

<sup>(65)</sup> V. BLANCO DE MORAIS, *Da Relevância do Direito Público no Regime Jurídico das Fundações Privadas*, in *Estudos em Memória do Professor Doutor João de Castro Mendes*, obra coletiva, Lisboa, 1995, pág. 591.

<sup>(66)</sup> A expressão é de PROSPER WEIL, «Le Critère du Contrat Administratif en Crise», in *Mélanges Offerts a Marcel Waline*, Tomo II, obra coletiva, Paris, 1974, pág. 833.

<sup>(67)</sup> Neste sentido, v. RICARDO RIVERO ORTEGA, *Administraciones Públicas y Derecho Privado*, Madrid, 1998, pág. 71.

<sup>(68)</sup> V. DOMINGOS FARINHO, “Para Além do Bem e do Mal: As Fundações Público-Privadas”, in *Estudos em Homenagem ao Professor Doutor Marcello Caetano*, obra coletiva, Coimbra Editora, Coimbra, 2006, pág. 363.

<sup>(69)</sup> Até porque não existe um conceito de Administração Pública comum aos ordenamentos jurídicos de todos os Estados-membros da União Europeia, como sublinha JOSÉ ANTÓNIO MORENO MOLINA, *Contratos Públicos: Derecho Comunitario y Derecho Español*, Madrid, 1996, págs. 152 e 153.

<sup>(70)</sup> Acórdão de 15 de janeiro de 1998, proferido no Processo n.º C-44/96.

<sup>(71)</sup> Estas entidades podem definir-se como “o conjunto das organizações de que se servem os entes territoriais para cumprir tarefas concretas de serviço público ou de intervenção administrativa”. Cfr. RAMON PARADA, *Derecho Administrativo*, volume II, 18.ª Edição, Madrid, 2006, pág. 258.

<sup>(72)</sup> V., neste sentido, DOMINGOS FARINHO, “As Fundações como Entidades Adjudicantes no Código dos Contratos Públicos: Algumas Considerações”, in *Revista de Contratos Públicos*, n.º 4, 2011, págs. 226 e seguintes.

<sup>(73)</sup> Considera-se existir influência dominante, nos termos do artigo 4.º, n.º 2, quando exista: i) afetação exclusiva ou maioritária dos bens que integram o património financeiro inicial da fundação; ou ii) direito de designar ou destituir a maioria dos titulares do órgão de administração da fundação. No caso da FEPM verificam-se ambos os critérios.

<sup>(74)</sup> Na terminologia adotada pela primeira vez em Portugal por MARIA JOÃO ESTORNINHO na obra já citada *supra*.

<sup>(75)</sup> MARCELO REBELO DE SOUSA e ANDRÉ SALGADO DE MATOS, *Direito Administrativo Geral. Introdução e Princípios Fundamentais*, Tomo I, 2.ª Edição, Lisboa, 2006, págs. 49 e 50.

<sup>(76)</sup> PAULO OTERO, *Vinculação e Liberdade de Conformação Jurídica do Setor Empresarial do Estado*, Coimbra, 1998, págs. 73 a 75.

<sup>(77)</sup> PEDRO GONÇALVES, *Entidades Privadas com Poderes Administrativos*, in *Cadernos de Justiça Administrativa*, n.º 58, 2006, pág. 52.

<sup>(78)</sup> JOÃO CAUPERS, *Introdução ao Direito Administrativo*, 10.ª edição, Ancora, Lisboa, 2009, págs. 30 a 32.

<sup>(79)</sup> V. JORGE MIRANDA e RUI MEDEIROS, *Constituição Portuguesa Anotada*, Tomo II, Coimbra Editora, Coimbra, 2006, pág. 732.

<sup>(80)</sup> V. JORGE MIRANDA e RUI MEDEIROS, *op. cit.*, pág. 734.

<sup>(81)</sup> Como salienta, exatamente nestes termos, LUIS DE LIMA PINHEIRO, “Contratos de Estado”, in *Estudos de Direito Internacional Privado. Direito de Conflitos, Competência Internacional e Reconhecimento de Decisões Estrangeiras*, Coimbra, 2006, pág. 107.

<sup>(82)</sup> V. JOÃO CAUPERS, *op. cit.*, pág. 132.

<sup>(83)</sup> V. SÉRVULO CORREIA, “As Fundações e Associações Públicas de Direito Privado”, in *Os Caminhos da Privatização da Administração Pública*, obra coletiva, Coimbra Editora, Coimbra, 2001, pág. 302.

<sup>(84)</sup> Neste sentido, precisamente a propósito da FEPM, v. DOMINGOS FARINHO, *Direito Administrativo Fundacional — Enquadramento Dogmático. Contributo para o Estudo da Influência do Conceito Normativo de Interesse Público sobre o espectro de Administratividade do Direito Fundacional Português*, dissertação de doutoramento, inédita, 2012, pág. 482.

<sup>(85)</sup> Existe amplíssima doutrina sobre o conceito de relação jurídica-administrativa, que a economia de um voto de vencida não pode, obviamente, comportar. Salientaria apenas que os indícios atrás referidos — prossecução do interesse público, utilização de fundos públicos e presença de, pelo menos, uma entidade pública — são mais do que suficientes para qualificar como administrativas estas relações. VASCO PEREIRA DA SILVA, *Em Busca do Ato Administrativo Perdido*, Alameda, Coimbra, 1996, págs. 193 e 194, define as relações jurídicas administrativas como “as concretas ligações entre os privados e as autoridades administrativas (ou entre as próprias autoridades administrativas), criadas por um qualquer facto (atuação da Administração Pública ou do particular, contrato, evento natural, etc) juridicamente relevante, e tendo por conteúdo direitos e deveres previstos na Constituição e nas leis, ou decorrentes de contrato, ou de atuação unilateral da Administração”.

<sup>(86)</sup> V. LUÍS DE LIMA PINHEIRO, *op. cit.*, pág. 108.

<sup>(87)</sup> *Idem*, pág. 114.

<sup>(88)</sup> V. AFONSO QUEIRÓ, *Direito Administrativo*, volume I, Coimbra, 1978, pág. 533.

Lisboa, 24 de abril de 2013. — O Secretário da Procuradoria-Geral da República, Carlos Adérito da Silva Teixeira.

206920651

## Parecer n.º 39/2012

Proc. n.º 39/2012

Contratos de aquisição de energia — CAE — Setor elétrico nacional — Serviço público — Centros electroprodutores — Mercado livre — Concorrência — Liberação do setor elétrico — Cessaçã dos contratos de aquisição de energia — Ajustamentos anuais — Custos de manutenção do equilíbrio contratual — CMEC — Consumidores — Tarifa de uso global do sistema — Tarifa social — Princípio do inquisitório — Homologação — Revogação — Direito de propriedade — Princípio da segurança jurídica — Princípio da confiança.

1.ª — Os contratos de aquisição de energia (CAE), previstos no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, caracterizam-se por serem contratos de longo prazo através dos quais os produtores vinculados ao serviço público da energia se comprometeram a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da rede nacional de transporte (RNT), vendendo-lhe toda a energia produzida nos respetivos centros electroprodutores;

2.ª — Integrados num regime de produção vinculada de energia elétrica, os CAE baseiam-se nas condições previamente acordadas entre as partes outorgantes — electroprodutores e concessionária da RNT — e não nas condições decorrentes de um mercado livre e concorrencial;

3.ª — Nesses contratos 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, remunerando-se, de acordo com o disposto no n.º 5 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, os custos ou encargos fixos (encargos de potência) dos centros electroprodutores, permitindo-se ainda recuperar os custos ou encargos variáveis de produção de energia elétrica pelo empreendimento;

4.ª — No âmbito das orientações de política energética aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, foi adotada a necessidade de liberalizar o mercado com eficiência, através, designadamente, da concretização do mercado ibérico de electricidade (MIBEL) e da promoção da concorrência no setor da energia, constituindo a extinção dos CAE uma das medidas para a implementação de um verdadeiro mercado de electricidade;

5.ª — O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, estabeleceu as disposições aplicáveis à cessação dos contratos de aquisição de energia elétrica, prevendo no seu artigo 13.º, n.ºs 2 e 3 que essa cessação implica a adoção de medidas indemnizatórias, tendo em vista o ressarcimento dos direitos dos produtores através de um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) os quais deverão garantir a compensação dos investimentos realizados e a cobertura dos compromissos assumidos nos CAE que não sejam garantidos pelas receitas expectáveis em regime de mercado;

6.ª — O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, editado no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, contempla as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE, estabelecendo no seu artigo 2.º, n.º 2, que a cessação antecipada dos CAE determina a atribuição a um dos seus titulares (produtor ou entidade concessionária da RNT) do direito ao recebimento de compensações pela cessação antecipada de tais contratos as quais têm o intuito de garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos contratos anteriores, que não estejam devidamente garantidos através das receitas esperadas em regime de mercado;

7.ª — As regras aplicáveis à determinação do montante dos CMEC estão enunciadas no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, respeitando-se no respetivo cálculo a metodologia e parâmetros definidos no artigo 4.º do mesmo diploma, devendo, nomeadamente, considerar-se as disposições contratuais dos CAE para a determinação do seu valor;

8.ª — A avaliação que servirá de cálculo dos CMEC reporta-se à data da cessação antecipada de cada CAE, sendo, pois, com referência a essa data que se determinará o valor dos contratos, o montante das receitas expectáveis e o valor dos encargos variáveis de exploração;

9.ª — O artigo 3.º, n.º 5, do Decreto-Lei n.º 240/2004 contempla ainda um mecanismo de reversibilidade dos CMEC através da possibilidade de ajustamentos anuais e de um ajustamento final, por forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE;

10.ª — Os ajustamentos anuais são efetuados durante o prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE, sendo os valores dos ajustamentos efetuados com observância das regras definidas no n.º 6 do artigo 3.º daquele diploma e com base nos critérios constantes dos artigos 4.º a 6.º do seu anexo I;

**11.ª** — No caso de os ajustamentos anuais conduzirem à determinação de montantes devidos aos produtores — ajustamentos positivos —, o respetivo valor será repercutido nas tarifas pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar como componentes permanentes da tarifa de uso global do sistema (UGS (artigo 5.º, n.ºs 1 e 2, do Decreto-Lei n.º 240/2004);

**12.ª** — O artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 contempla disposições sobre o procedimento a adotar no âmbito da revisibilidade das compensações, visando o apuramento dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE que devam ter lugar, estabelecendo que compete à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), proceder à determinação dos valores desses ajustamentos anuais, tendo por base os dados fornecidos pelos próprios produtores, pela entidade concessionária da RNT e pelas entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia, a comparação de 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 e outros dados ou elementos que, no decurso do procedimento, sejam recolhidos;

**13.ª** — Efetuada a determinação do respetivo valor, os ajustamentos anuais serão enviados ao membro do Governo responsável pela área de energia para efeitos de homologação, conforme dispõe o n.º 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004;

**14.ª** — O procedimento instrutório previsto no citado artigo 11.º não assume natureza especial, devendo convocar-se neste âmbito o princípio do inquisitório consagrado no artigo 56.º do Código do Procedimento Administrativo (CPA), nos termos do qual os órgãos administrativos podem proceder às diligências que considerem convenientes para a instrução, tendo em vista a descoberta da verdade e ponderação de todas as dimensões de interesses públicos e privados, que se liguem com a decisão a produzir;

**15.ª** — A determinação da disponibilidade, cujo coeficiente constitui um dos fatores a considerar no cálculo do montante do ajustamento anual afeto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE, não tem de se basear exclusivamente nas declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, devendo resultar de todo o conjunto de diligências instrutórias, quer das previstas no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, quer daquelas que a entidade instrutora considere necessárias para a sua exata verificação;

**16.ª** — O despacho homologatório do montante do ajustamento do valor dos CMEC relativo ao ano de 2011 configura a prática de ato administrativo, o que não impede, porém, a sua revogação com fundamento na sua eventual invalidade, caso se apure a existência de vício que o torne anulável (artigo 135.º do CPA), a operar dentro do prazo que o artigo 58.º, n.º 2, do Código de Processo nos Tribunais Administrativos (CPTA) estabelece para a impugnação de atos anuláveis, sem prejuízo da declaração da nulidade, não dependente de prazo (artigo 134.º do CPA), caso se verifique um vício gerador desse tipo de invalidade;

**17.ª** — A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro constitui uma medida de política social de proteção dos consumidores economicamente vulneráveis, configurando-se como uma obrigação de serviço público na linha das orientações europeias presentes, nomeadamente, na Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, orientações, aliás, já presentes na Diretiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho;

**18.ª** — A tarifa social é determinada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, sendo o valor desse desconto determinado pela ERSE;

**19.ª** — Nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, sendo esses custos devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), enquanto operador do sistema;

**20.ª** — Os custos com o financiamento da tarifa social suportados pelos centros electroprodutores partes de contratos de aquisição de energia (CAE) não devem constituir fator atendível para efeitos de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos para que não possam ser repercutidos nos consumidores de energia elétrica;

**21.ª** — De igual forma, os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de contratos de aquisição de energia (CAE) que ainda subsistem dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares;

**22.ª** — A não consideração dos custos com o financiamento da tarifa social no cálculo do CMEC radica em razões de interesse geral e não

ofende o direito de propriedade privada nem os princípios da segurança jurídica e da confiança insitos no princípio do Estado de Direito consagrado no artigo 2.º da Constituição da República.

**Senhor Secretário de Estado da Energia,  
Excelência:**

I

1 — Dignou-se Vossa Excelência solicitar ao Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República a emissão de parecer relativamente às seguintes questões jurídicas (1):

«1 — O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, define as condições de cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o mecanismo de cálculo dos ajustamentos anuais ao valor inicial dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), que são repercutidos pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, como componente da tarifa de uso global do sistema.

2 — Nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, as compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE estão sujeitas a ajustamentos anuais, calculados em conformidade com o artigo 4.º do anexo I ao referido diploma.

3 — Os ajustamentos anuais ao valor inicial do CMEC são determinados pela Direção-Geral de Energia (DGEG), ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), com base nos dados fornecidos pela entidade concessionária da RNT, pelas entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia e pelos produtores (EDP — Gestão da Produção de Energia, S. A.).

4 — Neste âmbito, foi produzido pela entidade concessionária da RNT e pela EDP-Gestão da Produção de Energia, S. A. um relatório justificativo do valor apurado, que foi auditado por entidade independente.

5 — Nos termos do n.º 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, o valor dos ajustamentos anuais está sujeito a homologação do membro do Governo responsável pela área da energia.

6 — No âmbito do processo de determinação do valor anual dos CMEC relativos ao ano de 2011, a DGEG suscitou dúvidas relativamente aos pressupostos constantes do relatório referido no n.º 4 seguidamente indicados:

a) O referido relatório considera, nos encargos fixos apresentados, o montante correspondente aos custos com o financiamento da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

De acordo com o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, os referidos custos devem ser suportados por todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário.

Incluem-se nos centros electroprodutores em regime ordinário (i) os centros electroprodutores que beneficiam de CMEC, (ii) de incentivos à garantia da potência, (iii) aqueles relativamente aos quais ainda persistem CAE e, de uma forma geral, (iv) todos os que não estejam abrangidos por um regime jurídico especial, nem beneficiem de nenhum dos referidos incentivos, e que vendam a eletricidade pelos mesmos produzida em regime de mercado (cf. artigos 17.º e 19.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro).

Face ao exposto, solicita-se a emissão de parecer sobre a questão de saber se os referidos custos com o financiamento da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, devem ser considerados para efeitos do cálculo do ajustamento anual dos CMEC, apenas devido aos centros electroprodutores em regime ordinário de que deles beneficiem, sendo, ainda, em resultado de tal inclusão, repercutidos por todos os consumidores de energia elétrica (2).

b. O valor do ajustamento anual é ainda calculado com base no coeficiente de disponibilidade verificado no centro electroprodutor (cf. alínea d) do n.º 1 do artigo 4.º do anexo I ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), sendo este critério atualmente apurado em função das declarações apresentadas pelo centro electroprodutor, que não são sujeitas a verificação por terceiros (contrariamente ao que ocorria durante a vigência do CAE respetivo, ao abrigo das disposições contratuais então em vigor).

Nesta medida, solicita-se igualmente a emissão de parecer quanto ao mecanismo de verificação de disponibilidade dos centros electroprodutores com CMEC a adotar no cálculo dos ajustamentos anuais, que não estejam ao abrigo do mecanismo de verificação de disponibilidade a aprovar, mediante a portaria prevista no artigo 33.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei

n.º 215-B/2012, de 8 de outubro (que por sua vez entra em vigor no prazo de 30 dias após a sua publicação).

O pedido de consulta foi, posteriormente, objeto de «ampliação e clarificação» nos seguintes termos (2):

### «II. Ampliação da primeira questão

2 — A primeira questão consiste em saber se os custos com o financiamento da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, devem ser incluídos no cálculo do ajustamento anual dos mencionados Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) — montantes devidos aos titulares de centros electroprodutores que tenham acordado a cessação antecipada dos respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro —, sendo, em resultado de tal inclusão, repercutidos por todos os consumidores de energia elétrica.

3 — Esta questão apresenta, porém, uma intrínseca conexão com outra questão, que se traduz, fundamentalmente, no seguinte:

a) De acordo com o n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, os custos com o financiamento da tarifa social devem ser suportados por “todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário”.

b) Nos termos do disposto no artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, constituem centros electroprodutores em regime ordinário, para além dos centros electroprodutores beneficiários de CMEC, os centros electroprodutores que ainda disponham de CAE válidos e eficazes.

c) Atualmente, encontram-se nessa situação — i.e., detêm CAE válidos e eficazes — a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia — Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S. A., e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás — Produtora Energética, S. A.

d) Os CAE celebrados com os titulares dessas centrais preveem a possibilidade de os mesmos requererem o recálculo da respetiva remuneração ao abrigo desses contratos nas situações em que se verifique um acréscimo de custos decorrentes de alterações legislativas posteriores à celebração dos contratos, de modo a permitir que os referidos titulares sejam colocados na mesma posição financeira em que se encontrariam caso não tivesse ocorrido alteração legislativa.

e) Acontece que o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, é expresso e inequívoco quando determina, no n.º 1 do seu artigo 4.º, que os custos com o financiamento da tarifa social recaem sobre “**to-**dos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário”, e não apenas sobre alguns desses titulares e, muito menos, sobre os consumidores de eletricidade — o que sucederia no caso de recálculo da remuneração devida aos titulares dos centros electroprodutores com CAE, com vista à sua compensação pelos custos suportados com o financiamento da tarifa social, uma vez que os encargos com o pagamento da referida remuneração, na parte que não esteja coberta pelas receitas provenientes da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos CAE, são repercutidos na denominada tarifa de uso global do sistema (ou tarifa UGS) que é cobrada a todos os consumidores na sua fatura de eletricidade, nos termos do n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 26 de agosto, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

f) Importa, com efeito, ter presente que o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, visou instituir para os custos com a tarifa social um regime de financiamento substancialmente distinto daquele que vigora para os demais custos de interesse geral: quanto a estes custos (como é o caso dos sobrecustos com a promoção das energias renováveis, com os incentivos à garantia de potência e com a convergência tarifária) estabeleceu o legislador que os mesmos devem ser repercutidos na tarifa UGS aplicável a todos os consumidores; diversamente, no que concerne aos custos com a tarifa social, o mesmo legislador dispôs, dentro do “quadro de proteção dos consumidores” que motivou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que tais custos devem ser suportados por todos os produtores em regime ordinário.

g) Perante isto, a aplicação de quaisquer soluções ou mecanismos contratuais que tenham por objeto isentar certos e determinados produtores em regime ordinário (como é o caso dos produtores titulares de CAE e, bem assim, dos produtores beneficiários de CMEC) dos encargos com o financiamento da tarifa social ou permitir a transmissão desses encargos para os consumidores de eletricidade suscita fundadas dúvidas de compatibilidade com a letra e espírito subjacentes ao Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

h) Acresce que a aplicação de tais soluções ou mecanismos, conduzindo à compensação dos produtores titulares de CAE pelos custos suportados com o financiamento da tarifa social — tal como sucederia no caso de idêntica compensação dos produtores beneficiários de CMEC —, equivale à criação de uma distorção nas condições de

concorrência no mercado de produção de eletricidade e, nesta medida, de um entrave à liberalização do setor elétrico nacional, à concretização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e à construção do mercado interno de energia, que dificilmente se compaginam com os princípios e regras de direito (nacional e europeu) aplicáveis na matéria e com os pressupostos da decisão da Comissão Europeia sobre auxílios estatais n.º 161/2004, de 22 de setembro de 2004, no qual se procedeu a uma apreciação prévia e preliminar dos regimes dos CAE e CMEC.

4 — Face ao exposto, **requer-se ao Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República que, a par da primeira questão suscitada [...], emita parecer sobre a questão de saber se os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE ainda válidos e eficazes de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, conforme dispõe o artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, ou se, pelo contrário, os mencionados encargos legítimos os produtores em causa a requerer o recálculo da respetiva remuneração ao abrigo dos CAE, transferindo, por essa via, a parte dos custos com o financiamento da tarifa social que lhes competem para os consumidores de eletricidade.**

### III. Clarificação da segunda questão

5 — A segunda questão suscitada [...] traduz-se no problema de saber qual o valor dos coeficientes de disponibilidade dos centros electroprodutores beneficiários de CMEC a adotar para efeitos de cálculo dos correspondentes ajustamentos anuais, enquanto não é publicada e entra em vigor a portaria prevista no artigo 33.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

6 — A este respeito, cumpre recordar que, antes da cessação dos respetivos CAE, os referidos centros electroprodutores encontravam-se submetidos, para efeitos de determinação da respetiva remuneração, à realização de testes de disponibilidade, cujos termos e trâmites se encontravam estabelecidos naqueles contratos.

7 — Com a cessação dos respetivos CAE, os centros electroprodutores passaram a beneficiar do pagamento de CMEC, cujos ajustamentos anuais são igualmente aferidos tendo em consideração os coeficientes de disponibilidade *verificada*.

8 — Conforme dispõe o n.º 7 do Anexo IV do decreto-lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, os acordos de cessação de cada CAE deveriam definir os procedimentos a adotar para o cálculo dos coeficientes de disponibilidade *verificada e garantida* em cada centro electroprodutor para efeitos de cálculo dos ajustamentos anuais e final.

9 — Os acordos de cessação dos CAE são, não obstante, totalmente omissos quanto aos mecanismos aplicáveis à *verificação e garantia* da disponibilidade dos centros electroprodutores, limitando-se a dizer que “a entidade concessionária da RNT enquanto garante da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico, para comprovar a situação de disponibilidade dos grupos dos Centros Electroprodutores, poderá atuar ao abrigo das suas competências de Operador do Sistema”.

10 — Perante este quadro, o cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC — e, em particular, o relatório de ajustamento anual referente ao ano de 2011 — tem assentado apenas nos valores de disponibilidade *declarados* pelos titulares das centrais.

11 — A adoção destes valores como base de cálculo dos ajustamentos anuais suscita, porém, fundadas dúvidas de conformidade com o disposto na lei e, em particular, no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que pressupõe a consideração de coeficientes de disponibilidade *verificada e garantida*, impondo a comprovação das declarações de disponibilidade apresentadas pelos centros electroprodutores, de modo a garantir a correção e adequação dos montantes atribuídos a título de CMEC e, assim, repercutidos nas tarifas de eletricidade, bem como a garantir a maximização das condições de segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional.

12 — Nestes termos, impõe-se esclarecer o seguinte:

a) Nos termos da lei, os ajustamentos anuais dos CMEC podem ser calculados com base nos coeficientes de disponibilidade resultantes das meras declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, cujo teor não foi sujeito à aplicação de qualquer mecanismo de verificação e garantia?

b) Existindo dúvidas quanto à correção dos valores constantes das referidas declarações de disponibilidade, face à idade e produção efetiva das instalações, e perante a impossibilidade de comprovação póstuma do teor das mesmas declarações, qual o valor dos coeficientes de disponibilidade a adotar para efeitos de cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC referentes, designadamente, ao ano de 2011?

13 — **É justamente o esclarecimento dos dois pontos acima indicados que se visa obter mediante a segunda questão suscitada no N.º/ ofício acima identificado** (4).

2 — Cumpre emitir parecer, no âmbito do qual se examinarão as seguintes questões:

1.ª **questão:** Saber se os custos com o financiamento da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, devem ser incluídos no cálculo do ajustamento anual dos mencionados Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) — montantes devidos aos titulares de centros electroprodutores que tenham acordado a cessação antecipada dos respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro —, sendo, em resultado de tal inclusão, repercutidos por todos os consumidores de energia elétrica

2.ª **questão:** Saber se os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE ainda válidos e eficazes de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, conforme dispõe o artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, ou se, pelo contrário, os mencionados encargos legitimam os produtores em causa a requerer o recálculo da respetiva remuneração ao abrigo dos CAE, transferindo, por essa via, a parte dos custos com o financiamento da tarifa social que lhes competem para os consumidores de eletricidade.

3.ª **questão:** Saber se, nos termos da lei, os ajustamentos anuais dos CMEC podem ser calculados com base nos coeficientes de disponibilidade resultantes das meras declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, cujo teor não foi sujeito à aplicação de qualquer mecanismo de verificação e garantia.

4.ª **questão:** Existindo dúvidas quanto à correção dos valores constantes das referidas declarações de disponibilidade, face à idade e produção efetiva das instalações, e perante a impossibilidade de comprovação póstuma do teor das mesmas declarações, determinar o valor dos coeficientes de disponibilidade a adotar para efeitos de cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC referentes, designadamente, ao ano de 2011 (5).

3 — Examinaremos as questões que nos são colocadas, após descrição do quadro legislativo que regula o setor elétrico e dos contratos de aquisição de energia (CAE) e dos instrumentos que lhes sucederam — os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Tendo em conta o relevo que estes instrumentos assumem para o tratamento das questões suscitadas nesta consulta, entendemos examinar e responder primeiramente às duas últimas questões indicadas (3.ª e 4.ª questões), após o que se tratará da tarifa social e sua repercussão, quer nos CAE ainda subsistentes.

## II

1 — O Conselho Consultivo já teve a oportunidade de referenciar o quadro legislativo mais relevante do setor da energia elétrica, tarefa empreendida, nomeadamente, no parecer n.º 66/2005, de 30 de junho de 2005 (6), no parecer n.º 126/2005, de 11 de maio de 2006 (7), no parecer n.º 53/2008, de 12 de fevereiro de 2009 (8), e no parecer n.º 35/2009, de 15 de abril de 2010 (9).

1.1 — Sobre a evolução legal verificada neste domínio, lê-se no parecer n.º 35/2009, retomando o tratamento dispensado no parecer n.º 53/2008 (ponto III):

«1 — O Decreto n.º 12 559, de 20 de outubro de 1926 — Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos —, que aprovou as bases aplicáveis à produção, transporte e distribuição da energia elétrica, continha a definição de Rede Elétrica Nacional (“conjunto de linhas de transporte de energia no País que seja objeto de comércio em espécie”) e dispunha que as linhas que a integravam eram, para efeitos de construção e exploração, de utilidade pública e de interesse nacional, e que seriam objeto de concessão.

Mais tarde, a Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, aprovou as Bases da Eletrificação do País, que só vieram a ser desenvolvidas pelo Decreto-Lei n.º 43 335, de 19 de novembro de 1960. Aquela lei regulou, autonomamente, a “rede elétrica nacional” (que passou a abranger o conjunto de instalações de serviço público destinadas à produção, transporte e distribuição de energia elétrica) e o “transporte e grande distribuição”. Em qualquer das áreas ficou patente o importante papel que passou a caber ao Estado, que participaria ou apoiaria os produtores, prestaria auxílios à instalação das centrais ou procederia mesmo à instalação das centrais de interesse público, auxiliaria no estabelecimento das linhas de transporte e grande distribuição; a interligação das linhas deveria subordinar-se ao planeamento estatal.

2 — A estrutura organizativa do setor elétrico nacional — que assentava quanto ao regime de exercício das atividades de produção, distribuição e transporte de energia elétrica na outorga de concessões

a cidadãos nacionais ou a empresas com maioria de capital nacional e sediadas em Portugal — foi modificada com a nacionalização, com eficácia a partir de 15 de abril de 1975, das principais empresas que exploravam aquelas atividades, operada pelo Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, e pela concomitante previsão da criação de uma empresa pública, a Eletricidade de Portugal, à qual seria atribuído “em regime de exclusivo e por tempo indeterminado o exercício de serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional”.

A Eletricidade de Portugal — Empresa Pública (EDP) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho, emergindo como “única entidade económico-jurídica” (10) resultante da reestruturação das empresas nacionalizadas.

Pessoa coletiva de direito público, dotada de autonomia administrativa, financeira e patrimonial, a EDP tinha por objeto principal “o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica no território do continente, para promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população” (artigo 2.º, n.º 1).

O monopólio do Estado no setor reforçou-se através da proibição de acesso da iniciativa privada às atividades de produção transporte e distribuição de energia elétrica para consumo público assumida pela lei de Delimitação de Setores (Lei n.º 46/77, de 8 de julho).

3.1 — Porém, na década de 80, anunciou-se o fim do monopólio do Estado, associado ao processo de adesão à Comunidade Económica Europeia, refletindo-se, inicialmente, apenas no setor da pequena produção de energia elétrica, na aceitação do auto-produtor (11), e na distribuição da energia elétrica em baixa tensão (12). O Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de dezembro — que alterou a Lei n.º 46/77 (Lei de Delimitação de Setores) — veio ainda permitir o acesso das entidades privadas às atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica para consumo público.

Pelo Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro, a EDP foi transformada em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, prevendo-se a possibilidade de cisão e constituição de novas sociedades anónimas cujo capital social seria por si integralmente subscrito ou realizado (artigo 8.º, n.º 1).

Consignado já o princípio da “liberdade de acesso”, o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de março, veio regular as atividades específicas do setor e instituir os princípios gerais do regime enquadrador do exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, salvaguardando, contudo, «um quadro misto em que se estimula a iniciativa privada e se mantém ainda uma zona nuclear em regime de concessão de serviço público, bastante para garantir a segurança do abastecimento do país» (13).

O modelo então criado compreendia o Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). O SEP era constituído pela Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), explorada em regime de concessão de serviço público, e por entidades contratualmente vinculadas ao sistema, que se comprometiam a abastecê-lo ou a ser por ele abastecidas, e que exerciam a atividade de produção e distribuição mediante atribuição de licenças vinculadas; o SEI compreendia o exercício de atividades fora do sistema, para uso próprio ou de terceiros, em regime de concorrência, e mediante licenças não vinculadas. Cabia à entidade concessionária da RNT a gestão global do SEP considerando-se tal concessão atribuída à EDP até à regulamentação da matéria por diploma próprio.

3.2 — O aprofundamento da liberalização do setor fez-se com um conjunto de sete diplomas, publicados em 1995 — os Decretos-Leis n.ºs 182/95 a 188/95, todos de 27 de julho (14) — que introduziram importantes alterações na atividade de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, antecipando as orientações traçadas pela Diretiva n.º 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996 (15), que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

Merece evidência o Decreto-Lei n.º 182/95, que estabeleceu as bases da organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e os princípios que regiam as atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Foi mantida a matriz delineada pelo Decreto-Lei n.º 99/91, designadamente o desdobramento do SEN no SEP e no SEI: o primeiro, associado à prestação de um serviço público, integrava a concessionária da RNT (explorada em regime de serviço público através de contrato de concessão, considerando-se a mesma atribuída à REN — Rede Elétrica Nacional, SA) e os titulares de licenças vinculadas de produção e distribuição; o SEI passou a compreender o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis (com exceção da energia hidráulica), e a produção de energia elétrica em instalações de cogeração, e, a partir das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 85/2002, de 6 de abril, a produção de energia elétrica em aproveitamentos hidroelétricos instalada até 10MW.

Este novo enquadramento inscreve-se num movimento mais vasto, de que a Diretiva n.º 96/92/CE constitui corolário no plano comunitário, e que tem como objetivo essencial a criação de um mercado concorrencial da eletricidade. Nessa medida, considerou-se que só a criação de um mercado interno do setor elétrico permitiria “racionalizar a produção, o transporte e a distribuição da eletricidade, reforçando simultaneamente a segurança de abastecimento e a competitividade da economia europeia e a proteção do ambiente” (16).

[...].

3.3 — À Diretiva n.º 96/92/CE sucedeu a Diretiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho (17), que visa concretizar plenamente o mercado interno no setor da eletricidade, aprofundando o percurso já trilhado pela anterior Diretiva. Em todas as disposições comunitárias está presente o propósito de consolidar o modelo concorrencial, sem prejuízo do cumprimento dos requisitos de serviço público (18).

Entretanto, a Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004, de 20 de abril, aprovou o acordo para a criação de um mercado de eletricidade comum a Portugal e Espanha (Mercado Ibérico da Energia Elétrica — MIBEL), como “marco de um processo de integração dos sistemas elétricos de ambos os países”, os quais se comprometeram a desenvolver legislação interna que permitisse o funcionamento de um mercado único em que todos os participantes tivessem igualdade de direitos e de obrigações.

Foi, assim, editada nova legislação — Decretos-Leis n.ºs 198/2003, de 2 de setembro, 153/2004, de 30 de junho, e 240/2004, de 27 de dezembro (19) — que, aprofundando a tendência liberalizadora e concorrencial, visou a redução do SEP.

3.4 — Por fim, reconhecendo que as alterações legislativas ocorridas em 2003 e 2004 haviam assumido caráter transitório, foi publicado o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que fixou regras comuns para o mercado interno da eletricidade.»

1.2 — Como se afirma no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 29/2006, «o novo quadro estabelece um sistema elétrico integrado, em que as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licenças, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público».

O Decreto-Lei n.º 29/2006 foi objeto de sucessivas alterações (20), interessando destacar as que foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, diploma que procedeu à transposição da já mencionada Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho.

Como se dá conta no preâmbulo, «adotam-se medidas no sentido do reforço da disciplina da separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte como meio para atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia integrado que permita a implementação de uma concorrência de mercado mais eficaz», sendo de destacar também o aprofundamento das regras para garantir a proteção dos consumidores, ou seja dos clientes finais de eletricidade.

O artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação introduzida por este diploma, versa precisamente sobre a «Proteção dos consumidores, dispondo no seu n.º 4, quanto ao *cliente vulnerável*, que:

«4 — É assegurada a proteção ao cliente vulnerável, através da adoção de medidas de salvaguarda destinadas a satisfazer as suas necessidades de consumo, designadamente em matéria de preços e de proibição de cortes de ligação».

O conceito de *cliente vulnerável* consta do n.º 6 do mesmo preceito:

«6 — Entende-se por ‘cliente vulnerável’ as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência sócio-económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços.»

1.3 — O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, editado na sequência do «Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica», celebrado entre a República Portuguesa e o Banco Central Europeu, a Comissão Europeia e o Fundo Monetário Internacional, no quadro do programa de auxílio financeiro a Portugal, e em cumprimento da Diretiva n.º 2009/72/CE, veio a estabelecer o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão

de potência contratada, de todas as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais no território continental, estendendo, assim, à baixa tensão normal (BTN), o processo que o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, já iniciara, ao determinar a extinção das aludidas tarifas para clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

No respetivo preâmbulo afirma-se que «[o] modelo de extinção gradual das tarifas de venda a clientes finais visa criar condições para que os comercializadores possam oferecer eletricidade num contexto de efetiva concorrência, dinamizando a transição dos clientes para um mercado liberalizado. A concretização deste modelo em função dos escalões de potência contratada, acompanhada da introdução de mecanismos regulatórios que incentivam a transição para um mercado energético liberalizado, toma em consideração a sensibilidade dos clientes compreendidos em cada um dos aludidos escalões à introdução de preços de mercado».

O diploma prevê que o processo de extinção das tarifas reguladas seja «acompanhado pela adoção de mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente, a possibilidade de serem fornecidos por um comercializador de último recurso e a adoção de instrumentos de relacionamento comercial adaptados às suas necessidades. Tais mecanismos de salvaguarda acrescem aos descontos aplicáveis aos clientes finais economicamente vulneráveis, designadamente à tarifa social da eletricidade, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, e ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), previsto no Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro» (do preâmbulo).

1.4 — O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, veio a proceder à «revisão global» do Decreto-Lei n.º 29/2006, visando-se assegurar «de forma completa, integral e harmonizada, a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE» e a atualização daquele diploma «em consideração das vicissitudes entretanto ocorridas no panorama energético nacional» (preâmbulo).

O diploma contém a versão atual consolidada das bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), bem como das bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

A parte dispositiva do Decreto-Lei n.º 29/2006, na sua versão atual, desenvolve-se por nove capítulos versando, sucessivamente, sobre: Disposições gerais (I); Organização, regime de atividades e funcionamento (II); Consumidores (III); Regulação (IV); Segurança do abastecimento (V); Prestação de informação (VI); Regiões Autónomas (VII); Regime transitório (VIII); Disposições finais (IX).

O artigo 4.º enuncia o objetivo e princípios gerais das atividades abrangidas pelo diploma, estabelecendo que

«Artigo 4.º

*Objetivo e princípios gerais*

1 — O exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei tem como objetivo fundamental contribuir para o desenvolvimento e para a coesão económica e social, assegurando, nomeadamente, a oferta de eletricidade em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa quer quantitativamente.

2 — O exercício das atividades abrangidas pelo presente decreto-lei deve obedecer a princípios de racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, contribuindo para a progressiva melhoria da competitividade e eficiência do SEN, no quadro da realização do mercado interno de energia, tendo em conta a utilização racional dos recursos, a sua preservação, a manutenção do equilíbrio ambiental e a proteção dos consumidores.

3 — O exercício das atividades previstas no presente decreto-lei processa-se com observância dos princípios da concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.

4 — O exercício das atividades de produção e de comercialização de eletricidade processa-se em regime de livre concorrência.

5 — O exercício das atividades de transporte e de distribuição de eletricidade processa-se em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, nos termos definidos em diploma específico.

6 — *(Revogado.)*

7 — Nos termos do presente decreto-lei, são assegurados a todos os interessados os seguintes direitos:

- a) Liberdade de acesso ou de candidatura ao exercício das atividades;
- b) Não discriminação;
- c) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- d) Imparcialidade nas decisões;
- e) Transparência e objetividade das regras e decisões;

- f) Acesso à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível;
- g) Liberdade de escolha do comercializador de eletricidade;
- h) Direito de reclamação e ao seu tratamento eficiente.»

O artigo 5.º define as obrigações de serviço público no exercício das atividades abrangidas. Interessa também conhecer o seu teor:

«Artigo 5.º

*Obrigações de serviço público*

1 — Sem prejuízo do exercício das atividades em regime livre e concorrencial, são estabelecidas obrigações de serviço público.

2 — As obrigações de serviço público são da responsabilidade dos intervenientes no SEN, nos termos previstos no presente decreto-lei e na legislação complementar.

3 — São obrigações de serviço público, nomeadamente:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento;
- b) A garantia da universalidade de prestação do serviço;
- c) A garantia da ligação de todos os clientes às redes;
- d) A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços;
- e) A promoção da eficiência energética, a proteção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos;
- f) A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas elétricos das Regiões Autónomas.»

O artigo 6.º versa sobre a «Proteção dos consumidores», assegurando que no exercício das atividades abrangidas por este diploma «a proteção dos consumidores, nomeadamente quanto à prestação do serviço, ao exercício do direito de informação, à qualidade da prestação do serviço, às tarifas e preços, à repressão de cláusulas abusivas e à resolução de litígios» (n.º 2) e a «proteção ao cliente final economicamente vulnerável, através da adoção de medidas de salvaguarda destinadas a satisfazer as suas necessidades de consumo, designadamente em matéria de preços e de proibição de cortes de ligação» (n.º 4).

Refira-se que no artigo 3.º, alínea g), o «cliente final economicamente vulnerável» é definido como «a pessoa que se encontre na condição de beneficiar da tarifa social de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro».

O sistema elétrico nacional (SEN) é entendido como o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade (artigo 10.º).

A Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de eletricidade que integram a rede nacional de transporte de eletricidade no continente (RNT), a rede nacional de distribuição de eletricidade em média e alta tensões (RND) e as redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão [cf. artigos 3.º, alíneas hh), e ii), e 11.º] e que são consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública (artigo 12.º).

De acordo com o disposto no artigo 13.º, o serviço elétrico nacional (SEM) integra o exercício das atividades: produção de eletricidade, transporte de eletricidade, distribuição de eletricidade, comercialização de eletricidade, operação de mercados organizados de eletricidade, operação logística de mudança de comercializador de eletricidade e outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado no SEN (artigo 13.º).

O exercício da atividade de produção de eletricidade é livre, ficando sujeito à obtenção de licença ou, nos casos previstos em legislação complementar, à realização de comunicação prévia junto das entidades administrativas competentes (artigo 15.º).

A produção de eletricidade é realizada em regime ordinário ou sob regime especial.

O artigo 17.º contempla a produção de eletricidade em regime ordinário, estabelecendo que se considera como tal «a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial» (n.º 1).

Nos termos do n.º 2 do mesmo preceito, incluem-se no regime ordinário os centros electroprodutores:

- «a) Relativamente aos quais ainda produzam efeitos contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 56/97, de 14 de março, 198/2000, de 24 de agosto, 153/2004, de 30 de junho, 172/2006, de 23 de agosto, e 226-A/2007, 31 de maio;
- b) Que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho;

- c) Que beneficiem de incentivos à garantia de potência pelos mesmos disponibilizada ao SEN, nos termos previstos em legislação complementar.»

A produção de eletricidade em regime especial está definida no artigo 18.º nos seguintes termos:

«Artigo 18.º

*Produção de eletricidade em regime especial*

1 — Considera-se produção em regime especial a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.

2 — A produção de eletricidade em regime especial pode beneficiar de incentivos à utilização de recursos endógenos renováveis ou à promoção da eficiência energética através da produção combinada de calor e eletricidade, nos termos e pelo período estabelecido na lei.

3 — O regime jurídico de produção em regime especial é estabelecido na lei.»

A atividade de transporte de eletricidade é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da RNT (artigo 21.º).

A entidade concessionária da RNT é ainda responsável pela gestão técnica global do SEM que deverá ser exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória. Essa gestão consiste na coordenação sistémica das instalações que constituem o SEN, de forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, nos termos previstos em legislação complementar (artigo 23.º).

Conforme expressamente se enuncia no n.º 1 do artigo 25.º, o operador da RNT é independente, no plano jurídico e patrimonial, das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, atividade de produção ou comercialização de eletricidade.

A entidade concessionária da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respetivas instalações, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas definidas no Regulamento Tarifário (artigo 29.º).

O regime de exercício da atividade de distribuição de eletricidade consta do artigo 31.º Nos termos deste preceito, tal atividade «é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da RND e das redes de BT».

O artigo 36.º contempla também a separação jurídica da atividade de distribuição, prescrevendo que o operador da respetiva rede «é independente no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras atividades não relacionadas com a distribuição».

As concessionárias das redes de distribuição relacionam-se comercialmente com os utilizadores das respetivas instalações, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas definidas no Regulamento Tarifário (artigo 40.º).

O exercício da atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando sujeito a licença (artigo 42.º, n.º 1), estando separada juridicamente das restantes atividades (artigo 43.º).

No âmbito do relacionamento dos comercializadores de eletricidade, estabelece o n.º 1 do artigo 44.º que tais agentes «podem contratar a eletricidade necessária ao abastecimento dos seus clientes através da celebração de contratos bilaterais ou através da participação em mercados organizados».

Nos termos do n.º 2, «[o]s comercializadores de eletricidade relacionam-se comercialmente com os operadores das redes às quais estão ligadas as instalações dos seus clientes, assumindo a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de uso das redes e outros serviços, bem como pela prestação das garantias contratuais legalmente estabelecidas».

O artigo 46.º dispõe sobre o exercício de *comercialização de último recurso*, nos seguintes termos:

«Artigo 46.º

*Exercício da atividade de comercialização de último recurso*

1 — Considera-se «comercializador de último recurso» o comercializador que estiver sujeito a obrigações de serviço público universal, nos termos previstos na presente subsecção.

2 — A prestação de serviço público universal implica o fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades dos clientes de eletricidade com fornecimentos ou entregas em BTN, nos termos da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à proteção do consumidor.

3 — As obrigações de serviço público universal respeitam ao fornecimento de eletricidade aos clientes finais com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas e, após a extinção destas, ao fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades dos clientes finais economicamente vulneráveis.

4 — O comercializador de último recurso é ainda responsável por fornecer eletricidade aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, bem como por assegurar o fornecimento de eletricidade em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, nos termos a definir em legislação complementar.»

O capítulo dedicado à «Regulação» é constituído por duas secções dedicadas, respetivamente, às «Disposições e atribuições gerais» (artigos 56.º a 60.º) e ao «Sistema tarifário» (artigos 61.º e 62.º).

Os artigos 56.º, e 58.º dispõem sobre os fins, a incumbência e as atribuições da regulação do sistema elétrico nacional, nos seguintes termos:

«Artigo 56.º

*Finalidade da regulação do sistema elétrico nacional*

A regulação do SEN tem por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das atividades em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objetivos da realização do mercado interno da eletricidade.»

O artigo 57.º enuncia as atividades que estão sujeitas a regulação. São elas: as atividades de transporte, de distribuição e de comercialização de último recurso de eletricidade, bem como as de operação logística de mudança de comercializador e de gestão de mercados organizados estão sujeitas a regulação

A regulação está cometida à ERSE, sem prejuízo das competências atribuídas à DGEG [Direção-Geral de Energia e Geologia], à Autoridade da Concorrência, à Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e a outras entidades administrativas, no domínio específico das suas atribuições, e exerce-se nos termos previstos neste diploma e na legislação que define as competências daquelas entidades (artigo 57.º, n.ºs 2 e 3).

Para além das atribuições e competências previstas nos seus Estatutos, a ERSE, exerce um conjunto de competências que o artigo 58.º enumera, de entre as quais se podem destacar:

— A supervisão do nível de transparência do mercado, incluindo os preços, a existência de subvenções cruzadas entre atividades, a qualidade de serviço, a ocorrência de práticas contratuais restritivas, o tempo em que os operadores das redes demoram a executar as ligações e reparações, assim como a aplicação de regras relativas às atribuições dos operadores das redes;

— A emissão de decisões vinculativas sobre todas as empresas que atuam no âmbito do SEN;

— A condução de inquéritos, a realização de auditorias e de inspeções nas instalações das empresas e exigir-lhes toda a documentação de que necessite para o cumprimento da sua atividade.

O artigo 59.º consagra o direito de acesso à informação por parte das entidades às quais está atribuída a regulação, referidas no artigo 57.º (ERSE, DGEG, Autoridade da Concorrência, CMVM, e outras entidades administrativas).

Tais entidades «têm o direito de obter dos intervenientes no SEN a informação necessária ao exercício das suas competências específicas e ao conhecimento do mercado» (n.º 1), incluindo «o direito de acesso aos documentos de prestação de contas das empresas de eletricidade» (n.º 2), com respeito da «confidencialidade das informações comercialmente sensíveis» (n.º 3).

Como corolário do princípio da separação jurídica das atividades prosseguidas pelas empresas de eletricidade, o artigo 59.º-A consagra a regra da separação contabilística. Assim, nos termos do seu n.º 4, as empresas de eletricidade devem, na elaboração das suas contas anuais, «com o fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções da concorrência», respeitar um conjunto de regras enunciadas sucessivamente nas suas alíneas. As suas contas devem, nomeadamente, estar separadas para cada uma das atividades e refletidas em contas próprias.

No âmbito do sistema tarifário, o artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, integrado na secção relativa ao «Sistema tarifário», enuncia os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas reguladas e eleger os custos que nelas se deverão repercutir. Tem interesse conhecer o teor deste preceito:

«Artigo 61.º

*Princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas*

1 — O cálculo e a fixação das tarifas reguladas aplicáveis às diversas atividades, considerando como tal as tarifas de uso das redes, de uso global do sistema e comercialização de último recurso, obedecem aos seguintes princípios:

- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas;
- c) Transparência na formulação e fixação das tarifas;
- d) Inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária;
- e) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN;
- f) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando, simultaneamente, o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público em condições de gestão eficiente;
- g) Criação de incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas;
- h) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

2 — O membro do Governo responsável pela área da energia define, mediante portaria, ouvida a ERSE, os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral nas tarifas reguladas previstas no número anterior, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados em cada período horário e sazonal, de forma a incentivar a modulação e uma maior eficiência energética do consumo.

3 — Para os efeitos do número anterior, incluem-se nos custos de interesse económico geral os montantes dos incentivos à garantia de potência, os sobrecustos da produção de eletricidade em regime especial, a diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita proveniente da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor, os encargos com os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), os custos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico, com planos de promoção da eficiência no consumo, os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados, os subprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas e os sobrecustos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas, bem como outros previstos no Regulamento Tarifário a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema.

4 — O cálculo e a fixação das tarifas e preços regulados são da competência da ERSE, entrando em vigor após a sua publicação nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

5 — A fixação das demais tarifas e preços de venda a clientes finais não abrangidos pelo n.º 1 do presente artigo são da responsabilidade dos comercializadores de mercado, devendo na sua fixação ter em conta os princípios estabelecidos no n.º 1 naquilo que não for incompatível com a sua natureza de comercializador de mercado.»

As regras e as metodologias para o cálculo e fixação das tarifas reguladas, bem como a estrutura tarifária, são estabelecidas no Regulamento Tarifário (artigo 62.º).

2 — Interessará dar nota de que a liberalização do mercado de eletricidade manifestou-se também no domínio das tarifas reguladas de venda de eletricidade através da sua eliminação, de forma gradual.

Assim, o processo de liberalização das tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciou-se, no setor elétrico, em 1 de janeiro de 2011, com a extinção, a partir desta data, determinada pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em baixa tensão especial, média tensão, alta tensão e muito alta tensão, passando a venda a estar submetida ao regime de preços livres (artigo 4.º).

Como é afirmado no seu preâmbulo, «tanto a figura do comercializador de último recurso como a fixação de tarifas reguladas de venda de eletricidade assumem um caráter restrito e provisório, sendo fundamentalmente consagradas a favor dos consumidores domésticos e de pequenas empresas, e ainda assim apenas no período em que o mercado não assegure em termos competitivos e socialmente razoáveis o fornecimento de eletricidade».

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011 veio, entretanto, a aprovar o calendário para a extinção faseada das tarifas reguladas de eletricidade e de gás natural e as medidas necessárias à proteção dos consumidores, em especial dos clientes finais economicamente vulneráveis.

O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, veio a estabelecer o regime destinado a permitir a extinção, de forma gradual, por escalão de potência contratada, de todas as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais no território continental, estendendo, assim, à baixa tensão normal (BTN), o regime fixado pelo mencionado Decreto-Lei n.º 104/2010 relativamente aos restantes níveis de tensão.

O artigo 2.º, n.º 1, desse diploma estabelece a extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

A partir destas datas, os novos contratos de venda de eletricidade a clientes finais são obrigatoriamente celebrados em regime de preços livres, deixando de ser fixados pela ERSE, passando a ser definidos pelo mercado, no qual cada comercializador fará ofertas com preços diferenciados em regime concorrencial<sup>(21)</sup>.

Os comercializadores de mercado deverão ter em conta na fixação das tarifas e preços de venda aos clientes finais os princípios estabelecidos no n.º 1 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, acima transcrito. A ERSE competirá proceder ao cálculo e à fixação das tarifas e preços regulados (cf. n.ºs 4 e 5 do mesmo preceito).

Nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 75/2012, os clientes finais economicamente vulneráveis, tendo o direito de aderir às formas de contratação oferecidas no mercado, podem optar por ser fornecidos pelo comercializador de último recurso, mantendo, em qualquer dos casos, o direito aos descontos na tarifa de acesso legalmente previstos.

Refira-se, por fim, que o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 75/2012 prevê a manutenção, até 31 de dezembro de 2014 ou até 31 de dezembro de 2015<sup>(22)</sup>, de *tarifas transitórias* para venda de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre, de entre os quais se incluem os clientes finais economicamente vulneráveis que assim optarem.

Compete à ERSE a fixação das tarifas transitórias de venda de eletricidade em BTN, as quais são determinadas pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento, o qual visa induzir a adesão gradual às formas de contratação oferecidas no mercado (n.º 3 do artigo 4.º).

De acordo com o disposto nos n.ºs 5 e 6 do mesmo preceito, a receita proveniente do referido fator de agravamento será repercutida a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE. No entanto, às tarifas aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos clientes finais economicamente vulneráveis não será adicionado o montante resultante da aplicação desse fator de agravamento.

3 — No desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto<sup>(23)</sup>, estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.

4 — O esforço de liberalização, reafirmado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, que, sob o impulso do direito comunitário, tem vindo a ser feito no mercado elétrico, traduziu-se, desde logo, pela *separação* ou *desagregação* das atividades da fileira elétrica (*unbundling*).

Como, a este propósito, salienta PEDRO GONÇALVES, «impunha-se, antes de mais, distinguir e, sobretudo, separar entre si as atividades elétricas — a *produção*, o *transporte* e a *distribuição* — e, simultaneamente, separar a *rede* (adstrita ao transporte e à distribuição), por um lado, da produção e, por outro lado, do *serviço de fornecimento de eletricidade a clientes*»<sup>(24)</sup>.

Por força dos Decretos-Leis n.ºs 29/2006 e 172/2006, a energia elétrica converteu-se, refere o mesmo autor, num «bem de mercado», rompendo-se, em termos definitivos, «a histórica ligação da eletricidade aos conceitos e à racionalidade do monopólio e dos direitos exclusivos»<sup>(25)</sup>.

A liberalização foi, porém, a possível, acabando por abranger «apenas as tarefas situadas a *montante* e a *jusante* da transmissão (transporte e distribuição)»<sup>(26)</sup>, ou seja, as atividades de produção e de comercialização. Fora do quadro da concorrência ficaram as atividades de transporte

e de distribuição, confiadas a entidades concessionárias, em regime de exclusivo<sup>(27)</sup>.

Acompanhando o parecer n.º 35/2009, já citado, se atentarmos nos seus principais da cadeia de valor no Sistema Elétrico Nacional (SEN), constatamos, assim, que: (a) a produção de eletricidade é uma atividade totalmente liberalizada, funcionando numa lógica de mercado e em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de uma licença; (b) o transporte de eletricidade, efetuado através da Rede Nacional de Transporte, em Alta e Muito Alta Tensão (RNT), constitui uma atividade regulada, não liberalizada, tendo sido atribuída, pelo Estado Português, a respetiva concessão à REN — Rede Elétrica Nacional, S. A., entidade a quem cabe também a atividade de gestão global do sistema de eletricidade; (c) a distribuição de eletricidade é efetuada através da RND — Rede Nacional de Distribuição, em Média e Alta Tensão e das Redes Municipais de Distribuição, em Baixa Tensão. No caso da RND, a atividade é regulada e exercida através de concessão atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição — Energia, S. A. No caso das redes de Baixa tensão, a atividade é exercida ao abrigo de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP — Distribuição, sendo igualmente uma atividade regulada; (d) a comercialização de eletricidade constitui uma atividade liberalizada, funcionando numa lógica de mercado e em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença. Enquanto o mercado liberalizado não for eficaz e eficiente, instituiu a lei a figura do comercializador de último recurso, ou seja, uma entidade titular da licença de comercialização de eletricidade sujeita a obrigações de serviço universal cuja atividade é regulada, tendo em vista a salvaguarda dos direitos dos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, garantindo-lhes o fornecimento de eletricidade, com tarifas reguladas, em condições de adequada qualidade e continuidade de serviço. A função de comercializador de último recurso é desempenhada pela EDP — Serviço Universal, S. A.<sup>(28)</sup>.

### III

1 — Os *contratos de aquisição de energia*, também designados por CAE, enquadram-se no modelo de organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN), regulado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho<sup>(29)</sup>, e inserem-se coerentemente no regime de vinculação então instituído.

Esse diploma, que estabeleceu as bases da organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN), consagrou um modelo de organização do SEN caracterizado pela coexistência de um sistema elétrico de serviço público (SEP) e de um sistema elétrico independente (SEI) — artigo 3.º

De acordo com o disposto no seu artigo 7.º, o objetivo do SEP era o de «assegurar em todo o território continental a satisfação das necessidades dos consumidores de energia elétrica, em regime de serviço público», compreendendo a Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), explorada em regime de concessão de serviço público, e o conjunto de instalações de produção e redes de distribuição, explorado mediante um regime de licença vinculada (artigo 8.º).

As entidades que constituíam o SEP encontravam-se enumeradas no artigo 9.º<sup>(30)</sup>: (a) os titulares de licenças vinculadas de produção; (b) a entidade concessionária da RNT; (c) os titulares de licenças vinculadas de distribuição.

Conforme definição contida no artigo 4.º, alínea *d*), do mesmo diploma, a *licença vinculada* era a «licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEP ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele Sistema»<sup>(31)</sup>.

Nos termos do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 182/95, os produtores vinculados eram «as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica», regulando o artigo 14.º o processo de consulta para o estabelecimento e exploração de novos centros electroprodutores.

Em conformidade com o disposto no n.º 8 deste preceito<sup>(32)</sup>, «[a] integração de cada novo centro electroprodutor no SEP concretiza-se mediante a celebração de um novo contrato de vinculação entre a entidade concessionária da RNT e a entidade selecionada para o estabelecer e explorar ...».

Para efeitos do diploma em análise, o *contrato de vinculação* é definido como o «contrato de longo prazo mediante o qual, dentro das regras de funcionamento do SEP, um produtor assume o compromisso de entregar ao SEP toda a energia elétrica por si produzida ou um distribuidor assume o compromisso de proceder à distribuição, dentro do âmbito do SEP, da energia elétrica que recebe deste — artigo 4.º alínea *c*).

O artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 182/95 estabelecia as regras a aplicar com vista à seleção da entidade encarregada de estabelecer e explorar o centro electroprodutor cuja integração no SEP se mostre necessária.

Nos termos do n.º 8 deste preceito, a integração de cada novo centro electroprodutor no SEP concretiza-se mediante a celebração de um novo contrato de vinculação entre a entidade concessionária da RNT e a entidade selecionada para o estabelecer e explorar.

2 — Os traços essenciais dos CAE estão definidos no artigo 15.º deste diploma, preceito cujo teor interessa conhecer:

«Artigo 15.º

*Relacionamento comercial dos produtores vinculados*

1 — Os produtores vinculados relacionam-se comercialmente com a entidade concessionária da RNT através dos contratos de vinculação referidos no artigo anterior.

2 — A cada centro electroprodutor corresponde um contrato de vinculação.

3 — Os contratos de vinculação têm uma duração não inferior a 15 anos, exceto em casos devidamente justificados.

4 — Através dos contratos de vinculação, os produtores vinculados comprometem-se a abastecer o SEP, em exclusivo, nos termos da legislação aplicável.

5 — A remuneração da energia elétrica entregue ao SEP resulta da aplicação de um sistema misto baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia.»

Como se retira do preceito reproduzido, os CAE caracterizam-se por serem contratos de longo prazo através dos quais os produtores vinculados ao serviço público da energia se comprometem a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da rede nacional de transporte, vendendo-lhe toda a energia produzida no centro electroprodutor<sup>(33)</sup>.

No âmbito destes contratos, estabelece-se uma relação entre a entidade concessionária da rede nacional de transporte de energia elétrica (RNT), concessão atribuída, como já ficou dito, à REN — Rede Elétrica Nacional, S. A., como compradora, e cada produtor vinculado de energia, como vendedor, nos termos da qual este se compromete a vender àquela entidade a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais ajustadas.

Nesses contratos 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<sup>(34)</sup>.

De acordo com o disposto no n.º 5 do preceito acima transcrito, os CAE remuneram os custos ou encargos fixos (encargos de potência) dos centros electroprodutores que englobam o investimento inicial, bem como as despesas com as operações de manutenção, permitindo ainda recuperar os custos ou encargos variáveis de produção de energia elétrica pelo empreendimento (custos dos serviços de sistema)<sup>(35)</sup>.

Os CAE, vinculações de longo prazo, baseiam-se, pois, nas condições previamente acordadas entre as partes e não nas condições decorrentes de um mercado livre e concorrencial.

3 — De entre as orientações de política energética aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003<sup>(36)</sup>, foi adotada a necessidade de liberalizar o mercado com eficiência, através, designadamente, da concretização do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) e da promoção da concorrência e da abertura dos setores de eletricidade e gás natural.

A extinção dos contratos de aquisição de eletricidade (CAE) é uma das medidas que aí se apresenta como «imprescindível para que exista um verdadeiro mercado de eletricidade». Como ali se refere, «[é] necessário que haja colocação de energia nesse mercado [de eletricidade]. Desta forma, a REN deixará o seu “estatuto” de comprador quase único da eletricidade produzida, para que as empresas de produção a possam colocar no mercado».

De um modelo em que a produção de energia elétrica assentava na existência de contratos de aquisição de longo prazo (CAE), firmados entre cada centro electroprodutor e um comprador único que assegurava o aprovisionamento de energia para fornecimento à generalidade dos consumidores finais, passou-se à liberalização, quer ao nível da escolha de fornecedor, quer por via da abertura da atividade de produção à concorrência<sup>(37)</sup>.

Houve necessidade de se se criar um «mecanismo que, tendo presente o respeito por condições contratualmente estabelecidas e que não poderiam ser ignoradas, permite efetuar a cessação dos CAE mantendo o equilíbrio contratual subjacente a esses contratos»<sup>(38)</sup>.

Na mencionada Resolução faz-se notar, todavia, que «esses contratos entre os produtores vinculados e a REN oferecem garantias aos agentes da produção que deverão ser acautelados no mecanismo de recuperação de custos de transição para a concorrência» a definir, salvaguardando-se «a neutralidade económica para as partes contratantes dos CAE, sem introduzir vícios à livre formação de preços no mercado».

Efetivamente, se, em termos gerais, a transição para um sistema de concorrência é benéfica, desde logo, para os consumidores e para os agentes económicos que podem passar a atuar em setores anteriormente vedados, o mesmo não sucede relativamente às empresas que atuavam nos setores vedados e que não sofriam, por isso, qualquer concorrência.

E que tiveram de passar a atuar em mecanismos de oferta em mercados organizados.

Essa transição para sistemas concorrenciais ocasiona geralmente, como assinala NUNO DE OLIVEIRA GARCIA, os designados *Competition Transaction Charge*, expressão que pode ser traduzida como “Custos de Transição para a Concorrência” que são os que «decorrem da necessidade de assegurar às empresas que atuam em determinado setor o direito à recuperação dos investimentos realizados, que se encontravam devidamente acautelados no modelo monopolista»<sup>(39)</sup>.

No âmbito da liberalização do setor elétrico, os custos de transição para a concorrência, podendo encontrar também fundamento no princípio da proteção da confiança legítima, decorrem, essencialmente, da «necessidade de permitir às empresas do setor que utilizem meios necessários à recuperação de investimentos realizados cuja amortização era expectável segundo as regras em vigor num determinado período, as quais, porém, vieram a ser alteradas posteriormente pelo legislador»<sup>(40)</sup>.

4 — A orientação política consignada na mencionada Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 foi consagrada no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto<sup>(41)</sup>, que veio a estabelecer disposições aplicáveis à cessação dos contratos de aquisição de energia elétrica celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores vinculados, dispondo o seu artigo 13.º que:

«Artigo 13.º

*Custos para a manutenção do equilíbrio contratual*

1 — Os contratos de aquisição de energia (CAE) elétrica celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores vinculados são objeto de cessação.

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

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

4 — As condições da cessação e os critérios de valorização dos CMEC, incluindo as formas de pagamento, os ajustamentos a aplicar e a sua repercussão nas tarifas, bem como os efeitos de falta de pagamento aos produtores abrangidos, são objeto de diploma específico.»

5 — O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro<sup>(42)</sup>, em execução do disposto no artigo 13.º, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 185/2003, e editado no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, contempla 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 entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica que abastecem o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) — produtores.

Em termos de sistematização, o diploma é constituído por quatro capítulos com as seguintes epígrafes:

— Capítulo I — Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (artigos 1.º a 8.º);

— Capítulo II — Procedimento para a cessação antecipada dos CAE (artigos 9.º e 10.º);

— Capítulo III — Mecanismos de revisibilidade (artigos 11.º a 13.º);

— Capítulo IV — Disposições finais (artigos 14.º a 17.º).

Como se prevê no n.º 2 do seu artigo 1.º, o 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 respetivo montante, das formas e momento do seu pagamento, dos efeitos de eventuais faltas de pagamento, da sua repercussão nas tarifas elétricas e ao estabelecimento das regras especiais aplicáveis à possível titularização dos direitos respeitantes ao seu recebimento».

O artigo 2.º deste Decreto-Lei n.º 240/2004 determina cessação antecipada dos CAE celebrados entre as entidades acima referidas, prevendo no seu n.º 2 a atribuição do direito a uma compensação, designada por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), nos seguintes termos:

«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 objeto 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 respetivo 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 respetiva 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 respetivo 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.

...».

A cessação antecipada dos CAE determina a atribuição a um dos seus titulares (produtor ou entidade concessionária da RNT) do direito ao recebimento de compensações pela cessação antecipada de tais contratos as quais têm o intuito de garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos contratos anteriores, que não estejam devidamente garantidos através das receitas esperadas em regime de mercado.

Como se explicita na exposição de motivos da Proposta de Lei n.º 141/IX (43), a introdução de um novo modelo de funcionamento do setor elétrico, liberalizado e concorrencial, implicando a extinção da relação comercial exclusiva dos centros electroprodutores com a entidade concessionária da RNT, determinou a criação de medidas compensatórias, visando «o ressarcimento dos direitos de um dos contraentes dos CAE, através de compensações [...] que assegurem a apropriada equivalência económica relativamente à posição de cada parte no CAE».

Na apresentação da proposta de lei já referenciada, o Secretário de Estado do Desenvolvimento Económico enunciou os aspetos essenciais do funcionamento dos CMEC em termos que agora se reproduzem, com vista à melhor compreensão do sistema instituído. Afirmou-se então:

«Ao extinguir os CAE os produtores deixarão de receber o valor implícito no contrato que inclui, por exemplo, custos fixos e variáveis de operação e manutenção, os custos de investimento ou pagamentos por disponibilidade da central. Mas ao operar em regime de mercado, os produtores recebem receitas provenientes da venda de energia.

Assim, a compensação a atribuir aos produtores é tão somente a diferença entre a garantia de valor que estes teriam com os CAE e as receitas obtidas em mercado. Se o valor recuperado em mercado for inferior ao valor implícito no CAE, a compensação ou Custo de Manutenção do Equilíbrio contratual — CMEC, a pagar aos produtores será positiva e deverá ser levada à tarifa de usos globais do sistema para pagamento por todos os consumidores. Ou seja, as compensações são apenas no montante do valor do CAE que os produtores não conseguem recuperar através do mercado, repondo o equilíbrio contratual.

Naturalmente, se os produtores obtiverem no mercado receitas acima do valor do CAE terão de devolver esse adicional ao sistema, repercutindo-se numa redução das tarifas de todos os consumidores».

O procedimento para a cessação antecipada dos CAE está regulado no artigo 9.º deste diploma. De acordo com o disposto no seu n.º 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 do n.º 2, os acordos de cessação antecipada dos CAE 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 respetivas partes.

O artigo 10.º, n.º 1, elenca os elementos que acordos de cessação antecipada dos CAE devem conter:

a) A concretização dos direitos e os deveres que para as partes resultam do presente diploma;

b) 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 respetivo cálculo;

c) O montante máximo de compensações devidas pela cessação antecipada de cada CAE, de acordo com o disposto no artigo 13.º;

d) 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;

e) 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;

f) A sujeição a arbitragem dos litígios que se suscitam entre as partes do acordo de cessação em relação à interpretação ou execução do disposto no presente diploma.

O artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 trata da determinação do montante das compensações devidas a cada centro electroprodutor ou à entidade concessionária da RNT pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CMEC) e dos respetivos ajustamentos, dispondo que:

«Artigo 3.º

*Determinação do montante dos CMEC e dos respetivos ajustamentos*

1 — O montante bruto da compensação determinado para cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do respetivo 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 afeto 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 respetivo CAE e dos meios de produção envolvidos.

3 — O cálculo efetuado 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 afetos 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 respetiva cessação antecipada.

5 — Os montantes dos CMEC, determinados nos termos do presente diploma, são suscetíveis 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 efetuados 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 elétrica a considerar deve ser determinada com base no modelo VALORÁ-GUA, 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 efetuados durante um prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE ou ao período de atividade 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 atividade do centro electroprodutor nele estabelecido ultrapasse um período correspondente aos 10 anos posteriores à cessação antecipada desse contrato, sendo esse intervalo temporal adiante designado «período II», o montante dos CMEC remanescentes é objeto de um ajustamento final sem efeitos retroativos, 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 respetivo 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 efetuado 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.»

6 — A regra básica aplicável na determinação do montante dos CMEC está enunciada no n.º 1 do preceito transcrito. O montante bruto da compensação determinado para cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do respetivo CAE corresponde à diferença entre o valor do CAE, calculado à data da sua cessação antecipada de acordo com as disposições nele prescritas e tendo em consideração um conjunto de parâmetros tipificados na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do mesmo diploma, e as receitas expectáveis em regime de mercado, deduzidas dos correspondentes encargos variáveis de exploração, uns e outros reportados àquela mesma data, ou seja, à data da cessação antecipada do CAE.

Os parâmetros a considerar são, para todos os centros electroprodutores, os que se contemplam nas subalíneas i) e ii) da alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do seguinte teor:

#### «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) Valor do CAE, reportado à data prevista para a sua cessação antecipada, calculado de acordo com as disposições nele prescritas, que 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 ativo líquido inicial e do investimento adicional, conforme definidos no respetivo 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».

A subalínea seguinte reporta-se ao caso específico dos centros electroprodutores do Pego e de Sines. O valor do CAE respetivo 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 Diretiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de outubro.

A avaliação que servirá de cálculo dos CMEC reporta-se, como resulta das normas transcritas, a um momento temporal determinado: data da cessação antecipada de cada CAE. Será com referência a essa data que se determina o valor dos contratos, o montante das receitas expectáveis e o valor dos encargos variáveis de exploração.

Interessa sublinhar que, de acordo com o disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º, o valor do CAE deverá ser calculado tendo em atenção as respetivas disposições contratuais, aquilo que aí ficou convencionado.

Do cálculo do montante dos CMEC podem resultar valores compensatórios a favor dos produtores ou montantes devidos por estes à entidade concessionária da RNT. Na primeira situação, estaremos perante CMEC positivos. No segundo caso, estaremos perante CMEC negativos. (artigo 3.º, n.º 3).

7 — Os parâmetros previstos para a determinação dos montantes dos CMEC são aqueles que, como já se disse, vigoram na data da cessação antecipada do CAE. Tais parâmetros são, todavia, projetados para o futuro, o que introduz no seu apuramento um importante elemento de imprevisibilidade, quer no que respeita às receitas expectáveis, quer no que respeita aos encargos variáveis futuros, quer ainda no que diz respeito ao próprio valor dos CAE, decorrentes, nomeadamente, da eventual alteração das condições de exploração dos centros electroprodutores que foram consideradas à data da cessação<sup>(44)</sup>.

Daí que se preveja no artigo 3.º, n.º 5, um mecanismo de *revisibilidade das compensações*, estabelecendo-se no artigo 11.º as condições em que ele se processa.

Assim, de acordo com o citado artigo 3.º, n.º 5, os CMEC são suscetíveis de *ajustamentos anuais* e de um *ajustamento final*, por forma

a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE.

Os ajustamentos anuais são efetuados durante o prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE.

Os valores dos ajustamentos são efetuados com observância das regras definidas no n.º 6 do artigo 3.º e com base nos critérios constantes dos artigos 4.º a 6.º do anexo I.

Tal como sucede com o cálculo do montante bruto da compensação determinado para cada centro electroprodutor pela cessação antecipada do CAE, também os ajustamentos anuais podem conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores — ajustamentos positivos —, ou à determinação de montantes devidos pelo produtor à entidade concessionária da RNT — ajustamentos negativos.

Por sua vez, o ajustamento final opera quando o termo do período de atividade do centro electroprodutor com CAE ultrapasse um período correspondente aos dez anos posteriores à cessação antecipada desse contrato e o seu valor é determinado com base nos parâmetros e critérios enunciados no n.º 7 do artigo 3.º.

O artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 regula o mecanismo de repercussão dos CMEC nas tarifas.

Após se reconhecer ao produtor o direito a receber o montante correspondente ao valor dos CMEC positivos e dos ajustamentos anuais e do ajustamento final positivos, bem como o montante correspondente ao valor dos outros encargos identificados nos n.ºs 4 e 5 do mesmo preceito, o n.º 2 estabelece que esses montantes são repercutidos pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar como componentes permanentes da tarifa UGS.

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 respetivos montantes pagos por cada produtor devem ser repercutidos para posterior redução da tarifa UGS, de forma a garantir uma repartição equitativa entre todos os consumidores do sistema elétrico (n.º 3).

8 — Como se referiu, a produção de energia elétrica em Portugal assentou na existência de contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE), celebrados, numa relação de exclusividade, entre cada centro electroprodutor e a entidade concessionária da RNT. A liberalização verificada no setor elétrico, quer pela via da escolha do comercializador, quer pela abertura da atividade da produção de energia à concorrência, ditou a reformulação do respetivo modelo de organização.

O mecanismo criado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, cujos aspetos essenciais se descreveram, veio permitir a cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) que, respeitando as condições contratualmente estabelecidas, pretende manter o equilíbrio contratual subjacente a tais contratos.

Refira-se que as centrais electroprodutoras que, mantendo o regime de produtores vinculados de energia, optaram por não cessar o CAE respetivo continuam a ser remuneradas através das regras contratualmente estabelecidas<sup>(45)</sup>.

Numa formulação sintética, dir-se-á que a mecânica de atuação dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) permite a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE nas diversas modalidades de contratação de energia elétrica<sup>(46)</sup>.

«Dessa participação em mercado é gerada uma receita correspondente que pode estar acima ou abaixo da receita que seria obtida pela aplicação dos CAE. Os CMEC ajustam os diferenciais de receita que se venham a apurar, central a central, nos seguintes termos simplificados:

— Receita de mercado inferior à do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for inferior à que obteria pela aplicação do CAE respetivo, a revisibilidade atua no sentido de cobrir a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato a longo prazo. Este valor é um encargo do sistema, sendo perequado por todos os consumidores de energia, através da tarifa de uso global do sistema.

— Receita de mercado superior à do CAE: Se a receita da central com a participação em mercado for superior à que obteria pela aplicação do CAE respetivo, a revisibilidade atua no sentido de retirar a diferença entre o valor obtido em mercado e o que seria decorrente da aplicação do modelo de contrato de longo prazo, aplicando-o como um valor a deduzir aos encargos do sistema elétrico, através da tarifa de uso global do sistema»<sup>(47)</sup>.

Como se faz notar no estudo que se acompanha, «os custos resultantes da aplicação dos CMEC são distribuídos por todos os consumidores de energia».

Convirá ainda reter que «a existência de CMEC ou CAE corresponde à existência de um modelo de maior previsibilidade (e, por isso, menor risco) para os agentes»<sup>(48)</sup>. Com a aplicação destes mecanismos, os electroprodutores beneficiam de uma evidente vantagem pois têm asseguradas condições de operação até ao final do longo prazo contratual com um risco praticamente inexistente de cessação da atividade.

A este propósito, SUSANA TAVARES DA SILVA, depois de lembrar que os custos da transição para a concorrência ou de manutenção do equilíbrio contratual são repercutidos na tarifa, sendo, em última instância, suportados pelos consumidores finais, refere que o reconhecimento destes custos «tem sido apontado pela doutrina como um fator de desequilíbrio e de atraso na implementação de um mercado no setor, pois não só é responsável pela não descida das tarifas, como ainda coloca as empresas que a eles têm direito numa posição de superioridade face a novos operadores»<sup>(49)</sup>.

Também a Comissão Europeia ao pronunciar-se sobre o projeto de cessação antecipada dos contratos de longo prazo no setor da eletricidade (CAE) e de atribuição de compensações relativamente a essa cessação, e ao analisar em que grau esta medida inclui auxílios estatais, na aceção do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE, examinou a questão de saber se tais compensações concedem uma vantagem aos respetivos beneficiários.

A Comissão considerou que a justificação apresentada — no sentido de que «tais compensações consistem apenas numa justa indemnização pelo facto de o Estado proceder à cessação antecipada dos CAE, que são contratos entre duas partes privadas, o que não poderá ser considerado uma vantagem» — não se aplica a este caso específico, «dado que os contratos iniciais, que serão objeto de cessação, já concedem uma vantagem aos produtores vinculados».

Na sequência, entendeu a Comissão que:

«Na verdade, os CAE eximem os produtores vinculados de todos os riscos associados aos investimentos cobertos pelos contratos: dispõem da garantia de reembolso de todos os seus custos e de venda de um montante fixo de eletricidade a um preço garantido e durante um período determinado e muito longo. Este fator de segurança contra todos os riscos, num mercado aliás muito cíclico, é proporcionado sem qualquer contrapartida. Constitui uma clara vantagem para os produtores que celebraram os CAE. Por conseguinte, a cessação dos CAE e a concessão de compensações a esse título constitui apenas um modo de alterar a forma como era concedida a vantagem anterior e não um modo de compensar uma desvantagem. De facto, após a cessação dos CAE, aqueles produtores receberão uma compensação que lhes permitirá, não obstante a abertura do mercado, manter o seu volume de vendas (deste modo limitando os riscos em que de outro modo incorreriam) ainda que os centros produtores em questão se venham a revelar intrinsecamente menos eficientes que outros centros produtores que possam ser construídos no futuro por novos concorrentes potenciais»<sup>(50)</sup>.

#### IV

1 — Retomando a análise do Decreto-Lei n.º 240/2004, no que particularmente releva para o exame das questões colocadas, cumpre convocar o artigo 11.º que, integrado no capítulo relativo aos mecanismos de revisibilidade das compensações, enuncia as respetivas condições e procedimento a adotar. Dispõe este preceito que:

##### «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 atividade 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, excetuando-se para o efeito os centros electroprodutores hídricos, de produção em regime especial ou quaisquer outras unidades de produção de energia renovável.

5 — Caso o resultado da comparação prevista no n.º 3 do presente artigo a DGGE apure uma diferença positiva que não seja devida-

mente justificada pelo produtor, o valor do ajustamento do montante de compensações deve ser deduzido da totalidade da diferença entre os proveitos e custos totais afetos 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 receção 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 respetivos 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 respetiva emissão.

10 — Quando os cálculos a que respeita o n.º 2 do presente artigo conduzirem a um ajustamento negativo, o produtor respetivo 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 que a ERSE efetue a respetiva 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 exceções:

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.»

2 — O artigo 11.º que se deixa transcrito estabelece disposições sobre o procedimento a adotar no âmbito da revisibilidade das compensações, visando o apuramento dos ajustamentos anuais (positivos ou negativos) aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE que devam ter lugar.

Assim, no prazo fixado no n.º 2 deste preceito, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)<sup>(51)</sup>, ouvida a ERSE, deverá proceder à determinação dos valores dos ajustamentos anuais afetos às compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE em conformidade com os parâmetros e fatores previstos no artigo 4.º do anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004. A determinação destes valores terá por base, conforme dispõe o artigo 11.º, n.º 2, os dados fornecidos pelos próprios produtores, pela entidade concessionária da RNT e pelas entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia.

A determinação desses valores não se baseia exclusivamente nos dados fornecidos pelas referidas entidades da fileira elétrica. O n.º 3 do preceito em análise determina que a DGEG 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.

Caso a DGEG apure, em resultado da comparação efetuada, uma diferença positiva (ajustamento positivo) 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 afetos ao centro electroprodutor tomado como referência (n.º 5).

O n.º 6 deste preceito prevê um específico dever de informação sobre o produtor. No âmbito do procedimento visando a determinação dos ajustamentos anuais, o produtor deve prestar toda a informação solicitada

pela DGEG, no prazo de 10 dias após a receção de pedido escrito de informação apresentado por tal entidade.

Efetuada a determinação do respetivo valor, os ajustamentos anuais serão enviados ao membro do Governo responsável pela área de energia para efeitos de homologação (n.º 7).

Após a homologação, caso se apure um ajustamento que conduza à determinação de montantes devidos aos produtores (ajustamento positivo), a DGEG comunicará os respetivos resultados à ERSE para efeitos de repercussão do valor correspondente ao encargo relativo ao pagamento daquele ajustamento na tarifa UGS, na componente designada por parcela de acerto (n.º 8):

Quando os cálculos conduzirem a um ajustamento negativo, o produtor respetivo deve proceder no prazo previsto no n.º 10 do artigo 11.º após a homologação, ao pagamento à entidade concessionária da RNT do montante do ajustamento, de forma a que a ERSE efetue a respetiva reversão na tarifa UGS.

A homologação dos ajustamentos anuais apurados pela DGEG constitui o termo de um procedimento cujos traços fundamentais se enunciam no preceito transcrito, revestindo inteiramente as características que a doutrina lhe vem assinalando.

Trata-se aqui da prática de um ato administrativo por uma autoridade administrativa — que, na definição de FREITAS DO AMARAL, «absorve os fundamentos e conclusões de uma proposta ou de um parecer apresentados por outro órgão» (52).

Na homologação, salienta-se «a existência entre os dois órgãos — o autor do ato homologatório e o autor do ato homologado — de uma espécie de partilha de poderes, fundada no propósito de associar diferentes títulos de legitimidade para a produção dum mesmo resultado. Tal o sentido mais genuíno que a figura pode adquirir: por um lado, a lei pretende que a decisão final não deixe de ser tomada por quem, em virtude da posição que ocupa na estrutura da Administração, lhe pode dar a força e a autoridade que ela reclama; por outro lado, entende circunscrever essa decisão no quadro de opções previamente definido por outro órgão, em homenagem à sua especial competência técnica, às garantias de imparcialidade e independência por ele proporcionadas ou a outras razões análogas» (53).

A homologação dos valores dos ajustamentos anuais dos CMEC assume todas as características que se assinalaram à figura da homologação, ato da competência do membro do Governo responsável pela área da energia a recair sobre proposta fundamentada da DGEG, cumprindo referir que a decisão de conceder (ou não) a homologação pode basear-se tanto em razões de legalidade como em razões de mérito.

3 — O artigo 11.º consagra, como já se disse, disposições sobre o procedimento a adotar no âmbito da revisibilidade das compensações, estabelecendo as condições para a determinação do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE que devam ter lugar.

Esse apuramento realiza-se no decurso de um procedimento administrativo, enquanto «sucessão ordenada de atos e formalidades tendentes à formação e manifestação da vontade da Administração Pública ou à sua execução», conforme definição acolhida no artigo 1.º do Código do Procedimento Administrativo (CPA).

Não obstante o preceito enunciar um específico conjunto de diligências instrutórias a realizar com vista à prática do ato final de homologação dos ajustamentos anuais que devam ter lugar, consideramos que esses atos de instrução não assumem necessariamente um caráter fechado e rígido.

Consideramos também que o procedimento instrutório aí contemplado não reveste natureza especial, justificando-se, neste âmbito, que se convoque um dos princípios fundamentais do procedimento administrativo consagrados no CPA: exatamente o *princípio do inquisitório*.

A instrução do procedimento é (tem de ser) desenvolvida de acordo com tal princípio, consagrado no artigo 56.º do CPA, nos termos do qual: «Os órgãos administrativos [...] podem proceder às diligências que considerem convenientes para a instrução [...]».

Segundo MÁRIO ESTEVES DE OLIVEIRA, PEDRO COSTA GONÇALVES, J. PACHECO DE AMORIM, o princípio do inquisitório «significa que a Administração tem no procedimento uma atitude procedimental ativa, impondo-se-lhe deveres de agir oficiosamente em duas dimensões fundamentais: uma de cariz formal ou ordenador, e outra de cariz material ou de conhecimento» (54).

Para estes autores, a primeira dimensão do inquisitório «traduz-se, pois, no dever de o órgão definir e dirigir a série de atos que nele se realizam [...] e de zelar para que se obtenham as finalidades visadas através de cada uma delas».

A segunda dimensão do princípio do inquisitório, a material ou de conhecimento, «tem que ver com os poderes de procura, seleção e valoração dos factos relevantes e da lei aplicável à “causa” ou caso jurídico-administrativo». Tem que ver «com os poderes-(deveres) de a Administração proceder às investigações necessárias ao conhecimento dos factos essenciais ou determinantes para a decisão, exigindo-se dela

[...] a descoberta e ponderação de todas as dimensões de interesses públicos e privados, que se liguem com a decisão a produzir» (55).

«O princípio liga-se, nesta vertente, às ideias de completude instrutória ou de máxima aquisição de (factos e) interesses, cuja inobservância pode implicar ilegalidade do ato final do procedimento, por deficit de instrução, ilegalidade cujo fundamento se encontra, desde logo no artigo 91.º, n.º 2, e nos princípios da legalidade e da prossecução do interesse público — que obrigam a Administração a verificar a ocorrência dos pressupostos do ato a produzir —, bem como nas exigências inerentes ao princípio da imparcialidade» (56).

Também MARCELO REBELO DE SOUSA e ANDRÉ SALGADO DE MATOS assinalam que este princípio «decorre da natureza ativa da administração na prossecução do interesse público» (57).

No mesmo sentido, também ANTÓNIO FRANCISCO DE SOUSA sublinha que o princípio do inquisitório «enquadra-se no dever fundamental que recai sobre os órgãos da Administração Pública de busca da verdade material». Este dever de procurar a verdade material, em nome do interesse público, «sobrepõe-se aos interesses dos particulares».

«O princípio do inquisitório — prossegue o autor — implica para a Administração um poder-dever de ação ativa na procura, seleção e avaliação dos factos que considere relevantes para o procedimento em causa. Assim, sobre a Administração recai o poder-dever de investigar tudo o que lhe pareça ser relevante (especialmente os factos mais importantes ou mesmo determinantes) para o procedimento e seu desfecho final» (58).

4 — Tendo presente a dimensão que o princípio do inquisitório assume em qualquer procedimento administrativo, é para nós claro que o apuramento dos pressupostos necessários à determinação dos ajustamentos anuais dos CMEC não tem de se limitar às diligências contempladas no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004. Ou seja, a DGEG, entidade a quem cabe, nos termos do n.º 2 dessa disposição, determinar os ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE, pode e deve promover todas as diligências necessárias à verificação desses pressupostos e ao esclarecimento dos elementos que apure ou que lhe sejam disponibilizados.

Efetivamente, como estabelece o artigo 87.º, n.º 1, do CPA, o órgão administrativo competente «deve procurar averiguar todos os factos cujo conhecimento seja conveniente para a justa e rápida decisão do procedimento, podendo, para o efeito, recorrer a todos os meios de prova admitidos em direito», promovendo, nomeadamente, a realização de exames, vistorias, e outras diligências semelhantes através de peritos com os conhecimentos especializados necessários às averiguações que constituam o respetivo objeto (artigo 94.º, n.º 1, do CPA).

A este propósito, e no que respeita aos electroprodutores, titulares da correspondente licença de produção, convém recordar os deveres que lhes estão assinados no artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, designadamente o dever de envio à DGEG e à ERSE dos dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração do centro electroprodutor [n.º 1, alínea i)], o dever de «permitir e facilitar o acesso das entidades fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as informações e os dados necessários ao exercício da sua atividade de fiscalização» [n.º 1, alínea k)], o dever de «permitir e facilitar o acesso às suas instalações por parte das entidades competentes para efeitos da verificação da disponibilidade do centro electroprodutor, ao abrigo do disposto no artigo 33.º-C» [n.º 1, alínea l)].

Interessará também convocar todo o amplo acervo de direitos e de deveres funcionais do operador da RNT, cuja atividade é exercida, nos termos do artigo 34.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 172/2006, em regime de concessão de serviço público, no âmbito da gestão técnica global do SEM, constantes do artigo 35.º-A do mesmo diploma.

5 — No pedido de consulta, afirma-se que «o cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC — e, em particular, o relatório de ajustamento anual referente ao ano de 2011 — tem assentado apenas nos valores de disponibilidade *declarados* pelos titulares das centrais», referindo-se, seguidamente, que “[a] adoção destes valores como base de cálculo dos ajustamentos anuais suscita, porém, fundadas dúvidas de conformidade com o disposto na lei e, em particular, no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que pressupõe a consideração de coeficientes de disponibilidade *verificada e garantida*, impondo a comprovação das declarações de disponibilidade apresentadas pelos centros electroprodutores, de modo a garantir a correção e adequação dos montantes atribuídos a título de CMEC e, assim, repercutidos nas tarifas de eletricidade, bem como a garantir a maximização das condições de segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional».

O *coeficiente de disponibilidade* constitui um dos fatores a ser considerado no cálculo do montante do ajustamento anual afeto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE, encontrando-se presente na expressão/fórmula prevista no artigo 4.º do anexo I do

Decreto-Lei n.º 240/2004, para a qual o artigo 11.º, n.º 2, do mesmo diploma remete.

Aliás, consoante se estabelece no n.º 7 do anexo IV do mesmo diploma, «[n]o 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 adotar para o cálculo dos coeficientes de disponibilidade verificada e garantida em cada centro electroprodutor», ignorando-se as razões que terão originado a eventual omissão dessa metodologia nos acordos de cessação dos CAE já celebrados que, em conformidade com o disposto no n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, foram sujeitos a aprovação do membro do Governo responsável pela área da energia.

De acordo com o disposto no artigo 2.º, alínea e), do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, diploma que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, «Capacidade disponível» é o «valor máximo da potência aparente em determinado ponto da rede pública que é possível atribuir a centros electroprodutores», consistindo o *serviço de disponibilidade*, conforme decorre da definição dada pelo artigo 1.º, n.º 1, da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto<sup>(59)</sup>, «na colocação à disposição da entidade responsável pela gestão técnica da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (operador do sistema) da disponibilidade de determinada capacidade de produção de um centro electroprodutor em regime ordinário, num horizonte temporal predeterminado igual ou inferior a um ano»<sup>(60)</sup>.

O Decreto-Lei n.º 172/2006 consagra uma secção, integrada no capítulo (II) dedicado à produção de eletricidade em regime ordinário, relativa à garantia do abastecimento, prevendo-se no seu artigo 33.º-A a definição de um mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores ao SEM, com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores.

O artigo 33.º-C do mesmo diploma trata da «verificação da disponibilidade», dispondo que:

#### «Artigo 33.º-C

##### *Verificação da disponibilidade*

1 — O membro do Governo responsável pela área da energia fixa, mediante portaria, os termos e procedimentos a observar na verificação, pelo operador da RNT, da disponibilidade dos centros electroprodutores, sempre que esta seja um fator considerado no cálculo da remuneração, subsídio ou comparticipação de custos dos centros electroprodutores.

2 — Para os efeitos do número anterior, a disponibilidade é considerada, nomeadamente, no cálculo dos incentivos à garantia de potência, da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, e de outros mecanismos com efeito equivalente ou que visem compensar, total ou parcialmente, os custos de produção ou assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de eletricidade e que não estejam sujeitas a qualquer regime especial de verificação da disponibilidade».

Como se retira do preceito transcrito, de novo nos deparamos com o fator «disponibilidade» a considerar para diversas finalidades, cumprindo aqui destacar, perante a economia do parecer, a que respeita à determinação da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004.

Que se saiba, não foi ainda editada a portaria definidora dos procedimentos a observar na verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores. De todo o modo, tal circunstância não obsta a que, através da metodologia prevista no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 e com recurso às diligências que se afigurarem úteis ou necessárias à entidade encarregada de determinar os valores do ajustamento anual dos CMEC para, com rigor e verdade, apurar os coeficientes de disponibilidade dos centros electroprodutores, enquanto fatores de cálculo desse ajustamento. Neste domínio, consideramos que esse procedimento não deverá, em princípio, bastar-se com «meras declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores» já que, neste contexto, os próprios diplomas legais aludem a, ou têm subjacente, uma operação ou atividade de «verificação»<sup>(61)</sup>.

Respondendo à questão formulada no ponto 12. a) do pedido de consulta (ampliação), afigura-se-nos, portanto, que os coeficientes de disponibilidade a considerar para o cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC não têm de se basear exclusivamente em «meras declarações de disponibilidade de centros electroprodutores», devendo, antes, resultar

de todo o conjunto de diligências instrutórias, quer das previstas no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, quer daquelas que a entidade instrutora considere necessárias para a sua exata determinação e *verificação*.

6 — Pergunta-se (2.ª questão) se, existindo dúvidas quanto à correção dos valores constantes das declarações de disponibilidade, face à idade e produção efetiva das instalações, e perante a impossibilidade de comprovação póstuma do teor das mesmas declarações, qual o valor dos coeficientes de disponibilidade a adotar para efeitos de cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC referentes, designadamente, ao ano de 2011.

Como elemento factual relevante, importa dar conta de que foi objeto de homologação, nos termos do n.º 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, o montante de ajustamento anual dos CMEC relativo ao ano de 2011 a favor da EDP — Gestão da Produção de Energia, S. A.<sup>(62)</sup>, «ficando salvaguardada a introdução de qualquer acerto no cálculo dos ajustamentos anuais subsequentes».

O despacho homologatório do montante do ajustamento do valor dos CMEC relativo ao ano de 2011 configura a prática de ato administrativo, sendo que as dúvidas que se suscitaram quanto à correção dos valores constantes das declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores não foram dissipadas, não tendo constituído fator impeditivo da homologação.

O ato de homologação não impede, porém, a sua revogação com fundamento na sua eventual invalidade, caso se apure que a existência de vício que o torne anulável (cf. artigo 135.º do CPA). A revogabilidade dos atos inválidos está prevista no artigo 141.º do CPA, devendo ter-se em atenção que a revogação deve operar dentro do prazo, previsto no artigo 58.º, n.º 2, do Código de Processo nos Tribunais Administrativos (CPTA), para a impugnação de atos anuláveis<sup>(63)</sup>.

A destruição do ato administrativo de homologação poderá resultar ainda da sua declaração de nulidade caso se apure a existência de vício capaz de gerar tal invalidade (cf. artigos 133.º e 134.º do CPA).

## V

1 — A *tarifa social* de fornecimento de energia elétrica foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

Como se afirma na sua nota preambular, «[a] garantia de acesso por todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, independentemente de quem o presta, suscita a necessidade de ser assegurado o abastecimento, nomeadamente aos clientes economicamente vulneráveis.

Também a situação de crescente incremento e volatilidade dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da harmonização no âmbito do mercado elétrico justificam o estabelecimento de medidas concretas de proteção destes consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com as orientações europeias, presentes na legislação em vigor e reforçadas com a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade<sup>(64)</sup>».

Neste contexto, procede-se à criação da tarifa social aplicável aos clientes de energia elétrica que se encontrem numa situação de carência sócio-económica, tendo-se optado «por um critério de elegibilidade que coincide com as prestações atribuídas pelo sistema de segurança social. Nestes termos, podem pedir a aplicação da tarifa social os beneficiários: i) do complemento solidário para idosos; ii) do rendimento social de inserção; iii) do subsídio social de desemprego; iv) do primeiro escalão do abono de família, e v) da pensão social de invalidez» (do preâmbulo).

O artigo 2.º do diploma enuncia quais os clientes finais economicamente vulneráveis, beneficiários da medida instituída, dispondo que:

#### «Artigo 2.º

##### *Clientes finais economicamente vulneráveis*

1 — São considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência sócio-económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços.

2 — Para efeitos do disposto no número anterior, são considerados clientes finais economicamente vulneráveis os que se encontram nas seguintes situações:

- a) Os beneficiários do complemento solidário para idosos;
- b) Os beneficiários do rendimento social de inserção;
- c) Os beneficiários do subsídio social de desemprego;
- d) Os beneficiários do primeiro escalão do abono de família;
- e) Os beneficiários da pensão social de invalidez.»

De acordo com o disposto no artigo 3.º deste decreto-lei, a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso

às redes em baixa tensão normal, nos termos a definir no regulamento tarifário aplicável ao setor elétrico, sendo o valor desse desconto determinado pela entidade reguladora dos serviços energéticos (ERSE) (n.ºs 1 e 2).

O valor do desconto é calculado anualmente tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta a evolução dos custos prevista para o setor elétrico, sem prejuízo do disposto no artigo 10.º (n.º 3) (65).

As condições de atribuição da tarifa social estão estabelecidas no artigo 5.º, nos seguintes termos:

#### «Artigo 5.º

##### *Condições de atribuição*

1 — Os clientes finais economicamente vulneráveis que podem beneficiar da tarifa social devem reunir cumulativamente as seguintes condições:

- a) Serem titulares de contrato de fornecimento de energia elétrica;
- b) O consumo de energia elétrica destinar-se exclusivamente a uso doméstico, em habitação permanente;
- c) As instalações serem alimentadas em baixa tensão normal com potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA.

2 — Cada cliente final economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

3 — Na atribuição da tarifa social devem ser assegurados os princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação.»

Nos termos do artigo 7.º deste diploma, a aplicação da tarifa social aos clientes finais economicamente vulneráveis é da responsabilidade dos comercializadores que com eles tenham celebrado contrato de fornecimento de energia elétrica (n.º 1).

O desconto inerente à tarifa social deve ser identificado de forma clara e visível nas faturas enviadas pelos comercializadores aos clientes que beneficiem do respetivo regime. (n.º 2).

O artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 versa sobre o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social, dispondo que:

#### «Artigo 4.º

##### *Financiamento*

1 — O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

2 — Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica, enquanto operador do sistema, sendo permitida a compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários aos titulares de centros electroprodutores, nomeadamente dos incentivos relativos à garantia de potência, concedidos nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto.

3 — O cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos titulares dos centros electroprodutores, bem como a sua imputação aos operadores intervenientes na cadeia de valor do setor elétrico até à atribuição da tarifa social pelo operador da rede de distribuição são determinados de acordo com o estabelecido no regulamento tarifário aplicável ao setor elétrico.»

2 — Do regime jurídico definido pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, decorre que a tarifa social de fornecimento de energia elétrica está concebida como uma medida de política social, de proteção para os consumidores economicamente débeis, ou, na expressão que é usada no diploma, para os consumidores ou clientes finais «economicamente vulneráveis».

Esta medida configura-se como uma obrigação de serviço público na linha das orientações europeias presentes, nomeadamente, no artigo 3.º, n.ºs 2 e 7, da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, orientações, aliás, já presentes na Diretiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, revogada por aquela.

Sob a epígrafe «Obrigações de serviço público e proteção dos consumidores», o artigo 3.º, n.º 2, daquela Diretiva contempla a possibilidade de os Estados-Membros imporem às empresas do setor da eletricidade, no

interesse económico geral, obrigações de serviço público, nomeadamente em matéria de segurança, incluindo a segurança do fornecimento, de regularidade, de qualidade e de preço dos fornecimentos, assim como de proteção do ambiente».

No n.º 7 do mesmo preceito impõe-se aos Estados-Membros o dever de aprovarem «medidas adequadas para proteger os clientes finais» e, em especial, o dever de garantirem «a existência de salvaguardas adequadas para proteger os clientes vulneráveis» e o «respeito dos direitos e obrigações relacionados com os clientes vulneráveis».

A tarifa social instituída pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010 constitui uma das medidas de proteção dos consumidores, dos consumidores vulneráveis, objetivo plasmado no artigo 6.º, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 29/2006.

Os clientes finais economicamente vulneráveis são as pessoas singulares que se encontrem na situação definida no n.º 1 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, que corresponde à situação que já se contemplava no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 (versão originária), ou seja, «as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência sócio-económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços».

A tarifa social é determinada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos a definir no regulamento tarifário aplicável ao setor elétrico, sendo o valor desse desconto determinado pela entidade reguladora dos serviços energéticos (ERSE).

3 — No que releva para a economia da consulta, há que atentar no regime de financiamento desta medida social contido no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, acima transcrito.

Nos termos desse preceito, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

Esses custos são devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), enquanto operador do sistema.

O legislador determinou, pois, que devam ser os *produtores de eletricidade em regime ordinário*, na proporção da potência instalada em cada centro electroprodutor a suportar os custos com a aplicação da tarifa social de fornecimento de eletricidade.

De acordo com o disposto no artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, a produção de eletricidade pode ser efetuada em regime ordinário ou em regime especial.

Segundo o artigo 17.º, n.º 1, do mesmo diploma, na sua redação originária, considera-se produção em regime ordinário «a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime especial de produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade».

Nos termos do artigo 18.º, n.º 1, também na sua versão originária, «considera-se produção de eletricidade em regime especial a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade».

O artigo 17.º, n.º 1, do mesmo diploma, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, estabelece que se considera *produção de eletricidade em regime ordinário* a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial.

Em conformidade com o disposto no n.º 2, na sua redação atual, incluem-se no regime ordinário:

a) Os centros electroprodutores relativamente aos quais ainda produzam efeitos contratos de aquisição de energia celebrados ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho;

b) Os centros electroprodutores que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro;

c) Os centros electroprodutores que beneficiem de incentivos à garantia de potência pelos mesmos disponibilizada ao SEN, nos termos previstos em legislação complementar.

O artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação introduzida pelo citado Decreto-Lei n.º 215-A/2012, estabelece que se considera *produção em regime especial* «a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a

miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.»

4 — Foi diferente a opção do legislador relativamente à medida similar adotada para o fornecimento de gás natural a clientes vulneráveis. Nesse âmbito, de acordo com o disposto no artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social é suportada por todos os clientes de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes. Nos termos do n.º 2 do mesmo preceito, esses custos são devidos aos operadores das redes de distribuição de gás natural.

5 — Entretanto, o Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, veio a criar o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), considerado como uma medida adicional e complementar de proteção dos consumidores de energia. De acordo com o disposto no n.º 2 do artigo 1.º deste diploma, o ASECE é um apoio social correspondente a um desconto no preço de eletricidade e de gás natural de que são beneficiários os clientes finais economicamente vulneráveis, ou seja, os clientes finais abrangidos pelas medidas adotadas pelos Decretos-Leis n.ºs 138-A/2010 e 101/2011, para os clientes beneficiários da tarifa social de fornecimento de energia elétrica e de gás natural, respetivamente.

O ASECE é calculado mediante a aplicação de um desconto em percentagem nas faturas de eletricidade e de gás natural dos clientes finais elegíveis o qual incide sobre o preço bruto do fornecimento excluído de IVA e demais impostos, contribuições e taxas que sejam aplicáveis.

O artigo 4.º deste diploma dispõe sobre o financiamento desta medida estabelecendo que o Estado suportará os custos da aplicação do ASECE devidos às empresas comercializadoras de eletricidade e de gás natural.

6 — Do regime de financiamento da tarifa social de fornecimento de eletricidade, da tarifa social para fornecimento de gás natural e do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), há a reter a variedade das soluções adotadas.

Na verdade, num caso, o custo do financiamento recai sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da respetiva potência instalada (eletricidade); noutra caso — gás natural — o custo com a tarifa social está alocado ao universo dos consumidores, sendo repercutido na tarifa de acesso às redes e suportado por todos os clientes na proporção da energia consumida; finalmente, os custos de aplicação do ASECE são suportados pelo Estado.

A obrigação de financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social imposta a todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário consubstancia uma prestação patrimonial de natureza atípica já que, a nosso ver, não assume natureza tributária. De facto, esta contribuição não cabe no conceito de tributo, definido como a prestação patrimonial definitiva estabelecida por lei a favor de uma entidade que tem a seu cargo o exercício de funções públicas, para satisfação de fins públicos<sup>(66)</sup>.

Desde logo, porque o financiamento da tarifa social vai beneficiar uma determinada categoria de consumidores — os consumidores economicamente vulneráveis —, não tendo como destinatário imediato o Estado ou outra entidade que tenha a seu cargo o exercício de funções públicas. É certo que os custos com o financiamento da tarifa social são devidos à entidade concessionária da RNT, conforme se dispõe no n.º 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010. No entanto, essa entidade atua enquanto «operador do sistema», conforme disposto no mesmo preceito, competindo-lhe proceder mensalmente à faturação dos custos de financiamento da tarifa social aos produtores (artigo 40.º do Regulamento n.º 496/2011 da ERSE — Regulamento de Relações Comerciais). A função do operador da rede de transporte é aqui instrumental, não sendo ela a destinatária final do financiamento da tarifa social, mas antes os consumidores de dela vão beneficiar.

Essa prestação configura uma obrigação de serviço público que o artigo 3.º da Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho legitima, no interesse económico geral, a sua imposição às empresas do setor da eletricidade pelos Estados-Membros<sup>(67)</sup>.

Neste domínio, deparamo-nos com o Estado a atuar no exercício de uma função essencialmente reguladora e não prestadora<sup>(68)</sup>, convocando empresas da fileira elétrica à assunção de uma responsabilidade social que também lhes deve ser pedida através do financiamento de uma medida cuja relevância social é por demais evidente.

É certo que o legislador determinou que os custos do financiamento da tarifa social ficassem exclusivamente a cargo dos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, estejam, ou não, vinculados por contratos de aquisição de energia, beneficiem do regime, já descrito, de compensações no âmbito dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual ou beneficiem de incentivos à garantia de potência.

Não se conhecem as razões que determinaram esta opção, libertando desta responsabilidade as demais empresas do setor elétrico que desenvolvem as atividades de transporte, distribuição e comercialização.

Muito embora no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 não se aponte expressamente o fundamento da imposição ao setor da produção da obrigação de financiamento da tarifa social, a referência aos centros electroprodutores «beneficiários de incentivos relacionados com a garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto<sup>(69)</sup>», estejam vinculados ou não por contratos de aquisição de energia<sup>(70)</sup>, permite supor que o legislador reconheceu que tais centros de produção de energia elétrica se encontravam suficientemente beneficiados com a concessão desses incentivos e com o mecanismo de funcionamento dos CAE.

Relativamente aos centros electroprodutores abrangidos por compensações decorrentes da cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CMEC), já foi referenciada, a par do que sucede com os electroprodutores vinculados a contratos de aquisição de energia (CAE),<sup>(71)</sup> a situação vantajosa em que se encontra o exercício da sua atividade, sendo de salientar que os custos decorrentes desses mecanismos são repercutidos em todos os consumidores.

Nesta perspetiva, a imposição aos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário do financiamento da tarifa social pode ser entendida como uma compensação pelos benefícios e vantagens associados à atuação dos instrumentos referidos (incentivos pelo serviço de disponibilidade, incentivo ao investimento em capacidade de produção, CAE e CMEC).

Tem interesse dar conta de que também em Espanha foi adotada uma medida de apoio, designada por *bono social*, para os consumidores de eletricidade socialmente vulneráveis, criado pelo Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, financiado exclusivamente pelas empresas titulares de instalações de produção de energia elétrica, segundo percentagens pré-fixadas para cada uma delas.

O *Tribunal Supremo* — *Sala de lo Contencioso-Administrativo* julgou inaplicável a obrigação de as empresas de produção de energia elétrica financiarem essa medida por discriminatória e não transparente<sup>(72)</sup>.

A decisão teve naturalmente em consideração especificidades do regime instituído pelo legislador espanhol, não nos parecendo que deva ser transposta para o regime adotado entre nós.

De facto, muito embora fosse aconselhável que o legislador, de modo expresse, enunciasse as razões ou fundamentos da forma do financiamento que concebeu, a verdade é que a imposição de financiamento da tarifa social aos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário visa dar cumprimento a um dos objetivos estabelecidos na Diretiva Comunitária já referida e é justificada por razões de interesse social e económico geral. Pode justificar-se também, como já foi dito, como contrapartida pelos benefícios regulatórios que o sistema contempla a favor do setor da produção elétrica (CAE, CMEC, incentivos por serviços de garantia de potência)<sup>(73)</sup>.

## VI

1 — Tratemos agora da questão de saber «se os custos com o financiamento da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, devem ser incluídos no cálculo do ajustamento anual dos mencionados Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) — montantes devidos aos titulares de centros electroprodutores que tenham acordado a cessação antecipada dos respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro —, sendo, em resultado de tal inclusão, repercutidos por todos os consumidores de energia elétrica».

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010 procedeu à criação da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a favor dos clientes finais economicamente vulneráveis, tendo determinado no seu artigo 4.º que o financiamento dos correspondentes custos com a sua aplicação ficasse a cargo dos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da respetiva potência instalada.

Como já foi referido, as soluções encontradas para custear outras medidas de apoio social foram diferentes. Para o fornecimento de gás natural a clientes vulneráveis, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social é suportada por todos os clientes de gás natural, na proporção da energia consumida, a repercutir nas tarifas de acesso às redes. Relativamente ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), o financiamento dos respetivos custos ficou a cargo do Estado.

A solução vertida no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 corresponde a uma opção que o legislador assumiu no exercício de uma liberdade de conformação legislativa. E tratou-se de uma solução claramente expressa no texto da lei. Neste conspecto, tendo a interpretação como objeto o texto normativo-prescritivo, sendo, fundamentalmente, uma interpretação semântica, o texto da lei, como se retira do artigo 9.º do Código Civil, não é só o ponto de partida e um dos fatores hermenêuticos da interpretação, mas também o critério dos limites da interpretação.

2 — Como é referido no pedido de consulta, «importa [...] ter presente que o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, visou

instituir para os custos com a tarifa social um regime de financiamento substancialmente distinto daquele que vigora para os demais custos de interesse geral: quanto a estes custos (como é o caso dos sobrecustos com a promoção das energias renováveis, com os incentivos à garantia de potência e com a convergência tarifária) estabeleceu o legislador que os mesmos devem ser repercutidos na tarifa UGS aplicável a todos os consumidores; diversamente, no que concerne aos custos com a tarifa social, o mesmo legislador dispôs, dentro do “quadro de proteção dos consumidores” que motivou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que tais custos devem ser suportados por todos os produtores em regime ordinário).

O termo «tarifa» tem sido utilizado para designar a retribuição pela utilização dos serviços públicos, constituindo, nesta perspetiva, um instrumento de remuneração. «Figura polissêmica ou de denominação genérica»<sup>(74)</sup>, as tarifas reconduzem-se, segundo CASALTA NABAIS, «a um especial tipo de taxas» que «exprimem não apenas uma *equivalência jurídica*, como é característico de todas as taxas, mas também uma *equivalência económica*, como é característico dos preços»<sup>(75)</sup>, sendo empregue frequentemente para designar os preços dos serviços públicos autoritariamente fixados ou, como refere NUNO DE OLIVEIRA GARCIA, as «receitas obtidas pelos operadores em mercados regulamentados ou supervisionados por autoridades reguladoras independentes. É o que sucede com o mercado de energia e as tarifas cobradas pela ERSE aos operadores (e.g., tarifas de acesso) e por estes aos consumidores finais (tarifas de eletricidade)»<sup>(76)</sup>.

Como se referiu no parecer n.º 35/2009<sup>(77)</sup>, a «determinação das tarifas do setor elétrico assenta em rigorosa discriminação de diversas parcelas, cada uma [...] com uma “finalidade subvencional própria”, sendo que «como sublinha RODRIGO GOUVEIA, «a fixação dos preços no setor elétrico é realizada de acordo com princípios e regras previamente estabelecidos, não existindo liberdade de fixação de preços»<sup>(78)</sup>.

Neste domínio, «a autoridade administrativa reguladora — a ERSE — está obrigada a atuar em conformidade com o princípio da legalidade, consagrado no artigo 266.º, n.º 2, da Constituição e concretizado no artigo 3.º, n.º 1, do Código do Procedimento Administrativo. Nos termos deste preceito, «os órgãos da Administração Pública devem atuar em obediência à lei e ao direito, dentro dos limites que lhes sejam atribuídos e em conformidade com os fins para que os mesmos poderes lhes forem conferidos».

«O princípio da legalidade deixou de ter “uma formulação unicamente negativa (como no período do Estado Liberal), para passar a ter uma formulação positiva, constituindo o fundamento, o critério e o limite de toda a atuação administrativa”<sup>(79)</sup>. A subordinação jurídica traduzida pelo princípio da legalidade significa que a atuação da Administração não pode contrariar o direito vigente — *preferência de lei* — exigindo-se ainda que tenha fundamento numa norma jurídica — *precedência de lei*<sup>(80)</sup>.

3 — No âmbito da determinação do ajustamento anual ao montante das compensações devidas aos centros electroprodutores contraentes dos CAE pela sua cessação antecipada, estabelece o n.º 8 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 que quando o respetivo cálculo conduza a um ajustamento positivo, ou seja, a um montante devido ao produtor, a DGGE, imediatamente após a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, deve comunicar os respetivos 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.

Ao produtor é reconhecido o direito a receber os montantes correspondentes ao valor dos CMEC positivos, bem como dos ajustamentos anuais positivos, através da sua repercussão pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar na tarifa UGS (artigo 5.º, n.ºs 1 e 2, do Decreto-Lei n.º 240/2004).

Os custos decorrentes do financiamento da tarifa social constituem, sem margem para dúvidas, encargos para os centros electroprodutores abrangidos. Relativamente aos centros cujos contratos de aquisição de energia cessaram antecipadamente, aqueles custos poderiam integrar um dos fatores atendíveis para o cálculo dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações correspondentes em conformidade com a fórmula constante do artigo 4.º do anexo I daquele diploma.

O legislador não contemplou, porém, tal possibilidade já que, se tivesse sido essa a sua opção, os custos com o financiamento da tarifa social deixariam de ser suportados pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e passariam a sê-lo pelos consumidores de eletricidade através do mecanismo de repercussão desses custos na tarifa de uso global do sistema (UGS).

Consideramos, portanto, que os custos com o financiamento da tarifa social suportados pelos centros electroprodutores partes de contratos de aquisição de energia não devem constituir fator atendível para efeitos

de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos.

## VII

1 — Na última questão colocada, pergunta-se «se os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE ainda válidos e eficazes de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, conforme dispõe o artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, ou se, pelo contrário, os mencionados encargos legitimam os produtores em causa a requerer o recálculo da respetiva remuneração ao abrigo dos CAE, transferindo, por essa via, a parte dos custos com o financiamento da tarifa social que lhes competem para os consumidores de eletricidade».

Retomando algumas das considerações já tecidas a propósito dos contratos de aquisição de energia (CAE), cumpre recordar o disposto no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95. Nos termos desse preceito, os produtores vinculados relacionam-se comercialmente com a entidade concessionária da RNT através de contratos de vinculação, correspondendo a cada centro electroprodutor um contrato de vinculação.

Através desses contratos, com uma duração em regra não inferior a 15 anos, os produtores vinculados comprometem-se a abastecer o SEP, em exclusivo, resultando a remuneração da energia elétrica entregue da aplicação de um sistema misto baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia.

Como se referiu, os CAE caracterizam-se por serem contratos de longo prazo através dos quais os produtores vinculados ao serviço público da energia se comprometem a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da rede nacional de transporte, vendendo-lhe toda a energia disponibilizada pelo empreendimento.

No âmbito destes contratos, estabelece-se uma relação entre a entidade concessionária da rede nacional de transporte de energia elétrica (RNT), como compradora, e cada produtor vinculado de energia, como vendedor, nos termos da qual este se compromete a vender àquela entidade a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais ajustadas.

Nesses contratos 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.

Os CAE remuneram os custos ou encargos fixos (encargos de potência) dos centros electroprodutores que englobam o investimento inicial, bem como as despesas com as operações de manutenção, permitindo ainda recuperar os custos ou encargos variáveis de produção de energia elétrica pelo empreendimento (custos dos serviços de sistema).

Os CAE, vinculações de longo prazo, baseiam-se, pois, nas condições previamente acordadas entre as partes e não nas condições decorrentes de um mercado livre e concorrencial.

Quanto aos CAE que ainda não cessaram, o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006 dispõe que os centros electroprodutores relativamente aos quais os contratos vinculados ainda se mantenham a produzir efeitos continuam a operar de acordo com o regime estabelecido no respetivo contrato.

E, de acordo com o n.º 2 do mesmo preceito, a entidade concessionária da RNT, ou a entidade que a substituir para o efeito, deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida através de leilões de capacidade virtual de produção de energia elétrica<sup>(81)</sup>.

O n.º 3 prevê o estabelecimento, pela ERSE, das regras necessárias no âmbito do Regulamento Tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema a diferença entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito do CAE em vigor.

Conforme é referido no pedido de consulta, atualmente, detêm CAE válidos e eficazes a central térmica a carvão do Pego, de que é titular a Tejo Energia — Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S. A., e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, de que é titular a Turbogás — Produtora Energética, S. A., prevendo tais contratos a possibilidade de os titulares desses centros electroprodutores «requererem o recálculo da respetiva remuneração ao abrigo desses contratos nas situações em que se verifique um acréscimo de custos decorrentes de alterações legislativas posteriores à celebração dos contratos, de modo a permitir que os referidos titulares sejam colocados na mesma posição financeira em que se encontrariam caso não tivesse ocorrido alteração legislativa».

As alterações supervenientes, designadamente as decorrentes de alterações legislativas que imponham novos custos aos centros electroprodutores ou que introduzam acréscimos aos contemplados nos contratos de aquisição de energia deverão, em princípio, relevar para a determinação das compensações correspondentes, por forma a permitir que eles sejam

colocados na mesma posição financeira em que se encontrariam caso não tivesse ocorrido alteração legislativa.

No caso que nos é apresentado, não restam dúvidas de que o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social constitui um encargo para os titulares de centros electroprodutores com contratos de aquisição de energia ainda subsistentes, tanto mais que eles não se encontram dispensados desse contributo. A este propósito, convém recordar que a lei — artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 — estipula que esse financiamento incide sobre *todos* (frisado nosso) os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, sendo certo que, nos termos do artigo 17.º, n.º 2, alínea *a*), do Decreto-Lei n.º 29/2006, se incluem na atividade de produção em regime ordinário os centros electroprodutores que ainda disponham de CAE válidos e eficazes.

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010 é expresso e inequívoco quando determina, na disposição citada, que os custos com o financiamento da tarifa social recaem sobre «todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário», e não apenas sobre alguns desses titulares e, muito menos, sobre os consumidores de eletricidade, «o que sucederia, como se afirma no pedido de consulta, em segmento que merece a nossa concordância, no caso de recálculo da remuneração devida aos titulares dos centros electroprodutores com CAE, com vista à sua compensação pelos custos suportados com o financiamento da tarifa social, uma vez que os encargos com o pagamento da referida remuneração, na parte que não esteja coberta pelas receitas provenientes da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos CAE, são repercutidos na denominada tarifa de uso global do sistema (ou tarifa UGS) que é cobrada a todos os consumidores na sua fatura de eletricidade, nos termos do n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 26 de agosto».

Como aí também se refere, há que «ter presente que o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, visou instituir para os custos com a tarifa social um regime de financiamento substancialmente distinto daquele que vigora para os demais custos de interesse geral: quanto a estes custos (como é o caso dos sobre custos com a promoção das energias renováveis, com os incentivos à garantia de potência e com a convergência tarifária) estabeleceu o legislador que os mesmos devem ser repercutidos na tarifa UGS aplicável a todos os consumidores; diversamente, no que concerne aos custos com a tarifa social, o mesmo legislador dispôs, dentro do “quadro de proteção dos consumidores” que motivou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que tais custos devem ser suportados por todos os produtores em regime ordinário».

Tendo presente o texto da lei que, a nosso ver, corporiza com toda a clareza a intenção do legislador de proteger os consumidores, isentando-os do financiamento dos custos com a tarifa social de fornecimento de energia elétrica através da repercussão tarifária dos mesmos, ao contrário do regime vigente quanto ao financiamento da tarifa social de fornecimento de gás natural que, como já foi dito, é repercutido na tarifa, sendo, consequentemente, suportado pelos consumidores.

Concluimos, pois, que, por expressa prescrição da lei, os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE ainda válidos e eficazes de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, conforme dispõe o artigo 4.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, numa solução paralela à encontrada para os centros electroprodutores que eram partes de contratos de aquisição de energia em que tais custos não devem constituir fator atendível para efeitos de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos.

### VIII

1 — No memorando junto ao processo pela EDP — Gestão da Produção de Energia, S. A., sustenta-se que:

«Uma interpretação e aplicação do regime dos CMEC, em conjugação com o disposto no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, à luz da qual não fosse admitida a consideração dos custos impostos aos titulares dos centros electroprodutores com a tarifa social no cálculo dos CMEC seria violadora do disposto no artigo 62.º da Constituição, que consagra o direito à propriedade privada» e que:

«A mesma interpretação e aplicação do regime dos CMEC, em conjugação com o regime que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis seria também violadora dos princípios da segurança jurídica e da confiança, insitos no princípio do Estado de direito, consagrado no artigo 2.º da Constituição».

2 — Não aderimos a estas conclusões pelas razões que sucintamente vamos referir.

2.1 — Como referem JORGE MIRANDA e RUI MEDEIROS, «[a]fora a propriedade, direito real máximo, e os direitos materiais do autor (artigo 42.º, n.º 2), a Constituição não garante mais nenhum dos tipos de direitos de caráter patrimonial existentes na ordem jurídica portuguesa»<sup>(82)</sup>.

No caso que nos ocupa, a não consideração dos custos decorrentes do financiamento da tarifa social no cálculo das compensações devidas pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia não integra violação de um direito de propriedade dos titulares dos centros electroprodutores atingidos pela medida tutelada pelo artigo 62.º da Constituição.

O que no caso se verifica é a diminuição de um direito patrimonial revelada na correspondente diminuição do valor da compensação a atribuir a título de CMEC. Esta diminuição afigura-se-nos, porém, pautada pela razoabilidade, podendo, como já foi dito, ser apreciada num quadro de alguma corresponsabilidade relativamente aos benefícios que os centros electroprodutores obtêm com a atuação do mecanismo dos CMEC.

Deparamo-nos aqui com uma contribuição, caracterizada como uma obrigação de interesse geral ou de serviço público, exigida aos titulares desses centros em cumprimento de diretivas comunitárias para proteção dos direitos dos consumidores, assim se concretizando, também por esta via, o princípio consagrado no artigo 60.º, n.º 1, da Constituição.

2.2 — Os princípios da segurança jurídica e da confiança foram recentemente examinados por este corpo consultivo no parecer n.º 37/2012 em considerações que agora se retomam. Lê-se aí que:

«O princípio do Estado de direito democrático, consagrado no artigo 2.º da Constituição, “postula uma ideia de proteção da confiança dos cidadãos e da comunidade na ordem jurídica e na atuação do Estado, o que implica um mínimo de certeza e de segurança no direito das pessoas e nas expectativas que a elas são juridicamente criadas”, razão pela qual “a norma que, por sua natureza, obvie de forma intolerável, arbitrária ou demasiado opressiva àqueles mínimos de certeza e segurança que as pessoas, a comunidade e o direito têm de respeitar, como dimensões essenciais do Estado de direito democrático, terá de ser entendida como não consentida pela lei básica” (cf. o acórdão n.º 303/90, publicado no *Diário da República*, 1.ª série, de 26 de dezembro de 1990)»<sup>(83)</sup>.

O princípio há de conduzir a que “os cidadãos tenham, fundadamente, a expectativa na manutenção de situações de facto já alcançadas como consequência do direito em vigor”, conforme se afirma no acórdão do Tribunal Constitucional n.º 222/98 de 4 de março<sup>(84)</sup>, onde se acrescenta:

“Todavia, isso não leva a que seja vedada por tal princípio a estatuição jurídica que tenha implicações quanto ao conteúdo de anteriores relações ou situações criadas pela lei antiga, ou a que tal estatuição não possa dispor com um verdadeiro sentido retroativo. Seguir entendimento contrário representaria, ao fim e ao resto, coartar a liberdade constitutiva e a autorrevisibilidade do legislador, características que são típicas, ainda que limitadas, da função legislativa (cf. VIEIRA DE ANDRADE, *Os Direitos Fundamentais na Constituição da República Portuguesa*, p. 309).

Haverá, assim, que proceder a um justo balanceamento entre a proteção de expectativas dos cidadãos decorrentes do princípio do Estado de direito democrático e a liberdade constitutiva e conformadora do legislador, também ele democraticamente legitimado, legislador ao qual, inequivocamente, há que reconhecer a legitimidade (senão mesmo o dever) de tentar adequar as soluções jurídicas às realidades existentes, consagrando as soluções mais razoáveis, ainda que elas impliquem que sejam “tocadas” relações ou situações que, até então, eram regidas de outra sorte. Um tal equilíbrio, como o Tribunal tem assinalado, será postergado nos casos em que, ocorrendo mudança de regulação pela lei nova, esta vai implicar, nas relações e situações jurídicas já antecedentemente constituídas, uma alteração inadmissível, intolerável, arbitrária, demasiado onerosa e inconsistente, alteração com a qual os cidadãos e a comunidade não poderiam contar, expectantes que estavam, razoável e fundadamente, na manutenção do ordenamento jurídico que regia a constituição daquelas relações e situações. Nesses casos impor-se-á que atue o subprincípio da proteção da confiança e segurança jurídica que está implicado pelo princípio do Estado de direito democrático, por forma a que a nova lei não vá, de forma acentuadamente arbitrária ou intolerável, desrespeitar os mínimos de certeza e segurança, que todos têm de respeitar.”

A total imprevisibilidade de uma medida legislativa e a natureza manifestamente arbitrária ou opressiva da mesma constituem violação do princípio da confiança.»

Como, no mesmo sentido, é referido no acórdão do Tribunal Constitucional n.º 12/2012 <sup>(85)</sup>:

«O Tribunal Constitucional tem reiteradamente afirmado que o princípio do Estado de direito democrático (consagrado no artigo 2.º da Constituição) postula uma ideia de proteção da confiança dos cidadãos e da comunidade na ordem jurídica e na atuação do Estado, o que implica um mínimo de certeza e de segurança no direito das pessoas e nas expectativas que a elas são juridicamente criadas.

Não obstante, de forma a respeitar a liberdade conformativa do legislador, necessária para que possa responder às necessidades de interesse público que a cada momento se façam sentir, não é possível entender que qualquer norma inovadora possa considerar-se violadora do princípio da segurança jurídica na vertente analisada. Isso só sucederá em relação a uma norma “que, por sua natureza, obvie de forma intolerável, arbitrária ou demasiado opressiva àqueles mínimos de certeza e segurança que as pessoas, a comunidade e o direito têm de respeitar, como dimensões essenciais do Estado de direito democrático”.

A não consideração dos custos com o financiamento da tarifa social no cálculo dos CMEC radica em razões de interesse geral, sendo ditada pela necessidade de acautelar interesses dos consumidores constitucionalmente protegidos e que devem considerar-se prevalecentes relativamente aos interesses dos titulares dos centros electroprodutores beneficiários dos CMEC, pelo que o princípio da confiança, na assinalada dimensão, não é atingido.

## IX

Pelo exposto, formulam-se as seguintes conclusões:

**1.ª** — Os contratos de aquisição de energia (CAE), previstos no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, caracterizam-se por serem contratos de longo prazo através dos quais os produtores vinculados ao serviço público da energia se comprometeram a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da rede nacional de transporte (RNT), vendendo-lhe toda a energia produzida nos respetivos centros electroprodutores;

**2.ª** — Integrados num regime de produção vinculada de energia elétrica, os CAE baseiam-se nas condições previamente acordadas entre as partes outorgantes — electroprodutores e concessionária da RNT — e não nas condições decorrentes de um mercado livre e concorrencial;

**3.ª** — Nesses contratos 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, remunerando-se, de acordo com o disposto no n.º 5 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, os custos ou encargos fixos (encargos de potência) dos centros electroprodutores, permitindo-se ainda recuperar os custos ou encargos variáveis de produção de energia elétrica pelo empreendimento;

**4.ª** — No âmbito das orientações de política energética aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, foi adotada a necessidade de liberalizar o mercado com eficiência, através, designadamente, da concretização do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) e da promoção da concorrência no setor da energia, constituindo a extinção dos CAE uma das medidas para a implementação de um verdadeiro mercado de eletricidade;

**5.ª** — O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, estabeleceu as disposições aplicáveis à cessação dos contratos de aquisição de energia elétrica, prevendo no seu artigo 13.º, n.ºs 2 e 3 que essa cessação implica a adoção de medidas indemnizatórias, tendo em vista o ressarcimento dos direitos dos produtores através de um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) os quais deverão garantir a compensação dos investimentos realizados e a cobertura dos compromissos assumidos nos CAE que não sejam garantidos pelas receitas expectáveis em regime de mercado;

**6.ª** — O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, editado no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, contempla as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE, estabelecendo no seu artigo 2.º, n.º 2, que a cessação antecipada dos CAE determina a atribuição a um dos seus titulares (produtor ou entidade concessionária da RNT) do direito ao recebimento de compensações pela cessação antecipada de tais contratos as quais têm o intuito de garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos contratos anteriores, que não estejam devidamente garantidos através das receitas esperadas em regime de mercado;

**7.ª** — As regras aplicáveis à determinação do montante dos CMEC estão enunciadas no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, respeitando-se no respetivo cálculo a metodologia e parâmetros definidos no artigo 4.º do mesmo diploma, devendo, nomeadamente, considerar-se as disposições contratuais dos CAE para a determinação do seu valor;

**8.ª** — A avaliação que servirá de cálculo dos CMEC reporta-se à data da cessação antecipada de cada CAE, sendo, pois, com referência a essa data que se determinará o valor dos contratos, o montante das receitas expectáveis e o valor dos encargos variáveis de exploração;

**9.ª** — O artigo 3.º, n.º 5, do Decreto-Lei n.º 240/2004 contempla ainda um mecanismo de revisibilidade dos CMEC através da possibilidade de ajustamentos anuais e de um ajustamento final, por forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE;

**10.ª** — Os ajustamentos anuais são efetuados durante o prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE, sendo os valores dos ajustamentos efetuados com observância das regras definidas no n.º 6 do artigo 3.º daquele diploma e com base nos critérios constantes dos artigos 4.º a 6.º do seu anexo I;

**11.ª** — No caso de os ajustamentos anuais conduzirem à determinação de montantes devidos aos produtores — ajustamentos positivos —, o respetivo valor será repercutido nas tarifas pela totalidade dos consumidores de energia elétrica no território nacional, constituindo encargos respeitantes ao uso global do sistema a incorporar como componentes permanentes da tarifa de uso global do sistema (UGS (artigo 5.º, n.ºs 1 e 2, do Decreto-Lei n.º 240/2004));

**12.ª** — O artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 contempla disposições sobre o procedimento a adotar no âmbito da revisibilidade das compensações, visando o apuramento dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE que devam ter lugar, estabelecendo que compete à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), proceder à determinação dos valores desses ajustamentos anuais, tendo por base os dados fornecidos pelos próprios produtores, pela entidade concessionária da RNT e pelas entidades que desenvolvam a atividade de distribuição de energia, a comparação de 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 e outros dados ou elementos que, no decurso do procedimento, sejam recolhidos;

**13.ª** — Efetuada a determinação do respetivo valor, os ajustamentos anuais serão enviados ao membro do Governo responsável pela área de energia para efeitos de homologação, conforme dispõe o n.º 7 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004;

**14.ª** — O procedimento instrutório previsto no citado artigo 11.º não assume natureza especial, devendo convocar-se neste âmbito o princípio do inquisitório consagrado no artigo 56.º do Código do Procedimento Administrativo (CPA), nos termos do qual os órgãos administrativos podem proceder às diligências que considerem convenientes para a instrução, tendo em vista a descoberta da verdade e ponderação de todas as dimensões de interesses públicos e privados, que se liguem com a decisão a produzir;

**15.ª** — A determinação da disponibilidade, cujo coeficiente constitui um dos fatores a considerar no cálculo do montante do ajustamento anual afeto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE, não tem de se basear exclusivamente nas declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, devendo resultar de todo o conjunto de diligências instrutórias, quer das previstas no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, quer daquelas que a entidade instrutora considere necessárias para a sua exata verificação;

**16.ª** — O despacho homologatório do montante do ajustamento do valor dos CMEC relativo ao ano de 2011 configura a prática de ato administrativo, o que não impede, porém, a sua revogação com fundamento na sua eventual invalidade, caso se apure a existência de vício que o torne anulável (artigo 135.º do CPA), a operar dentro do prazo que o artigo 58.º, n.º 2, do Código de Processo nos Tribunais Administrativos (CPTA) estabelece para a impugnação de atos anuláveis, sem prejuízo da declaração da nulidade, não dependente de prazo (artigo 134.º do CPA), caso se verifique um vício gerador desse tipo de invalidade;

**17.ª** — A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro constitui uma medida de política social de proteção dos consumidores economicamente vulneráveis, configurando-se como uma obrigação de serviço público na linha das orientações europeias presentes, nomeadamente, na Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, orientações, aliás, já presentes na Diretiva n.º 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho;

**18.ª** — A tarifa social é determinada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, sendo o valor desse desconto determinado pela ERSE;

**19.ª** — Nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na

proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, sendo esses custos devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), enquanto operador do sistema;

20.ª — Os custos com o financiamento da tarifa social suportados pelos centros electroprodutores partes de contratos de aquisição de energia (CAE) não devem constituir fator atendível para efeitos de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos para que não possam ser repercutidos nos consumidores de energia elétrica;

21.ª — De igual forma, os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de contratos de aquisição de energia (CAE) que ainda subsistem dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares;

22.ª — A não consideração dos custos com o financiamento da tarifa social no cálculo dos CMEC radica em razões de interesse geral e não ofende o direito de propriedade privada nem os princípios da segurança jurídica e da confiança insitos no princípio do Estado de Direito consagrado no artigo 2.º da Constituição da República.

Este parecer foi votado na Sessão do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, de 21 de março de 2013.

*Adriano Fraxenete de Chuquere Gonçalves da Cunha — Manuel Pereira Augusto de Matos (Relator) — Fernando Bento — Maria Manuela Flores Ferreira — Paulo Joaquim da Mota Osório Dá Mesquita — Alexandra Ludomila Ribeiro Fernandes Leitão.*

Este parecer foi homologado por despacho de 12 de abril de 2013, de Sua Excelência o Secretário de Estado da Energia.

Está conforme.

(<sup>1</sup>) Identificadas no ofício do Gabinete do Secretário de Estado da Energia n.º 5080, de 20 de outubro de 2012. O parecer foi distribuído ao relator em 12 de novembro de 2012.

(<sup>2</sup>) Sublinhado no original.

(<sup>3</sup>) Através do ofício n.º 5850, de 29 de novembro de 2012 (Proc. n.º 10.02.01.12).

(<sup>4</sup>) Em negrito e em itálico no original]

(<sup>5</sup>) Em 28 de janeiro de 2013, foi determinada a junção de uma exposição da EDP — Gestão da Produção de Energia, S. A., acompanhada de uma cópia de um contrato de aquisição de energia, de cópia de um acordo relativo à cessação dos contratos de aquisição de energia elétrica da Unidade de Produção, de cópia de uma adenda a acordo de cessação antecipada de contrato de aquisição de energia, cópia da decisão da Comissão Europeia de 22 de setembro de 2004, memorando jurídico sobre a repercussão da tarifa social de fornecimento de energia elétrica no cálculo dos CMEC, de 25 de janeiro de 2012, parecer dos Professores António Pinto Monteiro e Carolina Cunha sobre a repercussão tarifária nos CMEC de eventual nova tributação, de 30 de setembro de 2011.

(<sup>6</sup>) Publicado no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 167, de 31 de agosto de 2005.

(<sup>7</sup>) Publicado no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 51, de 13 de março de 2007.

(<sup>8</sup>) Publicado no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 124, de 30 de junho de 2009.

(<sup>9</sup>) Inédito.

(<sup>10</sup>) Do preâmbulo do Decreto-Lei n.º 502/76.

(<sup>11</sup>) Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de janeiro, e Lei n.º 21/82, de 28 de julho.

(<sup>12</sup>) O Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, devolveu aos municípios o direito de distribuição de energia elétrica de baixa tensão

(<sup>13</sup>) Cf. o preâmbulo do Decreto-Lei n.º 99/91.

(<sup>14</sup>) Os Decretos-Leis n.ºs 182/95, 183/95, 184/95, 185/95 e 186/95 foram alterados pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de março, que também revogou o Decreto-Lei n.º 188/95. O Decreto-Lei n.º 182/95 foi ainda alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 24/99, de 28 de janeiro, 198/2000, de 24 de agosto, 69/2000, de 25 de março, 85/2002, de 6 de abril; e, mais recentemente, aquele diploma legal foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. O Decreto-Lei n.º 187/95 foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro. O Decreto-Lei n.º 183/95 sofreu alterações sucessivas pelos Decretos-Leis n.ºs 198/2000 e 153/2004, de 30 de julho

(<sup>15</sup>) *Jornal Oficial*, n.º 27, de 30 de janeiro de 1997

(<sup>16</sup>) Dos considerandos preambulares da referida Diretiva.

(<sup>17</sup>) *Jornal Oficial (JO)*, n.º 176, de 15 de julho de 2003. Essa Diretiva foi alterada pelas Diretivas n.ºs 2004/85/CE, do Conselho, de 28 de junho de 2004, e 2008/3/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de janeiro de 2008, apenas quanto à aplicação de certas disposições à Estónia (*JO*, n.º 236, de 7 de julho de 2004, e *JO*, n.º 17, de 22 de janeiro de 2008, respetivamente).

(<sup>18</sup>) Cf. considerandos preambulares da citada Diretiva.

(<sup>19</sup>) Este último retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro, e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho.

(<sup>20</sup>) O diploma foi alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho (com republicação), 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro (com republicação).

(<sup>21</sup>) No Portal ERSE, em <http://www.erse.pt>, pode aceder-se a um conjunto mais pormenorizado de informação sobre o processo de extinção das tarifas reguladas de eletricidade e gás natural.

(<sup>22</sup>) Consoante a potência contratada.

(<sup>23</sup>) Alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 237-B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 226-A/2007, de 31 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, e 215-B/2012, de 8 de outubro (republicação).

(<sup>24</sup>) *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações — Estudos de Direito Administrativo da Regulação*, Coimbra Editora, 2008, pp. 76-77.

(<sup>25</sup>) PEDRO GONÇALVES, “As concessões no setor elétrico”, Temas de Direito da Energia, *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, coordenação de JORGE MIRANDA e CARLA AMADO GOMES, pp. 185-214.

(<sup>26</sup>) PEDRO GONÇALVES, *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, cit., p. 79.

(<sup>27</sup>) Sobre os motivos, de ordem física, ambiental, de entre outros, v. PEDRO GONÇALVES, ob. cit. na nota anterior, p. 80.

(<sup>28</sup>) Sobre a evolução legislativa do setor elétrico em Portugal e sua caracterização, v. também SUZANA TAVARES DA SILVA, “MIBEL: o início do embuste”, *RevCEDOUA — Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente*, n.º 2/2004, pp. 31-47, e “O MIBEL e o mercado interno de energia”, Temas de Direito da Energia, *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, cit., pp. 279-308, JOÃO MIRANDA, “O regime jurídico de acesso às atividades de produção e de comercialização no setor energético nacional”, Temas de Direito da Energia, *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, cit., pp. 119-138, e NUNO DE OLIVEIRA GARCIA e INÊS SALEMA, “As taxas de regulação económica no setor da eletricidade”, *As Taxas de Regulação Económica em Portugal*, coordenação de SÉRGIO VASQUES, Almedina, pp. 271-294, especialmente pp. 278-280.

(<sup>29</sup>) Alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 56/97, de 14 de março (republicação), 24/99, de 28 de janeiro, 198/2000, de 24 de agosto, 69/2002, de 25 de março, e 85/2002, de 6 de abril. Foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

(<sup>30</sup>) Redação do Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de março.

(<sup>31</sup>) *Licença não vinculada* era a «licença mediante a qual o titular não assume o compromisso de alimentar o SEP, explorando a atividade para satisfação de necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais não regulados» — artigo 4.º, alínea e).

(<sup>32</sup>) Redação do Decreto-Lei n.º 56/97.

(<sup>33</sup>) Sobre esta figura, v. PEDRO GONÇALVES, *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, cit., p. 86.

(<sup>34</sup>) Acompanhou-se a nota preambular do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

(<sup>35</sup>) V. o elenco dos encargos apresentado pela ERSE no documento consultável em <http://www.erse.pt>, “Análise do Decreto-Lei n.º 240/2004”, março 2005, pp. 3-4. Como aí se refere, o encargo fixo inclui as seguintes parcelas, indexadas a diferentes índices de preços: (a) a remuneração, a uma taxa pré-estabelecida, do ativo líquido e do investimento adicional; (b) as amortizações mensais do ativo e do investimento adicional; (c) os valores pré-estabelecidos dos custos mensais de operação e manutenção; (d) a remuneração do *stock* de combustível das centrais termoelétricas. Quanto aos custos variáveis, eles «estão diretamente relacionados com a produção de eletricidade», tendo a tecnologia que seja empregue por cada centro na produção de energia elétrica influência nos seus custos variáveis.

(<sup>36</sup>) Publicada no *Diário da República*, 1.ª série-B, de 28 de abril de 2003.

(<sup>37</sup>) Acompanhou-se o estudo, realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do funcionamento do MIBEL” — novembro de 2009, disponível em <http://www.cmvm.pt>, p. 81.

(<sup>38</sup>) “Descrição do funcionamento do MIBEL”, cit., p. 81.

(<sup>39</sup>) “Preços, tributos e entidades reguladoras independentes”, *Ciência e Técnica Fiscal*, n.º 418, Julho-Dezembro de 2006, p. 131.

(<sup>40</sup>) NUNO DE OLIVEIRA GARCIA, ob. e loc. cit. Sobre este tópico, v. PEDRO GONÇALVES, *Regulação, Eletricidade e Comunicações*, cit., pp. 85-86.

(<sup>41</sup>) Este diploma foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, sem prejuízo da vigência transitória do seu artigo 13.º que se se transcreve.

(<sup>42</sup>) Retificado e republicado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro de 2005, e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 27 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro.

<sup>(43)</sup> Proposta que esteve na base da Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro (autorização legislativa), publicada no *Diário da Assembleia da República*, 2.ª série A, n.º 6, de 2 de outubro de 2004. A discussão na generalidade encontra-se documentada no *Diário da Assembleia da República*, 1.ª série, n.º 10, de 8 de outubro de 2004.

<sup>(44)</sup> Acompanhou-se, neste segmento da exposição, o parecer referenciado na nota 5.

<sup>(45)</sup> Cessaram os CAE relativos às centrais pertencentes à EDP Produção, mantendo-se em vigor os contratos de aquisição de energia celebrados com a Tejo Energia (Central do Pego) e com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro).

<sup>(46)</sup> Mercado a prazo, mercado *spot* e mercado bilateral.

<sup>(47)</sup> Citou-se o estudo realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, sobre a “Aplicação do mecanismo dos CMEC em Portugal”, pp. 81-82.

<sup>(48)</sup> Estudo citado, p. 83.

<sup>(49)</sup> “MIBEL: o início do embuste”, *RevCEDOUA*, cit., p. 41 (nota 32).

<sup>(50)</sup> A Comissão considerou que a medida em causa (CMEC) é compatível com a derrogação prevista no n.º 3, alínea c) do artigo 87.º do Tratado CE, tendo decidido não levantar objeções relativamente à mesma. A decisão da Comissão, adotada em 22 de setembro de 2004, encontra-se referenciada no Jornal Oficial da União Europeia, n.º C 250, de 8 de outubro de 2005, juntamente com outras decisões sobre a «Autorização de auxílios concedidos pelos Estados no âmbito das disposições dos artigos 87.º e 88.º do Tratado CE a respeito dos quais a Comissão não levanta objeções». O texto da decisão está disponível em [http://europa.eu.int/comm/secretariat\\_general/sgb/state\\_aids/](http://europa.eu.int/comm/secretariat_general/sgb/state_aids/).

<sup>(51)</sup> A DGEG é um serviço central da administração direta do Estado, no âmbito do Ministério da Economia e do Emprego (MEE), em conformidade com o disposto na sua Lei Orgânica, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 151/2012, de 12 de julho. A Lei Orgânica do MEE consta do Decreto-Lei n.º 126-C/2011, de 29 de dezembro.

<sup>(52)</sup> *Curso de Direito Administrativo*, volume II, 2.ª edição, com a colaboração de PEDRO MACHETE e LINO TORGAL, Almedina, 2011, p. 297. Sobre a figura da homologação, v. JOSÉ GABRIEL QUEIRÓ, “Homologação”, *Dicionário Jurídico da Administração Pública*, volume V, pp. 90-93.

<sup>(53)</sup> Citou-se JOSÉ GABRIEL QUEIRÓ, *ob. cit.*

<sup>(54)</sup> Código do Procedimento Administrativo, 2.ª edição, Almedina, Coimbra, 1997, p. 307.

<sup>(55)</sup> *Ob. cit.*, p. 308.

<sup>(56)</sup> *Idem, ibidem.*

<sup>(57)</sup> *Direito Administrativo Geral*, Tomo III, Dom Quixote, p. 105.

<sup>(58)</sup> *Código do Procedimento Administrativo*, Anotado e Comentado, QJ — Quid Juris Sociedade Editora, 2009, pp. 194-195.

<sup>(59)</sup> Este diploma foi revogado pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio.

<sup>(60)</sup> Na definição constante do artigo 4.º, alínea d), da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, a *disponibilidade* é a «relação entre a potência elétrica ativa colocada à disposição do SEM por um grupo gerador de um centro electroprodutor durante um determinado período de tempo e a respetiva potência instalada líquida».

<sup>(61)</sup> V. artigo 4.º, alínea d), do anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004 e n.º 7 do anexo IV do mesmo diploma e artigo 33.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, precisamente sobre a «verificação da disponibilidade».

<sup>(62)</sup> Despacho de 15 de outubro de 2012 de Vossa Excelência. O montante atingiu o valor de € 236.492.000,00.

<sup>(63)</sup> Ou seja, no prazo de um ano previsto na alínea a) do citado artigo 58.º, n.º 2, do CPTA, por força do n.º 2 do artigo 141.º do CPA.

<sup>(64)</sup> *Jornal Oficial da União Europeia*, L 211, de 14.8.2009.

<sup>(65)</sup> O artigo 10.º, sobre a Variação da tarifa social para 2011, estabelece que:

«O limite máximo de variação tarifária anual referido no n.º 3 do artigo 3.º, a considerar no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2011, é de 1 % por referência à tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão normal dos comercializadores de último recurso aplicada em 2010.»

<sup>(66)</sup> Acompanha-se NUNO DE SÁ GOMES, *Manual de Direito Fiscal*, volume I, Rei dos Livros, 1996, p. 59.

<sup>(67)</sup> Esta imposição já se encontrava prevista no artigo 3.º da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade (*Jornal Oficial da União Europeia* n.º L 176, de 15 de julho de 2003).

<sup>(68)</sup> Já no financiamento do ASECE se observa uma função prestadora do Estado na medida em que lhe cabe suportar os custos da sua aplicação.

<sup>(69)</sup> De acordo com esta Portaria, o regime dos serviços de garantia de potência abrangem as modalidades de serviço de disponibilidade e de incentivo ao investimento. Contempla-se a remuneração do serviço de disponibilidade (artigo 6.º), bem como, no âmbito do incentivo ao

investimento em capacidade de produção a longo prazo, o pagamento de um montante em euros por cada megawatt de potência instalada no centro electroprodutor (artigo 9.º). Os custos com o mecanismo de garantia de potência são recuperados na parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) — artigo 54.º do Regulamento Tarifário.

<sup>(70)</sup> Os centros electroprodutores sujeitos ao regime de manutenção do equilíbrio contratual estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 240/2004 ficaram excluídos do âmbito de aplicação do regime relativo à prestação do serviço de disponibilidade e do regime de incentivo ao investimento (cf. artigos 3.º, n.º 3 e 10.º, n.º 1, da Portaria n.º 765/2010).

<sup>(71)</sup> V. supra III.8.

<sup>(72)</sup> Sentença de 7 de fevereiro de 2012

<sup>(73)</sup> Os custos com o financiamento da tarifa social não parecem assumir valor muito elevado, estimando-se que em 2013 possam ser abrangidos cerca de 300.000 clientes. De acordo com informação da ERSE, constante do seu documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013”, de dezembro de 2012, disponível no seu Portal, os valores previstos transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito da tarifa social perfazem um total de -266.871,00 euros (o valor negativo corresponde ao ajustamento do valor da tarifa social de 2011 acrescido ao valor da tarifa social de 2013), assim distribuídos: I — Centrais com CMEC/CAE: EDP Produção: -153.172,00 €; EDP Produção (Iberdrola): -12488,00 €; Turbogás: -34.342,00 €; Tejo Energia: -20.258,00 €. II — Restantes centrais: EDP Produção: -8.325,00 €; Endesa: -37.686,00 €.

<sup>(74)</sup> NUNO DE OLIVEIRA GARCIA, “Preços, tributos e entidades reguladoras independentes: o caso do setor da eletricidade”, *Ciência e Técnica Fiscal*, Julho-Dezembro de 2006, n.º 418, pp. 121-155 [146].

<sup>(75)</sup> *Direito Fiscal*, 4.ª edição, Almedina, 2007, pp. 30-31. Sobre o conceito de tarifa, v. também ALBERTO XAVIER, *Manual de Direito Fiscal*, I, Lisboa, 1974, pp. 59-60, e NUNO SÁ GOMES, *Manual de Direito Fiscal*, volume I, Editora Rei dos Livros, 1996, p. 77.

<sup>(76)</sup> *Ob. cit.*, p. 145.

<sup>(77)</sup> De 15 de abril de 2010, inédito. Examinou-se aí a questão relativa ao tratamento tarifário da energia elétrica da taxa de ocupação do domínio público municipal lançada pelos municípios da Região Autónoma da Madeira.

<sup>(78)</sup> *Os Serviços de Interesse Geral em Portugal*, Coimbra Editora, 2001, p. 62.

<sup>(79)</sup> DIOGO FREITAS DO AMARAL, JOÃO CAUPERS, JOÃO MARTINS CLARO, JOÃO RAPOSO, MARIA DA GLÓRIA DIAS GARCIA, PEDRO SIZA VIEIRA e VASCO PEREIRA DA SILVA, *Código do Procedimento Administrativo Anotado*, 6.ª edição, 2007, Almedina, p. 40. Sobre este princípio, v. DIOGO FREITAS DO AMARAL, *Curso de Direito Administrativo*, vol. II, com a colaboração de LINO TORGAL, Almedina, 2007, pp. 40-43, e MARCELO REBELO DE SOUSA e ANDRÉ SALGADO DE MATOS, *Direito Administrativo Geral*, tomo I, Dom Quixote, p. 153. Aplicando o princípio, a propósito do regime da apresentação de orçamentos para construção dos elementos necessários à ligação de infraestruturas elétricas à rede pública de distribuição, constante de Regulamento das Relações Comerciais, aprovado pela ERSE, v. o Acórdão do Supremo Tribunal Administrativo de 15 de outubro de 2003 (proc. n.º 0832/03), disponível nas bases jurídico-documentais da DGSI, em [www.dgsi.pt/jsta](http://www.dgsi.pt/jsta). Não podem ser utilizados — decidiu-se ali — para cálculo do orçamento referido no artigo 24.º daquele regulamento, elementos aí não previstos.

<sup>(80)</sup> Concluiu-se aí que «por falta do necessário suporte normativo, não poderão os custos originados com o pagamento pela EEM [Empresa de Eletricidade da Madeira] das taxas pela utilização do domínio público municipal ser atendidos pela ERSE através da sua repercussão nas tarifas reguladas».

Em contrapartida, o custo com as rendas pagas pelas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica em baixa tensão aos respetivos municípios é expressamente admitido como um dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, sendo integralmente repercutido na tarifa de uso das redes de distribuição em baixa tensão, conforme dispõem os artigos 44.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 172/2006, e 1.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 230/2008.»

<sup>(81)</sup> Estes leilões, de acordo com o disposto no n.º 5 do artigo 70.º, «consistem em processos concorrenciais de licitação de opções de compra de uma determinada capacidade de produção de energia elétrica que podem ser exercidos ao longo de um período de entrega definido».

<sup>(82)</sup> *Constituição Portuguesa Anotada*, Tomo I, Coimbra Editora, 2005, p. 627.

<sup>(83)</sup> Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 4/2003, publicado no *Diário da República*, 2.ª série, de 13 de fevereiro de 2003. V. acórdãos do Tribunal Constitucional de 12 de novembro de 1992, e 396/2011, já citado, e GOMES CANOTILHO, *Direito Constitucional e Teoria da Constituição*, 6.ª Edição, Livraria Almedina, 2002, pág. 257. V. ainda, de entre outros, os pareceres n.ºs 16/92, de 29 de abril de 1992, 47/93, de 7 de outubro de 1993, este último, publicado no *Boletim do Minis-*

tério da Justiça, 429-74, e 23/2003, de 23 de outubro de 2003 (*Diário da República*, 2.ª série, n.º 290, de 17 de dezembro de 2003), que se acompanha neste trecho.

(84) Publicado no *Diário da República*, 1.ª série, de 5 de julho de 1998, invocado também no acórdão n.º 4/2003, referenciado na nota anterior

(85) Disponível no endereço <http://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos>.

26 de abril de 2013. — O Secretário da Procuradoria-Geral da República, *Carlos Adérito da Silva Teixeira*.

206924589



## PARTE E

### TURISMO DO PORTO E NORTE DE PORTUGAL

#### Aviso n.º 5930/2013

#### Renovação da comissão de serviço por três anos, do Administrador-Delegado da Delegação de Turismo Religioso em Braga, da Turismo do Porto e Norte de Portugal.

Nos termos da alínea e), do n.º 2, do artigo 2.º dos Estatutos, aprovados pela Portaria n.º 1039/2008, de 15 de setembro, torna-se público que por deliberação da Direção da Turismo do Porto e Norte de Portugal, tomada aos 17 de abril de 2013, foi renovada a comissão de serviço, do Dr. Marco Paulo Ramos Borges Sousa, por três anos, para desempenhar as funções de Administrador-Delegado da Delegação de Turismo Religioso, localizada em Braga, com efeitos a partir do dia 01 de maio de 2013.

24 de abril de 2013. — O Presidente, *Melchior Ribeiro Pereira Moreira*.

206923576

### UNIVERSIDADE ABERTA

#### Despacho (extrato) n.º 5900/2013

Por despacho do Reitor da Universidade Aberta, de 19 de março de 2013 e considerando que o artigo 25.º da Lei n.º 62/2007 de 10 de setembro, consagra a existência de um Provedor do Estudante, o qual deve articular a sua atividade com as associações de estudantes e com os órgãos e serviços da instituição, designadamente com o Conselho Pedagógico, bem como com as suas unidades orgânicas e que, por sua vez, os Estatutos da UAb, publicados no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 246 de 22 de dezembro de 2008, referem-se a este órgão da UAb, na Secção II, artigo 79.º;

Considerando que o Provedor do Estudante é designado pelo Reitor, ouvidos o Conselho Pedagógico, e o Conselho Geral, de entre pessoas que não se encontrem em exercício efetivo de funções na UAb e com o perfil considerado adequado ao desempenho das respetivas funções.

Assim, ouvidos o Conselho Geral e o Conselho Pedagógico, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 37.º, n.º 1 p) e 79.º, n.º 2, dos Estatutos da Universidade, foi nomeado o Dr. Florival Francisco Pereira como Provedor do Estudante da UAb,

cujo perfil entendo adequado às funções atribuídas nos Estatutos da UAb.

26 de março de 2013. — O Vice-Reitor, *Domingos José Alves Caeiro*.  
206924386

### UNIVERSIDADE DO ALGARVE

#### Despacho n.º 5901/2013

Por despacho do Reitor da Universidade do Algarve de 2 de abril de 2013, foi autorizada a renovação da comissão de serviço, para o exercício do cargo de Diretora de Serviços de Recursos Humanos da Universidade do Algarve, pelo período de três anos, com início em 1 de junho de 2013, da Licenciada Sílvia Flora Guerreiro Morgado André Cabrita, técnica superior do mapa de pessoal da Câmara Municipal de Faro.

16 de abril de 2013. — A Diretora de Serviços de Recursos Humanos, *Sílvia Cabrita*.

206927042

#### Despacho n.º 5902/2013

Por despacho do Reitor da Universidade do Algarve de 2 de abril de 2013, foi autorizada a renovação da comissão de serviço, para o exercício do cargo de coordenador técnico da Unidade de Apoio à Investigação Científica e Formação Pós-Graduada, pelo período de três anos, com início em 17 de maio de 2013, do licenciado António Joaquim Godinho Cabecinha, técnico superior com contrato de trabalho em funções públicas por tempo indeterminado do mapa de pessoal não docente da Universidade do Algarve.

16 de abril de 2013. — A Diretora de Serviços de Recursos Humanos, *Sílvia Cabrita*.

206927115

### UNIVERSIDADE DE COIMBRA

#### Despacho n.º 5903/2013

Nos termos do disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 83.º do regulamento n.º 344/2010, de 12 de abril, na alínea a) do n.º 2 do artigo 34.º do Decreto-Lei n.º 74/2006, de 24 de março e dos artigos 35.º a 41.º do Código do Procedimento Administrativo, delego nos docentes indicados, sem possibilidade de subdelegação, a presidência dos júris das seguintes provas de doutoramento:

#### Provas de doutoramento

Doutorando	Designação do curso	Docente que preside ao júri das provas, por delegação		
		Nome	Categoria	Unidade orgânica
Dina Augusta Simões Marques	Doutoramento em Engenharia Química, especialidade de Processos Químicos.	Maria Margarida Lopes Figueiredo.	Professora catedrática	Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.