada destes contratos, no âmbito das disposições estabelecidas no artigo 3.º e do procedimento previsto no artigo 9.º, são definidos, para cada centro electroprodutor, nos termos seguintes:

- a) O valor do CAE, reportado à data prevista para a sua cessação antecipada, calculado de acordo com as disposições nele prescritas, tem em consideração o seguinte:
- i) Para todos os centros electroprodutores, o valor do CAE inclui a amortização e remuneração implícita ou explícita no CAE do activo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respectivo contrato, devidamente autorizados e contabilizados;
- ii) Para todos os centros electroprodutores, o valor do CAE inclui ainda os encargos fixos de exploração, nomeadamente os encargos fixos de operação e manutenção correntes e a remuneração do *stock* de

combustível e outros que se encontrem explicitamente definidos no CAE;

- iii) Para o caso específico dos centros electroprodutores do Pego e de Sines, definidos no n.º 1 do anexo II, o valor do CAE respectivo deve ainda incluir a remuneração e amortização dos investimentos, devidamente autorizados pela DGGE, ouvida a ERSE, relativos ao cumprimento dos limites de emissão respeitantes às grandes instalações de combustão estabelecidos na Directiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro;
- iv) A actualização dos montantes anuais referidos nas subalíneas i), ii) e iii) da presente alínea é efectuada, para cada produtor, à taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada dos CAE por força do presente diploma, à taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer delas acrescida de 0,25 pontos percentuais;
- v) Os parâmetros referidos nas subalíneas i), ii) e iii) da presente alínea devem ser ponderados pelos factores de correcção relativos à disponibilidade de cada centro electroprodutor, segundo as disposições previstas no respectivo CAE;
- vi) Os encargos fixos de exploração incluem, no caso de o produtor escolher a opção de arrendamento, os custos resultantes dos contratos de arrendamento de terrenos afectos ao centro electroprodutor e às suas instalações de apoio, de acordo com o disposto na Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro;
- vii) 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;
- b) Receitas expectáveis em regime de mercado, obtidas pela multiplicação da produtividade estimada do centro electroprodutor, nos termos definidos no anexo IV, por um preço de referência de mercado, com um valor médio anual de € 36/MWh, que inclui a garantia de potência e os serviços de sistema, sendo o preço e a produtividade diferenciados por postos horários, conforme definido no anexo III;
- c) Encargos expectáveis de exploração, nomeadamente os custos variáveis de operação e manutenção do centro electroprodutor e os encargos

com aquisição de combustível, calculados para um período compreendido entre a data de cessação antecipada do CAE e a data prevista para o fim do mesmo, nos termos estabelecidos no respectivo clausulado e de acordo com as seguintes disposições:

- i) Para todos os centros electroprodutores, os encargos variáveis de exploração são calculados com base nos valores anuais correspondentes definidos em cada CAE;
- ii) Relativamente aos centros electroprodutores termoeléctricos, os encargos de combustível são calculados com base no disposto nos n.ºs 1 e 2 do anexo v;
- iii) Os encargos de combustíveis referidos na alínea anterior reflectem os preços médios Cost Insurance and Freight (CIF) fronteira, devendo ser corrigidos de forma a reflectirem os preços de entrega no centro electroprodutor, por adição dos custos de transporte e de outros custos inerentes à entrega do combustível no centro electroprodutor, de acordo com as disposições definidas no respectivo CAE e no n.º 3 do anexo v.

2 — As receitas e os encargos de exploração expectáveis em regime de mercado são actualizados à data da cessação antecipada do CAE, devendo ser considerada, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado de dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação ou, se se verificar um desfazamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada dos CAE por força do presente diploma, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer delas acrescida de 0,25 pontos percentuais.

3 — Para os efeitos do presente diploma, entende-se por taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa a taxa de rendimento de mercado das obrigações do Tesouro ou, na ausência destas, de instrumentos de risco equivalentes transaccionados no mercado de capitais, com maturidade residual mais próxima da vida média remanescente dos CAE de cada produtor.

Artigo 5.º

Mecanismo de repercussão dos CMEC nas tarifas

1 — Nos termos previstos no presente diploma, é reconhecido ao produtor o direito a receber o montante correspondente ao valor dos CMEC positivos e dos ajustamentos anuais e do ajustamento final positivos, nos termos dos artigos 2.º a 4.º, bem como o montante correspondente ao valor dos outros encargos identificados nos n.ºs 4 e 5 do presente artigo.

2 — Os montantes referidos no número anterior são repercutidos pela totalidade dos consumidores de energia eléctrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar como componentes permanentes da tarifa UGS, através de uma parcela fixa e de uma parcela de acerto, nos termos definidos nos n.ºs 4 e 5 do presente artigo.

3 — No caso de a cessação dos CAE relativos a um produtor conferir à entidade concessionária da RNT

o direito a compensações correspondentes a CMEC negativos ou a ajustamentos anuais ou ajustamento final negativos, os respectivos montantes pagos por cada produtor devem ser repercutidos para posterior redução da tarifa UGS, nos termos definidos no n.º 6 do presente artigo, de forma a garantir uma repartição equitativa entre todos os consumidores do sistema eléctrico.

4 — Para os efeitos dos n.ºs 1 e 2 do presente artigo, os encargos seguintes são integrados na tarifa UGS, durante o período indicado no n.º 8 do presente artigo, sob a designação de parcela fixa, sendo calculados de acordo com o disposto nos artigos 2.º e 3.º do anexo I:

- a) Os encargos correspondentes aos montantes de CMEC positivos devidos aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos definidos nos artigos 3.º e 4.º;
- b) O encargo correspondente à incidência da menor das seguintes taxas sobre os montantes em dívida a que se refere a alínea anterior:

- 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 de acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 7.º, a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados em cada operação de titularização dos activos referidos na alínea anterior, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização;

- iii) A taxa de juro a que se refere a subalínea anterior é sempre aplicável a partir da data de conclusão da respectiva operação de titularização, com o deferimento da autorização prevista na alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º e mantém-se aplicável durante todo o período de vigência de cada operação de titularização;

- c) Os valores correspondentes aos ajustamentos a efectuar aos montantes a que se referem as alíneas anteriores, tendo em vista compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação desses montantes através da parcela fixa, nos termos previstos no artigo 12.º

5 — Iguamente para os efeitos dos n.ºs 1 e 2 do presente artigo, a tarifa UGS integra, através da componente designada por parcela de acerto, a qual é calculada nos termos do artigo 6.º do anexo I:

- a) Os encargos correspondentes aos ajustamentos anuais positivos das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 6 do artigo 3.º;
- b) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais

positivos referidos na alínea anterior, calculados nos termos do artigo 5.º do anexo i;

- c) Os encargos correspondentes ao ajustamento final positivo das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 7 do artigo 3.º;
- d) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida do ajustamento final positivo referido na alínea anterior, calculados, com as devidas adaptações, nos termos da alínea b) do n.º 4 do presente artigo;
- e) Os valores correspondentes aos ajustamentos a efectuar aos montantes a que se referem as alíneas anteriores, tendo em vista compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação desses montantes através da parcela de acerto, nos termos previstos no artigo 12.º

6 — Para os efeitos do n.º 3 do presente artigo, os montantes seguintes são revertidos na tarifa UGS, não sendo permitida, em qualquer caso, a compensação entre estes montantes e aqueles que integrem a parcela fixa e a parcela de acerto:

- a) Os valores correspondentes aos montantes dos CMEC negativos devidos e pagos pelos produtores à entidade concessionária da RNT pela cessação antecipada dos CAE, nos termos definidos no artigo 3.º;
- b) Os encargos correspondentes à incidência sobre os montantes dos CMEC negativos da taxa de juro definida segundo o disposto na alínea b) do n.º 4 do presente artigo;
- c) Os ajustamentos anuais negativos das compensações devidas e pagas pelos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período referido no n.º 6 do artigo 3.º;
- d) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais negativos referidos na alínea anterior, calculados nos termos do artigo 5.º do anexo i;
- e) O ajustamento final negativo das compensações devidas e pagas pelos produtores pela cessação antecipada dos CAE, nos termos e durante o período previsto no n.º 7 do artigo 3.º;
- f) Os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida do ajustamento final negativo referido na alínea anterior, calculados, com as devidas adaptações, nos termos da alínea b) do n.º 4 do presente artigo;
- g) Os encargos correspondentes aos montantes pagos por cada produtor nos termos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 2.º

7 — Os valores dos encargos a que se referem os n.ºs 4 e 5 do presente artigo são calculados com uma periodicidade anual, para repercussão na tarifa UGS a partir do dia seguinte à cessação antecipada dos CAE, devendo a ERSE, no caso de um produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante dos CMEC ou de demais encargos previstos no n.º 4 do presente artigo, proceder, até ao 5.º dia útil posterior à data de conclusão da operação de titularização, à revisão do valor da parcela fixa para repercussão da taxa de juro prevista na subalínea ii) da alínea b) do referido n.º 4 do presente artigo, bem como assegurar que a cobrança aos consumidores do novo

valor daquela parcela se inicie a partir do 20.º dia útil posterior à referida data de conclusão.

8 — A parcela fixa e a parcela de acerto são sempre incluídas na tarifa UGS, de forma diferenciada por produtor, durante um período vigente desde a data de cessação antecipada dos CAE até à data de cessação originalmente prevista para o CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados para cada produtor, estando os valores recebidos em pagamento daquelas parcelas afectos exclusivamente ao pagamento dos montantes totais dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do presente artigo, pelo que não respondem, nomeadamente, por outras dívidas de quaisquer entidades compreendidas na cadeia de facturação do sector eléctrico ou dos respectivos depositários, e estando sujeitos a adequada descrição contabilística e depósito segregados nessas entidades e nos respectivos depositários.

9 — Caso se verifique que, no final do período referido no número anterior, não se encontram recuperados pelos produtores ou pelos respectivos cessionários, entendendo-se por cessionários, para os efeitos do presente diploma, as entidades às quais seja cedido o direito ao recebimento, através da tarifa UGS, de montantes correspondentes aos CMEC ou a demais encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, ou revertidos na tarifa UGS os montantes globais dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.ºs 4 a 6 do presente artigo, o regime estabelecido no presente diploma aplica-se até que o montante dos CMEC e daqueles encargos que se encontre ainda em dívida seja integralmente pago.

10 — A tarifa UGS deve adoptar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo dependente da potência contratada pelo consumidor e outro variável, dependente da energia consumida, sendo os encargos que integram a parcela fixa e a parcela de acerto inter-nalizados no termo fixo da tarifa.

11 — Para o efeito da fixação tarifária anual da parcela fixa e da parcela de acerto, a entidade concessionária da RNT e as entidades que desenvolvam a actividade de distribuição de energia eléctrica devem disponibilizar à ERSE, com a antecedência mínima de 90 dias em relação ao final de cada ano civil, a estimativa da potência contratada para o período anual subsequente.

12 — A ERSE deve, no âmbito das suas competências legais, fixar, em conformidade com o disposto no presente diploma, e publicar os valores da parcela fixa e da parcela de acerto para cada ano civil, considerando as especificidades do ano inicial e do ano final, em que este período poderá ser inferior a 12 meses, bem como adoptar as medidas necessárias para assegurar, a todo o tempo, a observância do disposto no presente artigo, devendo, nomeadamente, aprovar, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente diploma, a regulamentação necessária para esse efeito.

Artigo 6.º

Facturação e cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto

1 — A parcela fixa e a parcela de acerto são facturadas e cobradas pelas entidades responsáveis pelo transporte, distribuição ou comercialização de energia eléctrica aos consumidores para entrega a cada produtor ou aos respectivos cessionários pela entidade concessionária da RNT, devendo cada uma das entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico até ao consumidor final

repercutir o valor da parcela fixa e da parcela de acerto a entregar ao produtor ou aos respectivos cessionários.

2 — As entidades que desenvolvam a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica devem comunicar à ERSE, no 3.º dia útil de cada mês, o valor da potência contratada, o número de clientes e o montante pecuniário relativo à tarifa UGS, incluindo, de forma discriminada, o montante relativo à parcela fixa e à parcela de acerto que tenha sido facturado por aquelas entidades durante o mês imediatamente anterior.

3 — Com base na informação disponibilizada nos termos do número anterior e de acordo com as regras previstas no presente diploma, a ERSE deve comunicar à entidade concessionária da RNT e a cada produtor ou aos respectivos cessionários, no 3.º dia útil seguinte à recepção daquela informação, os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto que foram facturados aos consumidores de electricidade, com indicação discriminada, respectivamente, dos montantes a facturar pela entidade concessionária da RNT às entidades que desenvolvam a actividade de distribuição de energia eléctrica e do montante a facturar por cada produtor ou pelos respectivos cessionários à entidade concessionária da RNT.

4 — A entidade concessionária da RNT é responsável pela facturação e cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto para entrega ao produtor ou aos respectivos cessionários, nos seguintes termos:

- a) No dia útil subsequente à recepção de factura emitida pelo produtor ou pelos respectivos cessionários do montante correspondente ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto, a entidade concessionária da RNT deve proceder à emissão e entrega de factura relativa ao montante da parcela fixa e da parcela de acerto à subsequente entidade da cadeia de facturação do sistema eléctrico;
- b) No prazo de oito dias úteis após a entrega da factura por si emitida a que se refere a alínea anterior, a entidade concessionária da RNT deve efectuar a cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto a fim de proceder à sua entrega a cada produtor ou aos respectivos cessionários no dia útil seguinte à respectiva cobrança, devendo simultaneamente entregar os montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto cobrados aos consumidores de energia eléctrica com os quais tenha uma relação directa.

5 — As entidades que desenvolvam a actividade de distribuição ou comercialização de energia eléctrica devem entregar à entidade concessionária da RNT, no prazo de oito dias úteis após a recepção da respectiva factura, os montantes correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto.

6 — Para assegurar o cumprimento das obrigações pecuniárias previstas no presente artigo, as entidades que desenvolvam a actividade de comercialização de energia eléctrica devem prestar, manter e, se necessário, substituir ou reforçar, a favor da entidade concessionária da RNT, garantia idónea, nas modalidades a definir por regulamento da ERSE que assegure permanentemente o integral cumprimento daquelas obrigações por um período não inferior a 60 dias.

7 — O pagamento mensal ao produtor, ou aos respectivos cessionários, do montante correspondente à

parcela fixa deve ser realizado desde a data de cessação de cada CAE e durante um período diferenciado por produtor, vigente até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º, sendo o valor dessa parcela ajustado em conformidade com o disposto no n.º 4 do artigo 12.º

8 — A imputação do pagamento mensal dos montantes correspondentes à parcela fixa e à parcela de acerto pelas entidades a que se refere o n.º 1 do presente artigo e pelos consumidores deve ser realizada prioritariamente em relação aos pagamentos quer dos demais encargos com o uso global do sistema que integrem a tarifa UGS quer dos encargos integrados em quaisquer outras tarifas eléctricas.

9 — A partir da data de cessação antecipada de cada CAE e durante um período diferenciado por produtor, vigente até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º, cada um deles é responsável pelo pagamento mensal à entidade concessionária da RNT das quantias mensais referentes aos CMEC negativos e aos restantes encargos previstos no n.º 6 do artigo 5.º para sua posterior reversão na tarifa UGS.

10 — Sempre que qualquer das entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico não cumpra as obrigações relativas à facturação, cobrança ou entrega da parcela fixa ou da parcela de acerto ou se encontre em situação de insolvência, o produtor ou os respectivos cessionários têm a faculdade de, processual ou extraprocessualmente, exigir directamente à entidade faltosa o cumprimento, perante si, das obrigações em falta, sendo-lhe nomeadamente reconhecida legitimidade processual para o efeito.

11 — Compete à ERSE garantir a observância do disposto no presente artigo, devendo, nomeadamente, assegurar que os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto são sempre repercutidos na facturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico.

12 — No caso de insolvência de qualquer das entidades aludidas no n.º 1 do presente artigo, a DGGE, ouvida, em 10 dias, a ERSE, deve adoptar, em prazo não superior a 30 dias, as medidas necessárias para que a facturação e a cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto da tarifa UGS continuem a ser realizadas ininterruptamente de forma a assegurar o pagamento contínuo dos montantes dos CMEC e dos demais encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º

Artigo 7.º

Transmissibilidade do direito ao recebimento da parcela fixa e da parcela de acerto

1 — O produtor pode ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito a receber através da tarifa UGS os montantes relativos ao pagamento dos encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, inclusivamente para efeitos de titularização, sem necessidade de notificação ou aceitação por qualquer entidade ou pessoa, excepto no que respeita à obtenção das autorizações estabelecidas no número seguinte.

2 — Compete ao membro do Governo responsável pela área de energia aprovar, por despacho a publicar no *Diário da República*:

- a) Previamente à cessação antecipada dos CAE, o valor estimado da taxa de juro prevista na

subalínea *ii*) da alínea *b*) do n.º 4 do artigo 5.º, com base na estimativa apresentada pelo produtor utilizando dados de mercado;

- b) Na data de conclusão da respectiva operação de titularização, o valor efectivo da taxa prevista na subalínea *ii*) da alínea *b*) do n.º 4 do artigo 5.º, com indicação dos elementos considerados para o respectivo cálculo, nomeadamente, quando aplicável, as taxas de juro relativas a cada série de obrigações.

3 — Qualquer montante recebido por um produtor de terceiras entidades às quais ceda, incluindo para efeitos de titularização, o direito ao recebimento através da tarifa UGS dos montantes correspondentes aos CMEC ou aos restantes encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, consubstancia adiantamento desses montantes para o produtor, não prejudicando a natureza de cessão plena dos direitos de crédito.

4 — No caso de cessão para efeitos de titularização do direito ao recebimento dos montantes previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, os respectivos cessionários não são considerados para qualquer efeito como entidades intervenientes no sistema eléctrico, mas beneficiam do regime previsto no presente diploma para tutela dos direitos do produtor, nomeadamente no que respeita à facturação e cobrança dos créditos cedidos e à entrega dos montantes cobrados através da tarifa UGS que continuam a ser asseguradas, nos termos e no âmbito das competências definidas no presente diploma, pelas entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º

5 — Em caso de insolvência de quaisquer entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º ou dos respectivos depositários, os montantes que estiverem na sua posse decorrentes de pagamentos relativos à parcela fixa e à parcela de acerto não integram a respectiva massa insolvente.

6 — Para efeitos do número anterior, compete à ERSE proceder, no mais curto prazo possível, à determinação dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto recebidos pelas entidades referidas no n.º 1 do artigo 6.º ou pelos respectivos depositários para sua entrega imediata ao produtor ou aos respectivos cessionários.

7 — Após o pagamento integral das quantias devidas no âmbito de operações de titularização do direito ao recebimento dos montantes previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, o remanescente de cada património autónomo relevante dos veículos de titularização utilizados reverte para o respectivo cedente ou para a entidade para a qual seja transferido o direito a receber esse remanescente.

Artigo 8.º

Neutralidade fiscal

As compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE apenas são incluídas na matéria colectável dos produtores no momento em que os montantes dos CMEC e dos restantes encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º sejam recuperados pelas tarifas, nos termos estabelecidos nos artigos 5.º e 6.º

CAPÍTULO II

Procedimento para a cessação antecipada dos CAE

Artigo 9.º

Procedimento para a cessação antecipada dos CAE

1 — A entidade concessionária da RNT e os produtores celebram um acordo de cessação para cada centro

electroprodutor térmico ou para cada conjunto de centros electroprodutores pertencentes à mesma unidade de produção hídrica, conforme aplicável, nos termos enunciados no artigo seguinte, no prazo máximo de 30 dias após a entrada em vigor do presente diploma.

2 — Os acordos de cessação referidos no número anterior ficam sujeitos a aprovação por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a publicar no *Diário da República*, mediante requerimento a apresentar pelas respectivas partes.

3 — Se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração do acordo de cessação de cada CAE e a sua cessação antecipada por força do presente diploma, fica esta cessação ainda dependente da aprovação, por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a publicar no *Diário da República*, da adenda àquele acordo prevista no n.º 2 do artigo 10.º, mediante requerimento a apresentar pelas respectivas partes.

Artigo 10.º

Acordo de cessação

1 — Os acordos de cessação, previstos nos artigos 2.º e 9.º, devem obrigatoriamente conter os seguintes elementos:

- A concretização dos direitos e os deveres que para as partes resultam do presente diploma;
- O montante das compensações devidas à entidade concessionária da RNT ou ao produtor, calculado nos termos previstos no presente diploma, bem como os parâmetros utilizados no respectivo cálculo;
- O montante máximo de compensações devidas pela cessação antecipada de cada CAE, de acordo com o disposto no artigo 13.º;
- As condições dos ajustamentos anuais e do ajustamento final dos montantes das compensações constantes dos n.ºs 6 e 7 do artigo 3.º e do artigo 11.º;
- Os termos e condições de pagamento das compensações nos termos definidos no presente diploma, bem como a previsão que o direito conferido aos produtores, nos termos do n.º 1 do artigo 5.º, possa ser cedido para efeitos de titularização;
- A sujeição a arbitragem dos litígios que se suscitarem entre as partes do acordo de cessação em relação à interpretação ou execução do disposto no presente diploma.

2 — Se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração de um acordo de cessação e a cessação antecipada do CAE por força do presente diploma, os contraentes devem realizar uma adenda ao acordo de cessação que contenha o montante das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE, actualizado à taxa aplicável nos termos da subalínea *iv*) da alínea *a*) do n.º 1 do artigo 4.º, e o montante máximo daquelas compensações actualizado nos termos do n.º 2 do artigo 13.º

3 — A cada CAE de um centro electroprodutor térmico corresponde um acordo de cessação e ao conjunto de CAE de centros electroprodutores pertencentes a uma mesma unidade de produção hídrica corresponde igualmente um acordo de cessação.

4 — Os acordos de cessação apenas podem iniciar a produção dos seus efeitos quando entrar em funcio-

namento o mercado organizado a que alude o artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, em condições que assegurem aos produtores a venda da energia eléctrica produzida.

CAPÍTULO III

Mecanismo de revisibilidade

Artigo 11.º

Condições de revisibilidade das compensações

1 — Os montantes das compensações devidas às partes contraentes dos CAE pela sua cessação antecipada são ajustados nos termos dos números seguintes.

2 — Compete à DGGE, ouvida a ERSE, com base nos dados fornecidos pela entidade concessionária da RNT, pelas entidades que desenvolvam a actividade de distribuição de energia e pelos produtores, determinar, no prazo máximo de 45 dias após o termo de cada ano civil, os ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE em conformidade com o artigo 4.º do anexo I.

3 — Sem prejuízo do disposto no número anterior, a DGGE deve comparar todos os custos e proveitos do centro electroprodutor cujo ajustamento deve ser determinado com todos os custos e proveitos, em igual período, de outros centros electroprodutores de tecnologia equivalente na propriedade ou posse do mesmo produtor.

4 — Para efeitos do número anterior, devem ser considerados como termo de comparação todos os centros electroprodutores a operar em regime de mercado e cujo licenciamento seja anterior à data de entrada em vigor do presente diploma, exceptuando-se para o efeito os centros electroprodutores hídricos, de produção em regime especial ou quaisquer outras unidades de produção de energia renovável.

5 — Caso em resultado da comparação prevista no n.º 3 do presente artigo a DGGE apure uma diferença positiva que não seja devidamente justificada pelo produtor, o valor do ajustamento do montante de compensações deve ser deduzido da totalidade da diferença entre os proveitos e custos totais afectos ao centro electroprodutor tomado como referência.

6 — O produtor deve prestar toda a informação solicitada pela DGGE para os efeitos previstos no presente artigo, no prazo de 10 dias após a recepção de pedido escrito de informação apresentado pela DGGE.

7 — Imediatamente após a sua determinação, devem os ajustamentos referidos nos números anteriores ser enviados ao membro do Governo responsável pela área de energia para homologação no prazo máximo de 15 dias.

8 — Quando os cálculos a que respeita o n.º 2 do presente artigo conduzirem a um ajustamento positivo, a DGGE, imediatamente após a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, deve comunicar os respectivos resultados à ERSE, para efeitos de repercussão do valor correspondente ao encargo relativo ao pagamento daquele ajustamento na parcela de acerto, no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante o período de 12 meses seguinte.

9 — A homologação prevista no n.º 7 do presente artigo considera-se tacitamente deferida após o decurso do prazo de 15 dias para a respectiva emissão.

10 — Quando os cálculos a que respeita o n.º 2 do presente artigo conduzirem a um ajustamento negativo, o produtor respectivo deve proceder, no prazo máximo de 90 dias úteis após a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, ao pagamento, nos termos do n.º 9 do artigo 6.º, à entidade concessionária da RNT do montante do ajustamento, de forma a que a ERSE efectue a respectiva reversão na tarifa UGS, durante um período que se inicia no 7.º mês do ano subsequente ao ano a que se refere o ajustamento.

11 — A repercussão dos ajustamentos referidos no número anterior na tarifa UGS não deve, contudo, permitir a qualquer das entidades da cadeia de cobrança da tarifa UGS, incluindo o consumidor final, proceder à compensação entre dívidas respeitantes à tarifa UGS e ao montante do ajustamento anual negativo.

12 — O regime previsto nos números anteriores aplica-se, com as devidas adaptações, ao mecanismo de ajustamento final dos montantes das compensações devidas aos produtores estabelecido no n.º 7 do artigo 3.º, com as seguintes excepções:

- a) O montante do ajustamento final é determinado em conformidade com o artigo 7.º do anexo I;
- b) O ajustamento final é único nos termos do n.º 7 do artigo 3.º;
- c) O ajustamento final positivo é repercutido na parcela de acerto durante um período diferenciado por produtor, vigente desde o 90.º dia posterior ao termo do 10.º ano subsequente à data da cessação antecipada do CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor, sem prejuízo do disposto no n.º 9 do artigo 5.º

Artigo 12.º

Mecanismo de reconciliação das parcelas fixa e de acerto

1 — A entidade concessionária da RNT é responsável pela confirmação, no prazo de 30 dias após o termo de cada ano civil, da correspondência entre o montante da parcela fixa e da parcela de acerto fixado pela ERSE para cada ano civil e o montante da parcela fixa e da parcela de acerto efectivamente recebido pelo produtor ou pelos respectivos cessionários até à data da realização desse cálculo por referência ao montante facturado durante o ano anterior.

2 — A ERSE é responsável pela determinação, no prazo máximo de 30 dias após o termo do prazo referido no número anterior, do valor dos encargos referidos na alínea c) do n.º 4 e na alínea e) do n.º 5 do artigo 5.º

3 — As entidades que desenvolvam a actividade de distribuição de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT ficam obrigadas a prestar a informação e colaboração necessárias à ERSE para a realização dos actos previstos no número anterior.

4 — No caso de não se verificar a correspondência entre os valores referidos no n.º 1 do presente artigo, a parcela fixa ou a parcela de acerto, consoante aplicável, é revista de modo que, durante o período de 12 meses seguinte, sejam compensadas integralmente as variações de cobrança ocorridas, acrescidas de juros calculados à taxa referida na subalínea i) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º ou, em caso de titularização, calculados à taxa correspondente aos custos ou às vantagens decor-

rentes daquelas variações para o veículo de titularização, determinada com base nos elementos relevantes utilizados para a definição da taxa prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º e aprovados nos termos da alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º

5 — A ERSE deve, em conformidade com o disposto no número anterior, proceder, no prazo máximo de 30 dias após a determinação do valor referido no n.º 2 do presente artigo, às revisões da tarifa UGS necessárias para assegurar o recebimento do montante integral dos CMEC e demais encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, acrescido de juros calculados nos termos do número anterior, por cada produtor ou pelos respectivos cessionários, sem que haja lugar à restituição ou compensação com quaisquer montantes pagos a cada produtor ou aos respectivos cessionários.

Artigo 13.º

Montante máximo das compensações

1 — O valor global dos CMEC devido a uma das partes contraentes dos CAE afecto a cada centro electroprodutor, calculado nos termos do n.º 4, acrescido dos montantes resultantes dos ajustamentos anuais e ajustamento final definidos no artigo 3.º, excluindo os juros moratórios referidos no n.º 3 do artigo 2.º, não pode exceder um montante global bruto máximo calculado nos termos do número seguinte.

2 — O montante compensatório máximo devido pela cessação antecipada de cada CAE é calculado com base nos valores indicados no anexo VI, actualizados por referência à data de cessação antecipada do CAE e com base na taxa prevista na subalínea iv) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, ajustado por uma taxa de inflação futura fixada em 2% ao ano.

3 — No âmbito do procedimento previsto no n.º 2 do artigo 11.º para o cálculo de cada ajustamento anual e do ajustamento final do valor dos CMEC e dentro do respectivo prazo, a DGGE deve confirmar, em cada ano civil relevante, que o valor global dos CMEC calculado nos termos do número seguinte não é superior ao montante compensatório máximo calculado nos termos do número anterior.

4 — O valor global dos CMEC a considerar para os efeitos do número anterior corresponde ao valor actual do montante global dos encargos pagos ou devidos nos termos do n.º 4 do artigo 5.º em cada momento relevante, acrescido do valor agregado dos ajustamentos anuais positivos anteriores e desse ano civil e, quando aplicável, do ajustamento final positivo e deduzido do valor agregado dos ajustamentos anuais negativos anteriores e desse ano civil e, quando aplicável, do ajustamento final negativo, actualizando cada um desses valores por referência à data de cessação antecipada do CAE e com base na taxa prevista na subalínea iv) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, excluindo-se os juros moratórios referidos no n.º 3 do artigo 2.º

5 — A compensação pela cessação antecipada dos CAE apenas é devida até ao limite do montante compensatório máximo determinado de acordo com o n.º 2, mesmo quando o valor agregado dos ajustamentos ao valor dos CMEC exceda esse montante, devendo, porém, a DGGE, para o efeito do cálculo previsto no n.º 3 do presente artigo, proceder à compensação entre o montante daquele excesso e o valor de eventuais ajustamentos anuais ou final negativos que venham a ser

determinados em procedimentos de revisibilidade posteriores.

6 — Em relação aos produtores que sejam parte de uma pluralidade de CAE, o montante compensatório global máximo é determinado em função do valor agregado do montante máximo aplicável a cada CAE, sendo a aferição do cumprimento desse limite efectuada apenas por referência ao montante global do conjunto dos contratos após a compensação entre o valor dos ajustamentos positivos e negativos apurados no conjunto dos contratos.

7 — A limitação quanto ao montante compensatório máximo não prejudica o pagamento integral dos encargos previstos no n.º 4 do artigo 5.º, reflectindo-se apenas enquanto limite para a determinação da parcela de acerto, desde que o valor daqueles encargos seja inferior ao montante compensatório máximo calculado nos termos do presente artigo.

CAPÍTULO IV

Disposições finais

Artigo 14.º

Substituição das licenças de produção vinculada

A cessação antecipada dos CAE nos termos previstos no presente diploma depende da atribuição aos produtores de licenças de produção não vinculadas de energia eléctrica para os centros electroprodutores afectados, em conformidade com o disposto nos Decretos-Leis n.ºs 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho.

Artigo 15.º

Conta de correcção de hidraulicidade

Com a conclusão do processo de cessação antecipada dos CAE, nomeadamente dos centros produtores hidroeléctricos, é revogado o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, sendo o montante do saldo da conta de correcção de hidraulicidade objecto de regulamentação a definir em diploma próprio.

Artigo 16.º

Legislação aplicável às operações de titularização

As disposições do Decreto-Lei n.º 453/99, de 5 de Novembro, que estabelece o regime de titularização de créditos, e do Decreto-Lei n.º 219/2001, de 4 de Agosto, que estabelece o regime fiscal dessas operações, com as alterações posteriormente introduzidas, são aplicáveis às operações de titularização que tenham por objecto os direitos e outros activos decorrentes do pagamento dos encargos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 5.º, sem prejuízo das regras especiais previstas no presente diploma.

Artigo 17.º

Entrada em vigor

O presente diploma entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 11 de Novembro de 2004. — *Pedro Miguel de Santana Lopes* — *Álvaro Roque de Pinho Bissaya Barreto* — *António*

nio José de Castro Bagão Félix — António Victor Martins Monteiro.

Promulgado em 20 de Dezembro de 2004.

Publique-se.

O Presidente da República, JORGE SAMPAIO.

Referendado em 22 de Dezembro de 2004.

O Primeiro-Ministro, *Pedro Miguel de Santana Lopes*.

ANEXO I

Metodologia de cálculo aplicável à cessação antecipada dos CAE

Artigo 1.º

Cálculo do valor da compensação devido pela cessação antecipada dos CAE

1 — O montante bruto da compensação pela cessação antecipada do CAE afecto ao centro electroprodutor k , CP_k , é calculado pela seguinte expressão:

$$CP_k = \sum_{i=1}^v \left(\frac{EF_{ki}}{(1+j)^i} - \frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-0,5}} \right)$$

2 — Na expressão do número anterior:

- i representa o ano civil em causa;
- v representa o número de anos que, à data de cessação antecipada do CAE, faltam para a data de fim do contrato inicialmente prevista para o centro electroprodutor k ;
- m representa o mês em causa;
- h representa o posto horário, de acordo com a definição do anexo III;
- EF_{ki} representa o encargo fixo no final do ano i de acordo com o CAE do centro electroprodutor k , convertido para preços correntes pelos índices nele previstos, conhecidos à data de cessação antecipada do CAE, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual de 2%, dessa data em diante, o qual inclui:

- A amortização e remuneração implícita ou explícita no CAE do activo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respectivo contrato, devidamente autorizados e contabilizados;
- Os encargos fixos de operação e manutenção correntes;
- A remuneração do *stock* de combustível;
- Outros desde que explicitamente definidos nos CAE;
- Os factores de correcção e ponderação relativos à disponibilidade garantida da central, segundo as disposições previstas no respectivo CAE;

- VT_{kimh} representa a produção estimada nos termos do anexo IV, em megavátios por hora, do centro electroprodutor k , para o posto horário h do mês m do ano i , calculada por aplicação do modelo Valorágua, num cenário de ano hidrológico médio nos termos do anexo IV, tendo em

conta a disponibilidade garantida no CAE e a melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado;

- PT_{mh} representa, a preços referidos à data de cessação antecipada dos CAE, o preço de mercado, em euros/megavátios por hora, no posto horário h do mês m , que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado, calculado para um ano hidrológico médio, de acordo com o disposto no anexo III;
- VT_{ki} representa a produção estimada nos termos do anexo IV, em megavátios por hora, do centro electroprodutor k para o ano i , calculada por aplicação do modelo Valorágua, num cenário de ano hidrológico médio, nos termos do anexo IV, tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE e a melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado;
- EVT_{ki} representa o encargo variável, em euros/megavátios por hora, a preços referidos à data de cessação antecipada do CAE, estimado conforme as disposições constantes do CAE do centro electroprodutor k no ano i , tendo em conta os encargos com a aquisição de combustível estabelecidos no anexo V e o desempenho definido no respectivo contrato;
- j representa a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração daquele acordo e a cessação antecipada do CAE por força do presente diploma, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º, qualquer delas acrescida de 0,25 pontos percentuais;
- I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i , admitindo uma taxa de inflação de 2% ao ano a partir da data de cessação antecipada do CAE;
- I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação disponível publicamente no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação ou, se se verificar um desfasamento temporal entre a celebração do acordo de cessação e a cessação antecipada, disponível no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento a solicitar a aprovação prevista no n.º 3 do artigo 9.º

3 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

4 — O montante global bruto da compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE celebrados por cada produtor é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$CP = \sum_k CP_k$$

Artigo 2.º

Cálculo do valor anual da parcela fixa da tarifa UGS

1 — O valor anual da parcela fixa da tarifa UGS corresponde à soma dos montantes anuais previstos no n.º 4

do artigo 5.º do presente diploma, sendo calculado, para o ano a , de acordo com a seguinte fórmula:

$$\text{Parcela Fixa}_a = \sum_{\text{Produtores}} \left[\text{CP} \times \frac{1}{1 - (1+l)^{-nt}} \right]$$

2 — Na expressão do número anterior:

- CP representa o valor das compensações devidas a cada produtor nos termos do n.º 4 do artigo anterior;
- I representa a taxa de juro a que se refere a alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º do presente diploma;
- nt representa o número de anos, arredondado à décima, diferenciado por produtor, referido no n.º 8 do artigo 5.º do presente diploma.

3 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 3.º

Cálculo do valor mensal da parcela fixa da tarifa UGS

1 — O valor mensal da parcela fixa da tarifa UGS é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Parcela Fixa}_m = (\text{Parcela Fixa}_a + A_i) / 12$$

2 — Na expressão do número anterior:

- Parcela fixa_a representa o valor da parcela fixa anual calculado nos termos do n.º 1 do artigo anterior;
- A_i representa o valor dos ajustamentos anuais previstos na alínea c) do n.º 4 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º, ambos do presente diploma.

3 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 4.º

Cálculo do montante de revisibilidade anual afecto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE

1 — O valor do ajustamento anual $Revisão_{ki}$ relativo ao ano civil i para o centro electroprodutor k em função da revisibilidade, é calculado pela expressão:

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

2 — Na expressão do número anterior:

- m representa o mês dentro de cada ano;
- h representa o posto horário de cada mês;

- EF_{kmi} representa o encargo fixo devido ao produtor responsável pelo centro electroprodutor k , referente ao mês m do ano i , tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido a preços correntes do final do ano i pelos índices previstos no CAE e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições legais neles definidas;
- Km_{kmi} representa o coeficiente de disponibilidade verificado no centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição do respectivo CAE; nos casos de força maior previstos no CAE, o coeficiente de disponibilidade a considerar deve ser igual ao Kp_{kmi} conforme definido na alínea seguinte;
- Kp_{kmi} representa o coeficiente de disponibilidade previsto para o centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição prevista no respectivo CAE e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea c) do presente artigo;
- VT_{kimh} representa a produção estimada, em megavátios por hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE conforme definido na alínea f) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;
- PT_{mh} representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em euros/megavátios por hora, no posto horário h do mês m , que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado, conforme definido na alínea g) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;
- VT_{ki} representa a produção estimada, em megavátios por hora, do centro electroprodutor k no ano i , correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respectivo CAE conforme definido na alínea h) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;
- EVT_{ki} representa o encargo variável, em euros/megavátios por hora, do centro electroprodutor k no ano i , conforme definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;
- VV_{kimh} representa a produção do centro electroprodutor k no posto horário h do mês m do ano i , determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;
- PV_{imh} representa o preço médio de mercado, excluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, no posto horário h do mês m do ano i ;
- VV_{kim} representa a produção do centro electroprodutor k no mês m do ano i , determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;
- EVV_{kim} representa o encargo variável, em euros/megavátios por hora, verificado para o centro electroprodutor k no mês m do ano i , determinado com base nas disposições esta-

belecidas no respectivo CAE no que respeita aos preços internacionais Cost Insurance and Freight (CIF) dos combustíveis e custos de transporte até ao centro electroprodutor definidos no anexo v, aos custos variáveis de O & M (operação e manutenção) previstos no CAE, e outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos mesmos termos do respectivo clausulado e anexos, uns e outros reportados ao mês m do ano i ;

- o) GP_{ki} representa a receita de garantia de potência recebida pelo centro electroprodutor k no ano i ;
- p) SS_{ki} representa a receita de serviços de sistema recebidos pelo centro electroprodutor k no ano i ;
- q) I_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i ;
- r) I_{ref} representa o índice IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE.

3 — No caso de o valor do factor EVV_{kim} definido na alínea n) do número anterior ser superior ao valor do factor EVT_{ki} definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, em virtude da inclusão de encargos variáveis apenas reconhecidos à data da revisibilidade nos termos do clausulado e anexos do CAE, o cálculo do ajustamento anual deve considerar eventuais proventos associados aos custos adicionais que justificam aquela diferença.

4 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 5.º

Forma de acerto de contas relativo à revisibilidade anual das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE

O acerto de contas AC_b relativo ao valor da revisão anual referente ao ano i para os efeitos do disposto no n.º 6 do artigo 3.º do presente diploma, será realizado de acordo com a expressão seguinte:

$$AC_i = \sum_k \text{Revisão}_{ki} \times (1 + j'_a)$$

sendo que:

- a) Revisão_{ki} representa o valor de ajustamento anual relativo ao ano civil i para o centro electroprodutor k conforme definido no n.º 1 do artigo 4.º do presente anexo;
- b) j'_a representa a taxa de juro nominal EURIBOR a um ano em vigor no último dia do ano civil a que se refere o ajustamento.

Artigo 6.º

Cálculo do valor mensal da parcela de acerto da tarifa UGS

1 — O valor mensal da parcela de acerto da tarifa UGS é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Parcela de Acerto}_m = (AC_{ip} + AF_{ip} + A_s)/12$$

2 — Na expressão do número anterior:

- a) AC_{ip} representa o valor de acerto de contas calculado nos termos do artigo 5.º do presente anexo, apenas quando seja positivo;
- b) AF_{ip} representa o valor do ajustamento final anualizado, a considerar a partir do início do 11.º ano após a cessação antecipada do CAE, calculado nos termos do artigo 8.º do presente anexo, apenas quando seja positivo;
- c) A_s representa o valor dos ajustamentos anuais previstos na alínea e) do n.º 5 do artigo 5.º, em conformidade com o artigo 12.º, ambos do presente diploma, quer aquele valor seja positivo ou negativo.

3 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida nos números anteriores deve ser ajustada em conformidade.

Artigo 7.º

Cálculo do valor do ajustamento final

1 — O valor do ajustamento final AF_k da compensação relativa ao centro electroprodutor k , referido a preços do início do 11.º ano após a data de cessação antecipada do respectivo CAE, é calculado pela seguinte expressão:

$$AF_k = \left\{ \left[\sum_{i=11}^v \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (km_k - kp_k) \right] + \sum_{i=11}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{ref}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right) - \sum_{i=11}^v \left(\frac{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VTF_{kimh} \times PTF_{mh}) - VTF_{ki} \times EVTF_{ki} \right] \times \frac{I_i}{I_{11}}}{(1+j)^{i-10,5}} \right) \right\}$$

2 — Na expressão do número anterior:

- a) EF_{ki} representa o encargo fixo do centro electroprodutor k no final do ano i tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido para preços correntes pelos índices previstos no CAE, conhecidos à data do ajustamento final, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos, medida pela evolução correspondente do IPC (continente) sem habitação, e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições neles definidas;
- b) Km_k representa, para o centro electroprodutor k , a média dos coeficientes de disponibilidade, de acordo com a definição do respectivo CAE, verificados nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;
- c) Kp_k representa, para o centro electroprodutor k , o coeficiente de disponibilidade implícito no CAE utilizado para o cálculo do montante da compensação devida ao produtor pela cessação antecipada do contrato e ajustado, em termos

e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea a) anterior;

- d) VTF_{kimh} representa a produção estimada, em megavátios por hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i , calculada por aplicação do modelo Valorágua, conforme definido no anexo IV, num cenário baseado na média da energia produzida, da disponibilidade real desse centro electroprodutor e de simulações da exploração do sistema electroprodutor com as afluências mensais aos aproveitamentos hidroeléctricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;
- e) PTF_{mh} representa o preço médio de mercado, em euros/megavátios por hora, no posto horário h do mês m , que se admita que o centro electroprodutor k venha a auferir quando operado em mercado, calculado como a média dos valores verificados nos últimos 10 anos disponíveis à data da realização do cálculo, desagregados por mês e posto horário, de acordo com a estrutura definida no n.º 2 do anexo III;
- f) VTF_{ki} representa a produção estimada do centro electroprodutor k no ano i , nas condições definidas na alínea d) do presente número;
- g) $EVTF_{ki}$ representa o encargo variável, em euros/megavátios por hora, do centro electroprodutor k no ano i , considerando o preço do combustível respectivo, em vigor no mercado, baseado em índices internacionais de acordo com o anexo V, bem como os outros custos variáveis de O & M (operação e manutenção) previstos no CAE e, caso existam, outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos termos previstos em cada CAE;
- h) I'_i representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i , admitindo uma taxa de inflação anual correspondente à taxa de inflação média dos últimos cinco anos;
- i) I_{11} representa o IPC (continente) sem habitação do início do 1.º ano a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano;
- j) I_{ref} representa o IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE;
- l) j representa, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa em vigor no início do 1.º ano civil a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano, acrescida de 0,25 pontos percentuais;
- m) As restantes variáveis têm o significado já atribuído no n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo.

3 — No caso de o valor do factor $EVTF_{ki}$ definido na alínea g) do número anterior ser superior ao valor do factor EVT_{ki} definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, em virtude da inclusão de encargos variáveis apenas reconhecidos à data de cálculo do ajustamento final nos termos do clausulado e anexos do CAE, o cálculo do ajustamento final deve considerar eventuais proveitos associados aos custos adicionais que justificam aquela diferença.

4 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expres-

são definida no n.º 1 deste artigo deve ser ajustada em conformidade.

5 — O montante global do ajustamento final da compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE celebrados por cada produtor é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$AF = \sum_k AF_k$$

Artigo 8.º

Cálculo do valor anual do ajustamento final a integrar na parcela de acerto da tarifa UGS

1 — Em cada ano civil i , e a partir do 11.º ano após a data de cessação antecipada do CAE, o montante AF_i do pagamento referente ao ajustamento final para todos os produtores é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$AF_i = \sum_{\text{Produtores}} \left[AF \times \frac{I}{1 - (1 + I)^{-nt'}} \right]$$

em que:

- a) I representa a taxa de juro referida na alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º do presente diploma ou, em caso de titularização, a taxa determinada com base nos elementos relevantes utilizados para o cálculo da taxa prevista na subalínea ii) da alínea b) do n.º 4 do artigo 5.º e aprovados nos termos da alínea b) do n.º 2 do artigo 7.º do presente diploma;
- b) nt' representa o período de tempo que decorre desde o 90.º dia posterior ao termo do 10.º ano subsequente à data da cessação antecipada do CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor;
- c) AF tem o significado atribuído no n.º 5 do artigo 7.º do presente anexo.

2 — No caso de a data de cessação antecipada do CAE não coincidir com o início de um ano civil, a expressão definida no número anterior deve ser ajustada em conformidade.

ANEXO II

Entidades produtoras de energia eléctrica integradas no SEP e centros electroprodutores beneficiários de compensações pela cessação antecipada dos CAE.

1 — As entidades produtoras de energia eléctrica integradas no SEP e os centros electroprodutores beneficiários de compensações pela cessação antecipada dos CAE são os seguintes:

Entidade	Centro electroprodutor
Tejo Energia — Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S. A.	Pego.
TURBOGÁS — Produtora Energética, S. A.	Tapada do Outeiro.
CPPE — Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S. A.	Sines, Setúbal, Carregado, Barreiro, Tunes (grupos III e IV), Alto Lindoso, Touvedo, Alto Rabagão, Venda Nova (I + II), Para-

Entidade	Centro electroprodutor
	dela, Salamonde, Vilarinho das Furnas, Caniçada, Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Valeira, Tabuaço, Régua, Carrapatelo, Torrão, Crestuma-Lever, Caldeirão, Aguieira, Raiva, Cabril, Bouçã, Castelo de Bode, Fratel e Pracana.

2 — A afectação dos centros produtores hidroeléctricos a cada unidade de produção hídrica é a seguinte:

Unidade de Produção Hídrica do Lima:

Alto Lindoso;
Touvedo;

Unidade de Produção Hídrica do Cávado:

Alto Rabagão;
Paradela;
Venda Nova;
Salamonde;
Vilarinho das Furnas;
Caniçada;

Unidade de Produção Hídrica do Douro Internacional:

Miranda;
Picote;
Bemposta;

Unidade de Produção Hídrica do Douro Nacional:

Pocinho;
Valeira;
Vilar-Tabuaço;
Régua;
Carrapatelo;
Crestuma;
Torrão;

Unidade de Produção Hídrica do Mondego:

Caldeirão;
Aguieira;
Raiva;

Unidade de Produção Hídrica do Zêzere/Tejo:

Cabril;
Bouçã;
Castelo de Bode;
Pracana;
Fratel.

ANEXO III

**Preços de referência de mercado
para determinação das receitas expectáveis**

1 — O preço de referência de mercado referido na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do presente diploma é diferenciado por postos horários, conduzindo aos valores mensais a preços constantes da data de cessação antecipada do CAE que se indicam na tabela seguinte:

Euros/MWh	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano
1.º PH	37,41	34,27	33,75	32,65	33,94	36,36	38,89	39,54	40,78	39,99	44,92	50,23	38,81
2.º PH	36,63	33,32	32,72	32,09	33,29	35,91	38,55	39,26	40,56	39,59	43,70	46,68	37,86
3.º PH	35,95	32,66	32,33	31,58	32,99	35,49	37,97	38,70	39,57	38,99	43,01	44,28	37,09
4.º PH	34,43	31,91	31,41	30,91	32,20	33,79	36,47	34,54	36,00	34,91	39,66	37,48	34,54
5.º PH	31,71	30,05	29,76	28,16	29,89	31,65	32,47	32,01	32,38	32,22	36,01	35,83	31,92
Média	35,22	32,37	31,91	31,03	32,40	34,61	36,85	36,77	37,89	37,18	41,46	42,74	36,00

Os preços indicados na tabela acima conduzem a um valor médio anual de € 36 por megawatts-hora e pressupõem o recebimento horário do valor associado à garantia de potência e serviços de sistema.

2 — A duração relativa dos postos horários do diagrama mensal de duração de cargas, resultante da classificação das cargas por ordem decrescente, é a mesma para todos os meses e pressupõe durações de 6%, 28%, 18%, 21% e 27%, respectivamente para o 1.º, 2.º, 3.º, 4.º e 5.º postos horários, correspondendo o 1.º posto às horas de maior procura.

ANEXO IV

Processo de cálculo da produção a considerar para efeitos de determinação do valor da compensação devida pela cessação antecipada dos CAE.

1 — A produção de cada centro electroprodutor a considerar para efeitos de determinação do valor da compensação pela cessação antecipada do CAE deve ser definida com base em simulações do sistema electroprodutor efectuadas com o modelo Valorágua, correspondentes à melhor expectativa face à evolução estrutural do mercado e tendo em conta a disponibilidade garantida no CAE.

2 — Para efeitos do número anterior, no prazo de cinco dias úteis após a entrada em vigor do presente diploma, deve ser constituída uma equipa de trabalho cujos elementos são indicados pela entidade concessionária da RNT e pelo produtor.

3 — As simulações devem ser realizadas pela equipa prevista no número anterior com a seguinte periodicidade:

- No prazo de 15 dias úteis após a entrada em vigor do presente diploma, no caso da determinação do valor inicial das compensações;
- Anualmente, no prazo de 45 dias após o termo de cada ano civil, para o ajustamento anual;
- Num prazo de 30 dias úteis antes do final do 10.º ano subsequente à data de cessação antecipada do CAE.

4 — A produção a considerar, nos termos das simulações referidas no número anterior, deve ser devidamente ajustada em função de um coeficiente que tenha

em conta, designadamente, os desvios historicamente verificados entre a produção real e os resultados de optimização com o modelo, o qual deve ser definido no prazo de 20 dias após a entrada em vigor do presente diploma por portaria do membro do Governo responsável pela área de energia.

5 — O acordo de cessação definido no artigo 10.º do presente diploma deve estabelecer as condições de funcionamento da equipa de trabalho referida no n.º 2 do presente anexo, bem como a definição dos aspectos necessários à realização de cada tipo de simulação, nomeadamente a versão do modelo Valorágua a utilizar, visando a melhor adequação possível entre os resultados do modelo e a realidade.

6 — Qualquer alteração dos termos referidos no número anterior deve ser sujeita a homologação do director-geral de Geologia e Energia, ouvida a entidade concessionária da RNT e os produtores.

7 — No que respeita aos ajustamentos anuais e final das compensações devidos pela cessação antecipada de cada CAE, no acordo de cessação deve ficar definido o procedimento a adoptar para o cálculo dos coeficientes

de disponibilidade verificada e garantida em cada centro electroprodutor, bem como o procedimento a adoptar para a obtenção e tratamento dos dados necessários à realização de simulações com o modelo Valorágua.

ANEXO V

Valores base para o cálculo dos encargos com a aquisição de combustível

1 — Para efeitos da determinação do montante dos CMEC e respectivos ajustamentos anuais e ajustamento final, os encargos com a aquisição de combustível nos casos previstos na alínea c) do n.º 1 do artigo 4.º do presente diploma são calculados com base nos valores dos índices internacionais constantes dos respectivos CAE ou, na falta destes, outros índices a estabelecer entre as partes do acordo de cessação.

2 — Os encargos com a aquisição de combustíveis a considerar na determinação do montante de CMEC à data de cessação antecipada dos CAE, a preços constantes dessa data, nos termos da alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do anexo I, são os indicados na seguinte tabela:

Ano	Carvão CIF litoral [euros/tonelada]	Fuelóleo CIF litoral [euros/tonelada]	Gasóleo CIF litoral [€ 2002/kJ]	Gás natural	
				Termo variável [euros/10 ³ m ³ N]	Termo fixo [euros/10 ³ m ³ N]
	PCI (6 250 kcal/kg=26 168 kJ/kg)	PCI (9 600 kcal/kg=40 193 kJ/kg)	PCI (10 200 kcal/kg=36 086 kJ/t)	PCI (9 028 kcal/m ³ N=37 800 kJ/m ³ N)	
2004	38,02	139,77	616,05	155,53	29,93
2005	38,02	139,36	615,64	163,03	29,93
2006	38,02	139,77	612,65	164,12	29,93
2007	38,02	140,17	609,70	165,38	29,93
2008	38,02	140,57	606,84	166,88	29,93
2009	38,02	141,37	605,77	168,14	29,93
2010	38,02	141,78	599,61	169,64	29,93
2011	38,02	142,18	597,03	170,90	29,93
2012	38,02	142,58	592,87	172,16	29,93
2013	38,02	143,38	595,03	173,66	29,93
2014	38,02	143,79	593,95	175,42	29,93
2015	38,02	144,19	592,89	176,84	29,93
2016	38,02	144,59	590,61	178,35	29,93
2017	38,02	145,39	591,25	179,85	29,93
2018	38,02	145,80	587,25	181,61	29,93
2019	38,02	146,60	584,93	183,53	29,93
2020	38,02	147,00	581,16	185,21	29,93
2021	38,02	147,81	579,11	187,13	29,93
2022	38,02	147,81	574,04	189,06	29,93
2023	38,02	147,81	571,07	191,23	29,93
2024	38,02	147,81	565,49	193,40	29,93

3 — Os encargos com a aquisição de combustíveis referidos no número anterior devem ser acrescidos dos seguintes custos de manuseamento portuário, transporte e outros custos, necessários para colocar os combustíveis nos centros electroprodutores, a preços constantes da data de cessação antecipada do CAE:

Central	Combustível	Acréscimo de preço (euros/tonelada)
Setúbal	Fuelóleo	0,91
Carregado	Fuelóleo	9,29
Barreiro	Fuelóleo	5,06
Tapada do Outeiro	Fuelóleo	16,95
Sines	Carvão	2,72
Pego	Carvão	12,81

