N.º 17/2020
JCM

Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia

Excelência:

1. A consulta

Solicita Vossa Excelência que o Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, com urgência, se pronuncie, sobre a possibilidade de serem acionadas outras consequências, para além da condenação contraordenacional, numa situação em que a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., manteve, entre os anos de 2009 e 2013, uma prática de abuso de posição dominante, violadora das regras da concorrência.

A necessidade da presente consulta foi assim justificada:

1.1. Nos termos do modelo organizacional do setor elétrico nacional definido pelo Decreto-Lei n.º 182/95 e pelo Decreto-Lei n.º 183/95, ambos de 27 de julho, com as respetivas alterações, as centrais produtoras de eletricidade vinculadas ao Sistema Elétrico do Serviço Público (SEP) mantinham uma relação contratual exclusiva com a empresa REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), na qualidade da concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e enquanto comprador único (cf. Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade, entretanto revogada pela Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003), sob a forma de um Contrato de Aquisição de Energia (CAE) de vinculação de longo prazo, ao abrigo do qual os produtores visados tinham direito a uma remuneração garantida dos ativos subjacentes ao seu

cumprimento (encargo fixo ou de potência), e a um pagamento dos custos de exploração (encargo variável ou de energia);

1.2. Posteriormente, o Governo, por força da extinção da figura do comprador único de energia elétrica, decorrente da transposição da Diretiva n.º 2003/54/CE, assim como do cumprimento do Protocolo de Colaboração e dos Acordos para a Constituição de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), celebrados entre Portugal e Espanha, no período compreendido entre os anos de 2001 e 2004, iniciou a processo de alteração da relação entre a REN e os produtores vinculados ao SEP, mediante a extinção dos CAE, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, entretanto alterado;

1.3. De acordo com o preâmbulo do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, aos operadores vinculados ao SEP impunha-se a "transição do atual sistema de relação comercial exclusiva (com a REN) para um novo modelo concorrencial, em que as transações comerciais entre agentes de mercado são realizadas quer em torno de um mercado organizado, quer mediante recurso a formas de contratação bilateral.", sendo que "a introdução deste novo modelo de reforço comercial dos produtores de energia elétrica com outros agentes de mercado implica a cessação antecipada dos CAE, com a consequente afetação do base contratual que estes contratos proporcionavam a ambas as partes."

1.4. Nesse sentido, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, previa a aplicação de medidas compensatórias, designadas como Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), para as centrais produtoras de eletricidade com CAE que concordassem com a respetiva cessação antecipada, mediante específico procedimento/metodologia para o cálculo previsional do Valor Inicial do CAE à data da respetiva cessação, assim como mecanismos de ajustamento, anual (mecanismo de revisibilidade) e final, com repercussão universal nas tarifas de eletricidade, a incorporar como uma componente permanente da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);

1.5. Como tal, por via dos CMEC pretendia-se assegurar a obtenção, pelos contraentes, REN e operadores, de benefícios económicos equivalentes aos

proporcionados pelos CAE, atendendo à sua eventual perda, parcial ou total, por comparação às receitas expectáveis em regime de mercado, deduzidas dos correspondentes encargos variáveis de exploração, com a devida tutela da posição dos consumidores de energia elétrica, uma vez que, por via dos CMEC, seria viabilizada a "(...) liberalização e o aumento da concorrência no setor elétrico quer porque os custos com a compensação dos produtores têm por contrapartida a cessação dos custos inerentes aos CAE, quer ainda por a repercussão dos primeiros na tarifa se efetuar de forma diluída, por um período previsto de 23 anos, de modo a tutelar adequadamente os direitos e os interesses económicos".

1.6. No ano de 2004 o Estado Português submeteu à consideração da Comissão Europeia (CE) o projeto de cessação antecipada dos CAE e de atribuição dos CMEC, que por sua vez os considerou como um Auxílio de Estado compatível com o mercado comum, nos termos e para os efeitos do artigo 87.° do Tratado da CE, conforme descrito na Decisão C (2004) 3468fin, de 22 de setembro de 2004 (Auxílio Estatal N161/2004);

1.7. Nessa sequência, a 27 de janeiro de 2005 e ao abrigo dos artigos 2.°, 9.° e 10.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, foram celebrados 11 (onze) Acordos de Cessação dos CAE entre a REN, em representação do Estado Português, e a CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade, atualmente designada como EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. (EDP Produção), em relação a 5 (cinco) centrais produtoras de eletricidade térmicas (Sines, Setúbal, Carregado, Barreiro e Tunes), e a centrais produtoras de eletricidade hídricas agrupadas em 6 (seis) unidades de produção hídrica (Lima, Cávado, Douro Internacional, Douro Nacional, Mondego e Zêzere/Tejo), tendo sido assinadas adendas aos referidos Acordos, na data de 15 junho de 2007, após a conclusão do processo de estabelecimento das bases do MIBEL;

1.8. Nessa sequência, a EDP Produção foi a única empresa a ficar abrangida pelos CMEC, uma vez que se registou a manutenção em vigor dos CAE celebrados com as empresas Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A, e TURBOGÁS Produtora Energética, S.A.

2. Medidas compensatórias

2.1. As medidas compensatórias, aprovadas pela CE através da Decisão C (2004) 3468fin, contemplavam o Cálculo do Valor Inicial (CVI) dos CMEC à data da cessação dos CAE, bem como a realização de ajustamentos anuais, positivos ou negativos (mecanismo de revisibilidade), e de um ajustamento final, de forma a assegurar a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE que não fossem adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado;

2.2. Os ajustamentos anuais seriam efetuados durante um prazo correspondente ao período de atividade de cada central previsto no respetivo CAE, ou ao período de atividade decorrido até à data da sua desclassificação antecipada, consoante a situação que ocorresse em primeiro lugar e tendo como limite um período de 10 anos após a data de cessação antecipada dos CAE (ou seja, o ano de 2017);

2.3. Nessa sequência, procedeu-se ao apuramento do CVI, correspondente à soma do valor bruto decorrente da cessação antecipada de cada CAE, mediante a sua decomposição em anuidades constantes, a suportar pelos consumidores através da tarifa de energia elétrica até ao fim de um período de 20 anos a contar do início da vigência do regime CMEC (até ao ano de 2027);

2.4. Posteriormente procedeu-se ao cálculo dos ajustamentos anuais (ou revisibilidade anual), pelo período de 10 anos a contar do início da vigência do regime CMEC (isto é, até junho de 2017) e sob condição de o valor global acumulado dos CMEC não exceder o montante compensatório máximo determinado nos termos do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na sequência do qual poderiam ser apurados os seguintes resultados:

2.4.1. Um ajustamento com valor positivo, a favor do produtor, que a ERSE repercute na componente UGS da tarifa; ou

2.4.2. Um ajustamento com valor negativo, a favor dos consumidores, que determina o correspondente pagamento pela EDP Produção à REN.

2.5. O término do período de atividade de uma central, de acordo com o respetivo CAE, para além da data de 1 de julho de 2017 determina que os montantes dos CMEC remanescentes são objeto de um ajustamento final, por uma única vez e sem efeitos retroativos, cujo montante seria recuperado na tarifa de UGS ao longo dos 10 anos remanescentes de aplicação do regime, tendo o mesmo sido calculado pela ERSE, em outubro de 2017, em conformidade com a Orçamento do Estado para o ano de 2017.

3. Medidas adotadas

3.1. À margem das necessárias considerações sobre o histórico da análise dos CMEC dos anos de 2014, 2015, 2016 e 2017, e respetivos resultados práticos apurados, apresenta relevo para a presente matéria o Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, publicado no Diário da República n.º 64, II serie, de 1 de abril de 2014, nos termos do qual foram estabelecidas as linhas gerais dos procedimentos a seguir no cálculo da revisibilidade dos CMEC, previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, relativamente à participação das centrais com CMEC no mercado da banda de regulação secundária, também designada como telerregulação, no âmbito do mercado de serviços de sistema;

3.2. O mercado ora em análise visa a prestação, voluntária, dos serviços necessários para a operação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) com os devidos níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço, assegurando o equilíbrio constante entre produção e consumo de energia elétrica, mediante a disponibilização da banda de regulação secundária, destinada a responder ao excedente da procura em relação à energia contratada em caso de insuficiência da reserva de regulação primária;

3.3. Nesse âmbito, a ERSE, no exercício do respetivo quadro legal de competências de supervisão e de monitorização do mercado de serviços de sistema, "(...) constatou uma significativa subida dos preços no mercado de serviços de sistema, mormente no mercado de banda de regulação secundária", cuja procura se configura como totalmente rígida, tendo-o comunicado ao membro do Governo responsável pela área da energia e à Autoridade da Concorrência (AdC), para análise sobre o eventual registo de práticas anti concorrenciais;

3.4. Nessa sequência, a AdC, "(...) ao detetar indícios de baixos níveis de utilização no prestação do serviço de telerregulação dos centros electroprodutores que beneficiam da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) (...) em comparação com centros eletroprodutores em regime de mercado", recomendou a adoção, por parte do Governo, de medidas com vista à eliminação do risco de sobrecompensação decorrente do processo de cálculo de revisibilidade aplicável às centrais com CMEC, mediante o fomento de "(...) comportamentos eficientes e concorrenciais no mercado de serviços de sistema" e da adoção de "(...) mecanismos que incentivem uma participação mais ativa das centrais com CMEC no mercado da banda de regulação secundária, em prol do segurança de abastecimento bem como da redução de custos que impendem sobre o consumidor de energia elétrica português";

3.5. De facto, como se extrai das conclusões da AdC em sede do Processo de Inquérito posteriormente instaurado, o mercado de prestação de serviços de sistema, que abrange a banda de regulação secundária, integra o universo da energia vendida por cada central para os efeitos dos CMEC, não prevendo o modelo que serve de base à compensação daqueles qualquer referencial de otimização para os serviços de sistema, ao contrário do que se verifica no mercado da produção;

3.6. Retomando a análise do Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, determinaram-se, entre outras medidas, a obrigação de promoção pela REN de uma Auditoria, tendo em vista a identificação da existência do referido risco de sobrecompensação e, por consequência, de distorções, efetivas ou potenciais, da concorrência no mercado dos serviços de sistema por força da atuação das centrais com CMEC, determinando-se ainda que, a concluir-se pelo registo da sobrecompensação, o respetivo valor deve ser refletido no mecanismos de cálculo da revisibilidade final previsto nos artigos 4.° e 5.° do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro;

3.7. Para o acompanhamento dos trabalhos de auditoria a realizar pela REN, foi determinada a constituição da Comissão de Acompanhamento da Auditoria (CA), nos termos do Despacho n.º 10622/2014, de 8 de agosto, publicado no Diário da

República n.º 157, II série, de 18 de agosto de 2014, composta por representantes da DGEG, responsável pela sua coordenação, da AdC, da ERSE e da comissão de auditoria da REN, tendo a execução da Auditoria ficado a cargo da empresa de consultoria económica The Brattle Group (Auditora);

3.8. No mês de junho de 2016, a Auditora procedeu à conclusão da Auditoria, mediante a elaboração do respetivo relatório final, nos termos do qual apurou que "As unidades detidas pela EDP que são abrangidas pelos CMEC foram incentivadas a não participar no mercado de reserva secundária devido (a) ao ajuste anual dos CMEC e (b) ao impacto positivo que a sua participação limitada teve sobre as receitas de reserva secundária auferidas pelas fábricas da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC". Prosseguem, afirmando que "(...) foi entre setembro de 2012 e setembro de 2013 que o comportamento de oferta das unidades associadas aos CMEC teve o maior impacto no mercado de reserva secundária. Embora o preço de reserva secundária tenha diminuído a partir desse momento, é durante este período que as ofertas das unidades e o preço de mercado real se desviam mais das nossas referências.",

3.9. A CA concluiu os seus trabalhos mediante a entrega, à DGEG, na data de 14 de julho de 2016, do referido relatório final acompanhado do seu parecer, segundo a qual a análise da Auditora apresentou duas abordagens distintas, em concreto, o efeito quantidade e o efeito total, para 3 cenários de risco. A CA considerou que a abordagem do efeito quantidade era o mais consistente com a metodologia da revisibilidade CMEC, prevista no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e procedeu à estimativa dos valores de sobrecompensação das centrais integradas no mecanismo CMEC num intervalo de 46,6 a 72,9 milhões de euros, para o período compreendido entre os anos de 2009 a 2014, consoante se considerasse, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou de 0 €/MW, tendo ainda considerado o cenário de prémio de risco 0€/MW como o mais adequado à realidade CMEC;

3.11. Com base no exposto supra, a CA formulou as seguintes recomendações:

3.11.1. Manter, até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC, o mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais CMEC, por força da prova, na Auditoria, do seu funcionamento, mediante a sua maior proximidade para com os preços eficientes modelados, que ocorreriam na base de comportamentos eficientes dos agentes do mercado dos serviços do sistema;

3.11.2. Equacionar o envio à Direção Geral de Concorrência da Comissão Europeia dos relatórios da Auditoria, acompanhado do parecer da CA, no quadro do compromisso de monitorização assumido pelas autoridades nacionais, no âmbito do Auxílio Estatal N 161/2004;

3.11.3. Equacionar a devolução no âmbito da revisibilidade CMEC do valor da sobrecompensação estimado pelo Auditor para o período 2009 a 2014;

3.11.4. Submeter os resultados da Auditoria à análise da AdC, da DGEG e da ERSE, nomeadamente, no cenário do efeito total, com vista ao apuramento das formas regulatórias e sancionatórias mais adequadas.

3.12. Nessa sequência, a Secretário de Estado da Energia então em funções determinou a adoção das medidas constantes nos subpontos 3.11.1., 3.11.2. e 3.11.4., nos termos do Despacho n.º 10840/2016, de 26 de agosto de 2016, publicado no Diário da República n.º 170, II série, de 5 de setembro de Z016.

4. Processo de contraordenação da AdC

4.1. Na sequência do supra exposto, a AdC, ao abrigo do disposto nos artigos 7.°, 8.º, 11.º e 17.° do Regime Jurídico da Concorrência, constante na Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, em conjugação com o artigo 102.° do TFUE, procedeu à instauração, a 8 de setembro de 2016, de um Processo de Inquérito sobre eventuais práticas restritivas da concorrência, tipificadas como infrações contraordenacionais, alegadamente imputáveis à EDP Produção;

4.2. Realizadas as necessárias diligências instrutórias, a AdC considerou:

4.2.1. Que a atuação da EDP Produção, no período compreendido entre os meses de janeiro de 2009 e de dezembro de 2013, configurou a prática de abuso da

respetiva posição dominante no mercado de banda de regulação secundária do SEN em Portugal Continental;

4.2.2. O abuso de posição dominante efetivou-se mediante uma estratégia de manipulação da sua oferta, in casu, por via da limitação da oferta de capacidade de telerregulação das respetivas centrais hidroelétricas que beneficiam de compensações públicas ao abrigo do regime CMEC para a oferecer através das suas centrais em regime de mercado (como tal, não abrangidas pelo regime CMEC);

4.2.3 Tal comportamento conduziu à redução da oferta total da EDP Produção no mercado em análise par comparação com a oferta num cenário competitivo, e por consequência, a uma perda de eficiência produtiva, com a entrada de centrais menos eficientes na satisfação da procura, determinando assim a subida dos preços.

4.3. Com efeito, a EDP Produção, segundo as conclusões da AdC, terá obtido maior compensação pecuniária pelo regime CMEC mediante a restrição de oferta de capacidade das centrais nele incluídas, as quais beneficiavam de remuneração garantida, ao passo que, por via da transferência da produção para as centrais em regime de mercado, obteve de igual modo o aumento das respetivas receitas auferidas no mercado, com considerável, e como tal irregular, impacto financeiro para o SEN e para as consumidores, através de preços finais da energia e de tarifas mais elevadas, por força da repercussão do acréscimo, respetivamente, dos preços do serviço de telerregulação e das compensações públicas;

4.4. A AdC chama ainda a atenção para a capacidade da EDP Produção prever e influenciar a formação dos preços para a contratação dos serviços de telerregulação, ao abrigo da sua posição de principal fornecedor do mercado de banda de regulação secundária e de principal operador em termos de capacidade habilitada a telerregular, em conjugação com a rigidez da procura no mercado em questão;

4.5. Nesse sentido, a AdC considera que a Auditoria permitiu comprovar a verificação da restrição da oferta de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC, bem como a respetivo efeito de aumento de preços, beneficiando a EDP

Produção de preços e compensações públicas mais elevadas, em prejuízo dos consumidores nacionais.

5. Pelo supra exposto, a AdC, realizadas todas as diligências instrutórias e assegurado a exercício do respetivo contraditório, condenou a EDP Produção, por decisão de 17 de setembro de 2019, ao pagamento de uma coima de 48 milhões de euros por abuso de posição dominante na forma de abuso de exploração, no período compreendido entre os anos de 2009 e 2013 no mercado da banda de regulação secundária, em prejuízo dos consumidores nacionais, e como tal, em desconformidade com o disposto no regime jurídico da concorrência.

A entidade consulente concluiu a sua exposição, formulando as seguintes questões:

1) Tendo sido proferida, pela entidade competente, decisão condenatória da EDP Produção pela prática de um facto ilícito contraordenacional, previsto no artigo 68.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, com aplicação da correspondente coima, pode a EDP Produção à luz do Direito da Concorrência fazer seus os proveitos obtidos com a sua prática de abuso de posição dominante?

2) Em caso de resposta afirmativa à pergunta anterior, pode a prática de um mesmo facto que constitui um ilícito contraordenacional nos termos do artigo 68.° da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, na sua redação atual, ser fundamento para a repetição de proveitos indevidamente auferidos, sem que essa repetição configure um duplo sancionamento ilícito?

3) Pode, no caso em apreço, em que a EDP Produção atuou em desconformidade com o Direito da Concorrência aplicável e que, com essa atuação, conduziu a um prejuízo aos consumidores nacionais, promover-se, no âmbito do SEN, à devolução do seu benefício aos consumidores?

4) Pode, no caso em apreço, a ERSE determinar a alteração do exercício de revisibilidade final, efetuado em 2017, à luz da decisão condenatória proferida pela AdC em 2019?

Após solicitação deste Conselho, a entidade consulente prestou as seguintes informações relativas aos processos de ajustamento anual do mecanismo de revisibilidade dos CMEC correspondentes ao período entre 2009 e 2017:

- A DGEG propôs um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2009, de € 397.110.000,00, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia e Inovação, por despacho de 22.9.2010.

- A DGEG propôs um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2010, de € 225.434.000,00, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 14.10.2011.

- A DGEG propôs um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2011, de € 236.492.000,00, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 15.10.2012, com a menção que ficava salvaguardada a introdução de qualquer acerto no cálculo dos ajustamentos anuais subsequentes, no caso de o parecer que iria ser solicitado à Procuradoria-Geral da República sobre as dúvidas suscitadas no que respeita aos encargos com o financiamento da tarifa social e aos coeficientes mensais de disponibilidade apurados, assim o determinar.

- A DGEG propôs um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2012, de € 489.703,00, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 30.12.2013, com a seguinte menção: *Na sequência de auditorias que possam eventualmente vir a ser determinadas ao mercado de serviços de sistema, com impacto na aplicação do mecanismo da revisibilidade, relativamente à conformidade com a legislação, regulamentação e demais regras presentemente em vigor, se for demonstrada a necessidade de alteração do valor da revisibilidade homologado no n.º 1 do presente despacho, esse ajustamento, acrescido dos juros que sejam devidos, deverá ser considerado na revisibilidade relativa a anos subsequentes.*

- A DGEG propôs um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2013, de € 135.551.000,00, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 12.12.2014, com as seguintes menções: 2. *Que os montantes de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, relativamente ao funcionamento do mercado de serviços de sistema desde 2007, que venham a ser identificados na auditoria prevista no artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, sejam repercutidos na determinação do ajustamento anual dos CMEC relativo ao ano de 2014. 3. Que o relatório da REN/EDP fornecido à DGEG, no âmbito de determinação do ajustamento anual dos CMEC relativo ao ano de 2014 inclua: a) os resultados dos testes de verificação de disponibilidade a serem realizados; b) para além do montante do ajustamento anual, os montantes suportados pelas centrais com CMEC em resultado da aplicação da contribuição extraordinária do setor energético, prevista no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, e da tarifa social, prevista no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro*.

- A DGEG propôs em 1.10.2015 um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2014, de € 83.309.000,00, ou de € 104.091.000,00 (caso se considere o valor da CESE no valor do ajustamento), a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., ficando este valor condicionado aos resultados da auditoria às centrais com CMEC prevista no Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, sobre o funcionamento do mercado de serviços de sistema e resultados dos ensaios efetuados pela REN que venham a atestar a capacidade técnica e operativa da Central de Sines para prestar o serviço de regulação secundária.

Não tendo esta proposta sido objeto de despacho do Secretário de Estado da Energia, a DGEG, em 12.8.2016, informou o Secretário de Estado da Energia que devia ser considerado o deferimento tácito do montante do ajustamento, no valor de € 83.309.000,00, relativo aos CMEC de 2014, informando-se desse deferimento a ERSE, RNT e EDP Produção.

O Secretário de Estado da Energia, em 29.9.2016, apôs despacho de "Visto" nessa informação, tendo a DGEG procedido às aludidas notificações.

- A DGEG propôs, em 6.12.2016, um valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2015, de € 135.575.000,00, ficando este valor condicionado ao resultado da auditoria às centrais CMEC, prevista no Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, assim como do conteúdo do Parecer solicitado à Procuradoria-Geral da República sobre o disposto no artigo 5.º do Regime de Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético, aprovado pela Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.

O Secretário de Estado da Energia, em 10.12.2016, exarou um despacho, com o seguinte conteúdo: Visto. *A decisão política sobre esta questão só será tomada depois de devidamente enquadrada pelo solicitado parecer ao CC da PGR. Com efeito este é um processo em que o quadro legal necessita de uma clarificação, que não foi assumida pelo legislador da CESE.*

A DGEG notificou a ERSE, RNT e EDP Produção deste despacho.

- Em 12.12.2017, o Secretário de Estado de Energia proferiu um despacho em que, dando nota da homologação dos pareceres n.º 4/2016, de 29.6.2017, e 23/2017, de 9.11.2017, deste Conselho Consultivo, concluía:

Por força da doutrina consagrada naqueles Pareceres, as propostas de homologação que me foram presentes não reúnem as condições necessárias às suas homologações, por não terem tido em conta, como é natural, o entendimento neles expresso. Assim: Reunidos os pressupostos necessários para a emissão do ato administrativo relativo ao montante de ajustamento anual dos Custos de Manutenção e Equilíbrio (CMEC) para os anos 2014 e 2015 e considerando a doutrina emitida pelo Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República nos seus pareceres supra referidos, nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro e do artigo 38.º do Código do Procedimento Administrativo, na redação vigente, determino à DGEG que, ouvida a ERSE, reformule no prazo de 45 dias, o cálculo dos montantes de ajustamento dos CMEC para os anos 2014 e 2015 e apresente as respetivas propostas para homologação.

Juntam-se, depois de devidamente homologados, os Pareceres n.º 4/2016 e n.º 23/2017 de 29 de junho e de 9 de novembro de 2017, do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República.

Comunique-se à DGEG, ERSE e EDP, Gestão da Produção de Energia, SA.

- A DGEG ainda não procedeu à reformulação do cálculo dos montantes de ajustamento dos CMEC relativos aos anos de 2014 e 2015, aguardando decisão final sobre alguns aspetos que influem no cálculo daqueles montantes, relativos aos *coeficientes mensais de disponibilidade, funcionamento do mercado de serviços de sistema, IMI, taxa de recursos hídricos da Central de Sines e aspetos inovatórios.*

- Apesar de ter recebido o parecer da ERSE, a DGEG não propôs um valor de ajustamento para a revisibilidade de 2016, por ter recebido instruções superiores no sentido de aguardar a definição dos acima referidos aspetos que influem no cálculo daqueles montantes, não tendo, por esse motivo, sido proferido qualquer despacho homologatório pelo Secretário de Estado da Energia.

- Nem a ERSE elaborou o parecer, nem a DGEG propôs um valor de ajustamento para a revisibilidade do 1.º semestre de 2017, devido a encontrarem-se a aguardar a definição dos acima referidos aspetos que influem no cálculo daqueles montantes, não tendo, por esse motivo, sido proferido qualquer despacho homologatório pelo Secretário de Estado da Energia.

2. Dos CAE e da sua extinção

Antes de abordarmos diretamente as questões colocadas pela entidade consulente, convém deixar aqui uma sumária descrição da operação de cessação antecipada dos denominados CAE (Contratos de Aquisição de Energia), com a

inerente criação dos CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual) para uma mais fácil compreensão deste parecer [1].

Os *Contratos de Aquisição de Energia* (CAE) enquadraram-se no modelo de organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) regulado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho [2], que visou aprofundar a liberalização do setor.

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.

Os contratos denominados como CAE tinham os seus traços essenciais definidos no artigo 15.º daquele diploma, o qual dispunha:

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.

---

[1] Esta exposição introdutória limita-se a reproduzir, na sua maior parte, o que já consta sobre esta matéria nos Pareceres n.º 39/2012, de 21 de março de 2013, 4/2016, de 29 de junho de 2017, e 26/2017, de 9 de novembro de 2017, deste Conselho Consultivo.

[2] Este diploma, após várias alterações, foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 24 de junho.

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 comprometiam a abastecer, em exclusivo, a entidade concessionária da rede nacional de transporte, vendendo-lhe toda a energia produzida no centro electroprodutor [3].

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

Nesses contratos foram reconhecidos, tanto os proveitos expectáveis dos produtores como as compensações a que as partes teriam direito em caso de incumprimento, alteração ou rescisão por motivos que não lhes fossem imputáveis.

De acordo com o disposto no n.º 5 do preceito acima transcrito, os CAE remuneravam os custos ou encargos fixos (encargos de potência) dos centros electroprodutores que englobavam o investimento inicial, bem como as despesas com o funcionamento e a manutenção correntes, permitindo ainda recuperar os custos ou encargos variáveis de produção de energia elétrica pelo empreendimento (custos dos serviços de sistema) [4].

---

[3] Sobre esta figura, *vide* PEDRO GONÇALVES, em *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, – *Estudos de Direito Administrativo da Regulação,* Coimbra Editora, 2008, pág. 86.

[4] *Vide* 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, págs. 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.

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

Todavia, a necessidade de estabelecer regras comuns para o mercado interno de eletricidade e as exigências inerentes à construção do MIBEL obrigaram a alterar, de forma substancial, a relação comercial entre a entidade concessionária da RNT e os produtores que operam no SEP, impondo-se a estes últimos a transição do atual sistema de relação comercial exclusiva para um novo modelo concorrencial, em que as transações comerciais entre agentes de mercado devem ser realizadas quer em torno de um mercado organizado, quer mediante recurso a formas de contratação bilateral.

Por isso, de entre as orientações de política energética aprovadas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 [5], 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) foi uma das medidas que aí se apresentou 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

[5] Publicada no *Diário da República*, I série-B, de 28 de abril de 2003.

consumidores finais, passou-se à liberalização, quer ao nível da escolha de fornecedor, quer por via da abertura da atividade de produção à concorrência [6].

Houve necessidade de 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* [7].

Na mencionada Resolução fez-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, passando a ter de 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* [8].

---

[6] 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., pág. 81.

[7] "Descrição do funcionamento do MIBEL", *cit.*, pág. 81.

[8] "Preços, tributos e entidades reguladoras independentes", *Ciência e Técnica Fiscal*, n.º 418, julho-dezembro de 2006, pág. 131.

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* [9].

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 [10], 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 o seguinte:

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

---

[9] NUNO OLIVEIRA GARCIA, *ob.* e *loc. cits*. Sobre este tópico, v. PEDRO GONÇALVES, *Regulação, Eletricidade e Comunicações*, *cit.*, págs. 85-86.

[10] 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.

nas tarifas, bem como os efeitos de falta de pagamento aos produtores abrangidos, são objeto de diploma específico.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro [11], em execução do disposto no artigo 13.º, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, e editado no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro, contemplou as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE), celebrados ao abrigo do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT) e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia elétrica que abastecem o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) – produtores.

Como se prevê no n.º 2 do seu artigo 1.º, este 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, de 27 de dezembro, determinou a 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:

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

[11] Retificado e republicado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro de 2005, e alterado pelos Decretos-Leis n.º 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 27 de julho, e 32/2013, de 26 de fevereiro.

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 determinou 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 [12], 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:

---

[12] Proposta que esteve na base da Lei n.º 52/2004, de 29 de outubro (autorização legislativa), publicada no *Diário da Assembleia da República*, II série A, n.º 6, de 2 de outubro de 2004. A discussão na generalidade encontra-se documentada no *Diário da Assembleia da República*, I série, n.º 10, de 8 de outubro de 2004.

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 os acordos de cessação antecipada dos CAE devem conter:

a) A concretização dos direitos e dos 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 suscitem 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, de 27 de dezembro, 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 o seguinte:

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 VALORÁGUA, de acordo com o anexo IV do presente diploma, do qual faz parte integrante;

c) Os ajustamentos podem conduzir à determinação de montantes devidos aos produtores, sendo estes, em tal caso, designados por ajustamentos positivos, ou à determinação de montantes devidos pelo produtor à entidade concessionária da RNT, caso em que são designados por ajustamentos negativos;

d) Os ajustamentos são 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.

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 expetáveis 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:

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.

iii) Para o caso específico dos centros electroprodutores do Pego e de Sines, definidos no n.º 1 do anexo II, o valor do CAE 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.

O valor do CAE respetivo deve ainda incluir a remuneração e amortização dos investimentos, devidamente autorizados pela DGEG, 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 expetáveis e o valor dos encargos variáveis de exploração.

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).

Os parâmetros previstos para a determinação dos montantes dos CMEC são aqueles que, como já se disse, vigoravam 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 expetáveis, 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.

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 (o denominado *período I*).

Os valores destes 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 [13].

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 (sendo este novo espaço temporal denominado de *período II*)e o seu valor é determinado com base nos parâmetros e critérios enunciados no n.º 7 do artigo 3.º [14].

O artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, regula o mecanismo de repercussão dos CMEC nas tarifas.

---

[13] Referindo-se o artigo 4.º ao *cálculo do montante de revisibilidade anual afeto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE*, o artigo 5.º à *forma de acerto de contas relativo à revisibilidade anual das compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE*, e o artigo 6.º ao *cálculo do valor mensal da parcela de acerto da tarifa UGS*.

[14] Ao *cálculo do valor do ajustamento final* refere-se o artigo 7.º do anexo I.

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 continental, 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).

Refletindo-se os CMEC na estrutura da tarifa UGS, podem os CMEC positivos ser considerados tributos de natureza unilateral.

Resumindo, da descrição da evolução recente do sistema elétrico nacional, pode afirmar-se que a produção de energia elétrica em Portugal continental 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, que 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, tendo o mecanismo criado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, permitido a cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) que, respeitando as condições contratualmente estabelecidas, visou manter o equilíbrio contratual subjacente a tais contratos.

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 [15].

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 [16].

Como se faz notar no estudo que se acompanhou, «os custos resultantes da aplicação dos CMEC são distribuídos por todos os consumidores de energia», através da inclusão desta componente na denominada tarifa UGS a pagar pelos consumidores.

3. A condenação contraordenacional da EDP Produção

[15] Mercado a prazo, mercado *spot* e mercado bilateral.

[16] 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", págs. 81-82.

Entrando agora em aspetos relacionados com o âmago deste parecer, há que referir que as compensações CMEC reportam-se à globalidade da energia vendida por cada central, o que inclui, além da oferta grossista de energia elétrica, também a prestação de serviços de sistema, os quais corrigem os desequilíbrios entre a oferta e a procura. Contudo, ao contrário do que se verifica no mercado da produção, o modelo de compensações não prevê qualquer referencial de otimização para os serviços de sistema.

Para corrigir os desequilíbrios de sistema, garantindo uma equivalência entre produção e consumo, a REN, enquanto Gestor Global do Sistema, mobiliza, conforme as necessidades, os serviços de regulação primária, secundária e terciária, por esta ordem. Esses serviços são remunerados conforme a reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção e a energia efetivamente utilizada para esse efeito, operando através de um regulador central automático, instalado na REN, sobre os grupos geradores das centrais equipadas para o efeito.

O mercado de banda de regulação secundária, ou do serviço de telerregulação, em Portugal, funciona quando a procura excede a energia contratada, revelando-se insuficiente a reserva de regulação primária. Este mercado tem uma estrutura rígida, uma vez que as necessidades do comprador (a REN) têm que ser satisfeitas independentemente do preço.

A EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., (doravante denominada, EDP Produção) tem uma posição dominante neste mercado, sendo ela que define o preço na quase totalidade dos leilões realizados. Dispondo de centrais que beneficiam do regime CMEC e de centrais sujeitas ao regime normal de mercado, ela surge como a principal fornecedora e também a principal operadora com capacidade adequada a telerregular, o que, conjugado com a rigidez da procura, confere-lhe a possibilidade de prever e influenciar a formação do preço, minimizando a incerteza e o risco inerentes ao funcionamento do mercado, assim como lhe permite adotar estratégias de limitação da oferta de capacidade.

Em março de 2013, um Estudo da ERSE ("Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012") alertou para *um aumento de preços no mercado de regulação secundária, contraditório com o racional económico de um mercado competitivo.*

Também a Autoridade da Concorrência, em 25 de novembro de 2013, dirigiu uma "Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)" em que alertava para os riscos de existir uma sobrecompensação dos CMEC atribuídos à EDP Produção, sugerindo a realização de uma auditoria independente aos valores das compensações que vinham sendo pagas.

E é na sequência desta recomendação que, em 21 de fevereiro de 2014, é emitido pelo Secretário de Estado da Energia o Despacho n.º 4694/2014, em que, além de introduzir uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a ter em consideração nas futuras operações de revisibilidade CMEC, mandatou a REN para a realização de uma auditoria, tendo por objetivo identificar a existência de um risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, relativamente à participação no mercado de serviços de sistema, que tivesse originado no passado, ou viesse a originar, uma distorção da concorrência nesse mercado, à luz do quadro jurídico em vigor. No mesmo despacho determinou-se que, caso a auditoria a efetuar pela REN, concluísse que se verificava uma sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, os respetivos montantes, calculados no âmbito da auditoria, deveriam ser refletidos no mecanismo da revisibilidade.

Em 18 de agosto de 2014, o Secretário de Estado da Energia, pelo Despacho n.º 10622/2014, determinou a constituição de uma comissão para acompanhar a fase de preparação e execução da Auditoria acima referida, devendo ainda essa Comissão pronunciar-se e emitir recomendações com base no relatório final da auditoria.

A auditoria foi realizada pela consultora internacional *The Brattle Group* entre agosto de 2015 e junho de 2016, tendo sido entregues três relatórios e

apresentado, em 15 de julho de 2016, um parecer elaborado pela Comissão de Acompanhamento daquela auditoria, em que se dá nota que a EDP Produção executou uma política de limitação da oferta de capacidade de telerregulação das centrais que beneficiam de compensações públicas ao abrigo do regime CMEC durante os anos de 2009 a 2013.

Foi na sequência dos resultados da auditoria e do teor do parecer da comissão de Acompanhamento, que a Autoridade da Concorrência decidiu, em 8 de setembro de 2016, instaurar um inquérito no termo do qual concluiu que existiam indícios relevantes de exploração abusiva de posição dominante no mercado de banda de regulação secundária, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, por parte da EDP Produção, tendo emitido uma nota de ilicitude contra a EDP Produção, iniciando-se, assim, um processo administrativo que culminaria com a aplicação de uma coima de 48 milhões de euros à EDP Produção, por decisão da Autoridade da Concorrência, de 17 de setembro de 2019 [17], pela prática da contraordenação às regras da concorrência, por abuso de posição dominante, prevista e punida no artigo 11.º, n.º 1 e 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, bem como no artigo 102.º, 1.º e 2.º §§, do TFUE.

Lê-se no sumário executivo desta decisão:

Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção utilizou o seu poder de mercado, tendo desenvolvido uma estratégia de limitação de oferta de telerregulação das centrais em regime CMEC que se traduziu quer na menor participação destas centrais no mercado de banda de regulação secundária, quer na respetiva participação mediante ofertas de venda a preços instrumentais, demasiado elevados para que as mesmas viessem a entrar na satisfação da procura.

A conduta descrita da EDP Produção conduziu, desde logo, a uma transferência de oferta da telerregulação das centrais CMEC para as centrais não CMEC (em regime de mercado). Por outro lado, teve igualmente como consequência a redução da oferta total da EDP Produção no mercado de regulação secundária em

[17] No PCR/2016/5.

Portugal Continental, comparativamente à oferta num cenário competitivo. Em resultado, verificou-se uma perda de eficiência produtiva, com a entrada de centrais menos eficientes na satisfação da procura, e, por conseguinte, uma subida dos preços de mercado.

Dado o peso da EDP Produção na marcação do preço dos leilões, a oferta de banda das centrais CMEC a preços instrumentais redundou igualmente no aumento dos preços no mercado, permitindo às suas centrais em regime de mercado usufruir de receitas mais elevadas.

Por via da restrição de oferta de capacidade das centrais em regime CMEC a EDP Produção recebe uma maior compensação pecuniária pelo regime CMEC e, ao transferir essa produção para as centrais em regime de mercado, aumenta as receitas auferidas no mercado. Desta forma, no período analisado, a EDP Produção usufruiu de compensações anuais de maior montante, dada a menor participação das centrais CMEC e, por outro lado, beneficiou de receitas mais elevadas através das suas centrais em regime de mercado.

Este duplo benefício económico da EDP Produção onerou por essas duas vias a fatura de eletricidade dos consumidores: os preços mais altos no mercado de banda de regulação secundária são repercutidos nos consumidores através de preços finais da energia mais elevados; as maiores compensações públicas são repercutidas nos consumidores através de tarifas mais elevadas.

...

A conduta descrita da EDP Produção consubstancia assim, um abuso de posição dominante à luz da lei, da prática, e da jurisprudência concorrenciais . A Visada serviu-se da sua especial posição de domínio no mercado de regulação secundária para definir e implementar uma estratégia de restrição de oferta de capacidade tendente ao aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária, mesmo sabendo que tal lhe era vedado pelo Direito da Concorrência.

Esta conduta da EDP Produção deixou de se verificar nos anos subsequentes a 2013, devido à intervenção do Secretário de Estado da Energia,

que, seguindo as recomendações da ERSE e da Autoridade da Concorrência, através do já referido Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, publicado no Diário da República, II Série, de 1 de abril, introduziu uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a ter em consideração nas operações de revisibilidade CMEC.

Nos termos do artigo 2.º, n.º 1, deste Despacho, *para efeitos de cálculo da revisibilidade previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, o montante de receitas de serviços de sistema a considerar relativamente à participação no mercado de serviços da banda de regulação secundária pelo produtor que detém centrais com CMEC, deve ser o valor máximo entre:*

a) O valor das receitas da banda de regulação secundária das centrais com CMEC obtido no ano a que se reporta a revisibilidade; e

b) O valor que resulta do produto entre a receita total da banda de regulação secundária das centrais do produtor e o quociente entre a produção das centrais com capacidade de telerregulação com CMEC e a produção total das centrais com capacidade de telerregulação do produtor, relativo ao ano referido na alínea anterior.

A decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência foi, entretanto, objeto de impugnação judicial, encontrando-se pendente o respetivo processo no Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão.

4. O destino dos proventos obtidos com a atividade contraordenacional

As duas primeiras questões colocadas nesta consulta respeitam ao destino dos proventos obtidos pela EDP Produção com o comportamento que foi objeto de sanção contraordenacional pela autoridade administrativa.

Nos últimos tempos tem sido objeto de especial atenção, nos mais diversos domínios do direito (embora com especial e compreensível acuidade no direito penal), a existência de mecanismos que impeçam que os proventos económicos gerados por atividades ilícitas aproveitem aos seus beneficiários,

como forma de evidenciar que a atividade criminosa não compensa. Importa garantir que aqueles que enriquecem com uma atividade ilícita, sejam ou não os seus agentes, serão sempre desapossados de todas as vantagens que dela resultaram. Ganhou-se a consciência de que a perceção da efetividade desta mensagem é seguramente um forte desincentivo à prática de comportamentos ilícitos, uma vez que agrava os seus riscos. Daí que se procure que da atividade ilícita não subsista um benefício económico que incentive a sua prática, mesmo que sancionada.

Na denominada Lei da Concorrência (Lei n.º 19/2012, de 8 de maio), não se prevê, contudo, a possibilidade de ser decretada a perda dos benefícios que tenham sido obtidos com um comportamento anticoncorrencial, através de qualquer medida autónoma, constando apenas do seu artigo 69.º, n.º 1, e), que, na determinação da medida da coima, se devem considerar as vantagens de que haja beneficiado o visado pelo processo contraordenacional, em consequência da infração, quando as mesmas sejam identificadas, sendo ainda aplicável o disposto no n.º 2, do artigo 18.º do R.G.C.O., onde se lê:

Se o agente retirou da infração um benefício económico calculável superior ao limite máximo da coima, e não existirem outros meios de o eliminar, pode este elevar-se até ao montante do benefício, não devendo todavia a elevação exceder um terço do limite máximo legalmente estabelecido.

O Regime Geral das Contraordenações, constante do Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, também prevê a aplicação da medida de perda dos objetos que serviram ou estavam destinados a servir a prática de uma contraordenação, ou por ela foram produzidos (artigo 21.º, a), e 21.º-A, n.º 1, do R.G.C.O.), não abrangendo, porém, esta previsão, os benefícios económicos gerados pela atividade contraordenacionalmente sancionada.

Ao nível do ilícito contraordenacional nota-se, pois, a ausência de um regime geral que assegure a possibilidade de confisco das vantagens económicas resultantes da infração ao direito de mera ordenação social 18.

Embora a ponderação do valor do benefício económico obtido com a prática da infração contraordenacional, a par com outros elementos referidos nas diferentes alíneas do artigo 69.º, n.º 1, da Lei da Concorrência, no doseamento da medida da coima, influencie o quantitativo da sanção pecuniária, podendo, inclusive, atingir o valor desse benefício, esta influência não se traduz, seguramente, numa perda desse valor, uma vez que a aplicação da coima tem apenas um efeito admonitório, não visando restaurar a ordem jurídico-económica ilicitamente adulterada.

Na verdade, constituindo o tipo de sanção um elemento identitário das contraordenações, ela assume o papel de "mera admonição, como especial advertência ou reprimenda, relacionada com a observância de certas proibições ou imposições legislativas" [19], tendo em vista finalidades distintas das sanções penais, conforme se evidencia da leitura do artigo 18.º, n.º 1, da RGCO - as "finalidades da coima são em larga medida estranhas a sentidos positivos de prevenção" [20] -, considerando-se que poderá assumir especial relevância uma finalidade de prevenção geral e especial negativa [21]. Na verdade, a admonição

---

[18] Apontando esta insuficiência, ALEXANDRA VILELA, *O Direito de Mera Ordenação Social. Entre a Ideia de "Recorrência" e a "Erosão" do Direito Penal Clássico*, Coimbra Editora, Coimbra, 2013, pág. 364, NUNO BRANDÃO, *Crimes e Contraordenações: Da Cisão à Convergência Material*, Coimbra Editora, Coimbra, 2016, pág. 484, JOÃO CONDE CORREIA, *Que Futuro para a Recuperação de Ativos na União Europeia*, em "O Novo Regime de Recuperação de Ativos à Luz da Diretiva 2014/42/UE e da Lei que a Transpôs", Imprensa Nacional, Lisboa, 2018, pág. 354-355, FLÁVIA NOVERSA LOUREIRO, *Direito Penal da Concorrência*, Almedina, Coimbra, 2017, pág. 273 e seg., e INÊS FERREIRA LEITE, *Ne (idem) bis in idem*, AAFDL, Lisboa, 2016, pág. 511.

[19] FIGUEIREDO DIAS, *Direito Penal. Parte Geral*, Tomo 1, 2.ª ed., Coimbra Editora, Coimbra, 2007, pág. 165-166.

[20] FIGUEIREDO DIAS, ob. cit. pág. 166.

[21] MÁRIO MONTE, *Lineamentos de Direito das Contraordenações*, 2.ª ed. AEDUM, Braga, 2014, pág. 175, e PAULO PINTO DE ALBUQUERQUE, *Comentário do Regime Geral das Contra-Ordenações à luz da Constituição da República e da Convenção Europeia dos Direitos do Homem*, Universidade Católica Editora, Lisboa, 2011, anotação 2, pág. 84.

que preside à aplicação da coima, desprovida de qualquer sentido ético, tem, em muitos casos, um efeito intimidatório sobre toda a comunidade e sobre o próprio agente, atuando como um desincentivo à prática de novas infrações.

Apesar de, nesta finalidade, assumir importância a consideração, no doseamento da sanção aplicada, do montante dos benefícios económicos obtidos com a atividade ilícita sancionada, essa ponderação não satisfaz a necessidade de restauração da ordem patrimonial dos bens correspondente ao direito vigente. E, como afirma o Tribunal Constitucional, no seu acórdão n.º 392/2015, de 12 de agosto de 2015 [22], *um Estado de Direito não pode deixar de preocupar-se em reconstituir a situação patrimonial que existia antes de alguém através de condutas ilícitas ter adquirido vantagens patrimoniais indevidas*. Ainda mais, acrescentamos nós, quando estas correspondam a um dano de alguém em concreto. Nestas situações, o Tribunal Constitucional também afirma, perentoriamente, no Acórdão n.º 444/2008, de 23 de setembro de 2008 [23], que, *constituindo a missão do Estado de direito democrático a proteção dos cidadãos contra a prepotência, o arbítrio e a injustiça, não poderá o legislador ordinário deixar de assegurar o direito à reparação dos danos injustificados que alguém sofra em consequência da conduta de outrem. A tutela jurídica dos bens e interesses dos cidadãos reconhecidos pela ordem jurídica e que foram injustamente lesionados pela ação ou omissão de outrem, necessariamente assegurada por um Estado de direito, exige, nestes casos, a reparação dos danos sofridos, tendo o instituto da responsabilidade civil vindo a desempenhar nessa tarefa um papel primordial.*

Embora, tanto a aplicação da sanção contraordenacional, como a adoção de medidas, visando a eliminação dos benefícios económicos alcançados e dos danos provocados pelo comportamento sancionado, constitui um desincentivo, com efeitos gerais e especiais, à prática de novas infrações, nada impede a sua coexistência, uma vez que têm natureza e objetivos diferenciados. Enquanto a primeira constitui uma sanção admonitória da comunidade à conduta adotada,

[22] Acessível em www.tribunalconstitucional.pt.

[23] Acessível em www.trinunal constitucional.pt.

a segunda é uma medida restaurativa que procura repor a ordem jurídico-patrimonial adulterada e reparar os danos injustamente sofridos por terceiros.

Na condenação aqui em análise, a Autoridade da Concorrência, ao lado da gravidade da infração, da natureza e da dimensão do mercado afetado, da sua duração, e do comportamento posterior da visada, designadamente da colaboração prestada no processo contraordenacional, ponderou também as vantagens económicas obtidas com a infração, constando da decisão sancionatória os termos dessa ponderação:

Estando em causa um mercado fundamental para a competitividade da economia nacional, em que os efeitos restritivos negativos têm um impacto direto e imediato no bem-estar dos consumidores e sendo o grupo EDP, do qual a Visada é parte integrante, a infração em causa apresenta, manifestamente, a potencialidade de gerar benefícios consideráveis para a Visada.

Mas mais que a potencialidade, a prática Visada permitiu-lhe maximizar os seus lucros, através da conjugação do aumento muito significativo dos preços de mercado de banda de regulação secundária, em resultado da restrição da sua oferta, com a maximização das compensações pagas pelos consumidores no regime CMEC.

A Autoridade da Concorrência aplicou à EDP Produção uma coima no valor de 48 milhões de euros, sendo certo que a política de restrição de oferta adotada por aquela empresa trouxe-lhe ganhos indevidos que a denominada "Auditoria CMEC", ordenada pelo Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 4694/2014, de 1 de abril, estimou atingirem 139,7 milhões de euros, respeitando 94,8 milhões de euros à imposição de preços acima do nível competitivo, e 44,9 milhões de euros à sobrecompensação verificada nos CMEC, conforme se refere na fundamentação da decisão da Autoridade da Concorrência, não tendo sido feito uso da possibilidade agravadora da sanção, em resultado do benefício económico obtido, prevista no n.º 2, do artigo 18.º do R.G.C.O.

Pelas razões acima expostas, a aplicação desta coima pela Autoridade da Concorrência, apesar de ter ponderado o benefício económico auferido pela EDP

Produção com o comportamento ilícito sancionado, em nada obsta à adoção de medidas que visem, quer a eliminação das vantagens patrimoniais ilicitamente auferidas, quer a reparação dos danos provocados com esse comportamento.

Tais medidas, ao não terem uma natureza sancionatória, visando apenas uma restauração da ordem patrimonial adulterada pelo comportamento ilícito anticoncorrencial, nunca se poderão traduzir numa violação do princípio *ne bis in idem*, relativamente ao sancionamento contraordenacional desse comportamento.

5. Do direito de indemnização dos consumidores

A entidade consulente pergunta se, no pressuposto de que a EDP Produção atuou em desconformidade com o Direito da Concorrência aplicável, provocando um prejuízo aos consumidores nacionais, é possível proceder, no âmbito do SEN, à devolução do benefício obtido aos consumidores.

Esta pergunta, apesar dos termos imprecisos em que se encontra formulada, convoca a problemática da existência de uma obrigação de indemnização a cargo da EDP Produção, relativamente aos prejuízos que resultaram para os consumidores da atuação constante da fundamentação da decisão da Autoridade da Concorrência que se encontra em análise neste parecer.

Recorde-se que, como concluiu a Autoridade da Concorrência na referida decisão, o duplo benefício económico ilegitimamente obtido pela EDP Produção onerou, por duas vias, a fatura de eletricidade dos consumidores: por um lado, os preços mais altos no mercado de banda de regulação secundária foram repercutidos nos consumidores através de preços finais da energia mais elevados; por outro lado, as maiores compensações públicas (CMEC) foram repercutidas nos consumidores através de tarifas mais elevadas.

No domínio do direito da concorrência, cedo se firmou a ideia de que um sistema eficaz de ressarcimento dos danos causados pelas condutas

anticoncorrenciais (*private enforcement*), a par com a aplicação de sanções públicas (*public enforcement*), constituía um importante instrumento de combate contra tais práticas, conferindo-se meios de tutela, quer às empresas concorrentes, quer aos consumidores.

Esta consciência, que foi claramente assumida na célebre decisão de 20.9.2001, do Tribunal de Justiça da União Europeia, no caso *Courage v. Crehan*, em que se afirmou que *a plena eficácia do artigo 85.º do Tratado* (da CEE) *e, em particular, o efeito útil da proibição enunciada no seu n.º 1 seriam postos em causa se não fosse possível a qualquer pessoa reclamar a reparação do prejuízo que lhe houvesse sido causado por um contrato ou um comportamento suscetível de restringir ou falsear o jogo da concorrência,* viria a estar na origem da emissão da Diretiva n.º 2014/104/UE [24].

Esta Diretiva procurou estabelecer regras necessárias para assegurar que quem sofra danos causados por uma infração ao direito da concorrência por uma empresa ou associação de empresas possa exercer efetivamente o direito a pedir a reparação integral desses danos por essa empresa ou associação (artigo 1.º, n.º 1).

Consta o seguinte, entre os seus considerandos:

Os artigos 101.º e 102.º do TFUE produzem efeito direto nas relações entre particulares e criam, para as pessoas em causa, direitos e obrigações que os tribunais nacionais devem tutelar. Os tribunais nacionais têm, assim, um papel igualmente essencial na aplicação das regras da concorrência (aplicação privada). Ao decidirem sobre os litígios entre particulares, salvaguardam os direitos subjetivos decorrentes do direito da União, nomeadamente através da concessão de indemnizações às vítimas de infrações. A plena eficácia dos artigos 101.º e 102.º do TFUE e, em especial, o efeito prático das proibições neles estabelecidas pressupõem que qualquer pessoa, incluindo consumidores e empresas, ou autoridade pública possam pedir reparação

[24] Sobre os trabalhos preparatórios desta Diretiva, JOÃO ESPÍRITO SANTO NORONHA, *Litigância Jurídico-Privada e Direito da Concorrência*, na Revista de Concorrência e Regulação, Ano V, n.º 19, pág. 65-66.

junto dos tribunais nacionais pelos danos sofridos em virtude de uma violação de tais disposições. O direito à reparação garantido pelo direito da União aplica-se igualmente às infrações aos artigos 101.º e 102.º do TFUE por empresas públicas e empresas às quais os Estados-Membros concedam direitos especiais ou exclusivos, na aceção do artigo 106.º do TFUE.

O direito, garantido pelo direito da União, à reparação de danos causados por infração ao direito da concorrência da União e ao direito da concorrência nacional requer que cada Estado-Membro tenha regras processuais para assegurar o exercício efetivo desse direito. A necessidade de mecanismos de impugnação judicial efetivos decorre igualmente do direito a uma proteção judicial efetiva estabelecido no artigo 19.º, n.º 1, segundo parágrafo, do Tratado da União Europeia (TUE) e no artigo 47.º, primeiro parágrafo, da Carta dos Direitos Fundamentais da União Europeia. Os Estados-Membros deverão assegurar proteção judicial efetiva nos domínios abrangidos pelo direito da União.

O direito à reparação é reconhecido a qualquer pessoa singular ou coletiva - consumidores, empresas e autoridades públicas, sem distinção –, independentemente de existir uma relação contratual direta com a empresa infratora e de ser previamente declarada a infração por uma autoridade da concorrência. A presente diretiva não deverá obrigar os Estados-Membros a introduzirem mecanismos de tutela coletiva para efeitos da aplicação dos artigos 101.º e 102.º do TFUE. Sem prejuízo da reparação por perda de oportunidade, a reparação integral nos termos da presente diretiva não deverá conduzir a reparação excessiva, por meio de indemnizações punitivas, múltiplas ou outras.

Os danos na forma de danos emergentes decorrem da diferença de preço entre o que efetivamente foi pago e o que teria sido pago na ausência da infração. Quando um lesado tiver reduzido os seus danos emergentes através da sua repercussão, total ou parcial, nos seus próprios adquirentes, a perda repercutida deixa de constituir um dano que deva ser indemnizado à parte que a repercutiu. Consequentemente, em princípio, o infrator deverá ser autorizado a invocar a repercussão dos danos emergentes como meio de defesa numa ação de

indemnização. Convém prever que o infrator, na medida em que invoque a repercussão dos custos adicionais como meio de defesa, tenha de provar a existência e o grau de repercussão desses custos. Esse ónus da prova não deverá afetar a possibilidade de o infrator utilizar outros elementos de prova além dos que tem em seu poder, tais como elementos de prova já adquiridos no processo ou elementos de prova detidos por outras partes ou por terceiros.

A repercussão dos aumentos de preço a jusante da cadeia de abastecimento poderá constituir uma prática comercial, em função das condições em que operam as empresas. Os consumidores ou as empresas nos quais tenham sido assim repercutidos os danos emergentes sofreram um dano causado por uma infração ao direito da concorrência da União ou nacional. Embora esses danos devam ser objeto de uma reparação pelo infrator, pode ser particularmente difícil para os consumidores ou para as empresas que não tenham adquirido nada diretamente ao infrator provar a medida desses danos. Por conseguinte, convém prever que, quando a existência de um pedido de indemnização ou o montante da indemnização a conceder dependerem de saber se, e em que grau, um custo adicional pago pelo adquirente direto do infrator foi repercutido no adquirente indireto, se considere que este último provou que foi repercutido ao seu nível um custo adicional pago pelo adquirente direto, caso possa demonstrar, prima facie, essa repercussão. Esta presunção ilidível é aplicável, salvo se o infrator puder demonstrar de maneira credível ao tribunal que o dano emergente não foi repercutido, ou não foi integralmente repercutido, no adquirente indireto. Convém, além disso, definir em que condições se deve considerar que o adquirente indireto fez tal prova prima facie. No que respeita à quantificação da repercussão, o tribunal nacional deverá ter competência para calcular a parte dos custos adicionais repercutida nos adquirentes indiretos, em litígios nele pendentes.

As ações de indemnização podem ser intentadas tanto por quem adquiriu bens ou serviços ao infrator como por adquirentes a jusante na cadeia de abastecimento. No interesse da coerência entre decisões judiciais proferidas em processos conexos e para, dessa forma, evitar os danos causados por falta de

reparação integral de uma infração ao direito da concorrência da União ou nacional ou pelo facto de o infrator ser obrigado a pagar indemnização por danos não verificados, os tribunais nacionais deverão ser competentes para calcular a parte dos custos adicionais incorrida pelos adquirentes diretos ou indiretos em litígios neles pendentes. Neste contexto, os tribunais nacionais deverão poder ter em devida conta, pelos meios processuais ou substantivos disponíveis no direito da União e no direito nacional, quaisquer ações conexas e respetivas decisões, em especial quando concluam que foi provada a repercussão dos custos adicionais. Os tribunais nacionais deverão dispor dos meios processuais adequados, como a cumulação de pedidos, a fim de assegurar que a indemnização por danos emergentes paga a qualquer nível da cadeia de abastecimento não exceda o custo adicional causado a esse nível. Esses meios também deverão estar disponíveis em processos transfronteiriços. Tal possibilidade de ter em devida conta as decisões judiciais não deverá prejudicar os direitos fundamentais de defesa, e os direitos a um recurso efetivo e a um processo equitativo daqueles que não são partes em tais processos judiciais, nem prejudicar as regras sobre o valor probatório das decisões judiciais proferidas nesse contexto.

Esta Diretiva foi transposta para o nosso direito interno, com base num Anteprojeto elaborado pela Autoridade da Concorrência, pela Lei n.º 23/2018, de 5 de junho, que, no artigo 3.º, n.º 1, reconheceu a obrigação da empresa ou associação de empresas que cometam uma infração ao direito da concorrência indemnizarem integralmente os lesados pelos danos resultantes de tal infração, nos termos previstos no artigo 483.º do Código Civil.

No entanto, o artigo 24.º deste diploma, dispondo sobre a aplicação no tempo, determinou que as disposições substantivas, incluindo as relativas ao ónus da prova, não podiam ser aplicadas retroativamente, enquanto as disposições processuais apenas não se aplicavam às ações intentadas anteriormente à sua entrada em vigor, o que ocorreu 60 dias após a publicação da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho (artigo 25.º).

Tendo a atividade infratora da EDP Produção, que fundamentou a decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência, ocorrido entre janeiro de

2009 e dezembro de 2013, as disposições substantivas da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho, designadamente a que reconhece haver lugar a responsabilidade civil extracontratual, não são aplicáveis a este caso. Daí que importe verificar se o regime geral da responsabilidade civil extracontratual vigente à data do comportamento continuado da EDP Produção abrigava este tipo de situações.

Dispõe o artigo 483.º do Código Civil que *aquele, com dolo ou mera culpa, violar ilicitamente ... qualquer disposição legal destinada a proteger interesses alheios fica obrigado a indemnizar o lesado pelos danos resultantes da violação* [25].

Exige-se que essa disposição legal, ao proibir ou impor um determinado comportamento, vise, entre os seus fins, a tutela de interesses individuais perante um determinado risco de dano.

Ora, a maioria das normas que proíbem ou impõem comportamentos, visando assegurar uma sã e leal concorrência, designadamente aquelas que procuram impedir o abuso de uma posição dominante no mercado, não deixam de incluir nos seus fins, não só a tutela dos demais competidores, como também a dos consumidores que foram patrimonialmente prejudicados com a conduta anticoncorrencial, pelo que a sua violação pode gerar, em abstrato, na esfera jurídica das concretas pessoas afetadas, um direito de indemnização dos prejuízos sofridos com esse comportamento ilícito [26].

---

[25] Sobre esta modalidade de ilicitude, VAZ SERRA, *Requisitos da Responsabilidade Civil*, Boletim do Ministério da Justiça n.º 92, pág. 94-95, ANTUNES VARELA, *Das Obrigações em Geral*, vol. I, 10.ª ed., Almedina, Coimbra 2003, pág. 540 e seg., ALMEIDA COSTA, *Direito das Obrigações*, 12.ª ed., Almedina, Coimbra, 2009, pág. 488 e seg., SINDE MONTEIRO, *Responsabilidade por Conselhos, Informações e Recomendações*, Almedina, Coimbra, 1989, pág. 237 e seg., e concretamente sobre as normas de Direito da Concorrência, ADELAIDE MENEZES LEITÃO, *Normas de Proteção e Danos Puramente Patrimoniais*, Almedina, Coimbra, 2009, pág. 444 e seg., e MAFALDA MIRANDA BARBOSA, *Private Enforcement do Direito da Concorrência em Portugal: o antes, o agora e o depois da responsabilidade civil por violação de normas concorrenciais,* O Direito, Ano 149 (2017), II, pág. 277 e seg.

[26] Neste sentido, ADELAIDE MENEZES LEITÃO, ob. e loc. cit., MARIA JOÃO PESTANA DE VASCONCELOS, *Algumas Questões sobre a Ressarcibilidade de Danos Patrimoniais Puros no Ordenamento Jurídico Português*, em "Novas Tendências da Responsabilidade Civil", Almedina, Coimbra, 2007, pág. 183 e seg., MAFALDA MIRANDA BARBOSA, ob. cit., pág. 290-292, MARIA ELISABETE RAMOS, *Situação do Private Enforcement*, Revista da Concorrência e da Regulação; Ano VII (2016), n.º 27 e 28, pág. 27 e seg., GONÇALO ANASTÁCIO e CATARINA ANASTÁCIO, *Private Competition Enforcement Review*, 11.ª ed., The Law Reviews, London, 2018, pág. 237 e seg.

Se esta conclusão parece de fácil perceção, já não o será, contudo, a definição dos limites da responsabilidade civil a este nível, de modo a que esta não exceda os critérios da razoabilidade e respeite a intencionalidade normativa da regra violada.

Relativamente à ressarcibilidade de danos reflexos, a leitura do nosso regime geral da responsabilidade civil revela-se cautelosa, sendo dominante a posição que apenas é admissível a ressarcibilidade de danos reflexos nas situações expressamente previstas na lei (v.g. o artigo 495.º, do Código Civil) ou em situações equiparáveis, considerando-se que, no caso de danos patrimoniais, a extensão da obrigação de indemnização a esse tipo de danos resulta geralmente num excesso irrazoável, em consequência de uma espiral de responsabilidade [27].

No entanto, estando o dano sofrido pelos consumidores contido no âmbito da proteção da norma que proíbe o abuso da posição dominante, constituindo uma ofensa aos bens jurídicos por ela tutelados, não estamos nesse caso perante uma mera proteção reflexa, apesar do prejuízo sofrido pelos consumidores, consistente no pagamento de tarifas e preços mais elevados, ser consequencial do aumento do preço de mercado e das sobrecompensações CMEC gerados pela conduta abusiva.

Sendo os interesses dos consumidores objeto de proteção direcionada da norma cuja infração se detetou, não vemos obstáculo a que esses danos sejam objeto de uma obrigação de ressarcimento, podendo assumir, nestas situações, um especial papel as denominadas ações populares, cuja previsão neste domínio consta atualmente no artigo 19.º da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho,

[27] VAZ SERRA, *O Dever de Indemnizar e o Interesse de Terceiros*, Boletim do Ministério da Justiça, n.º 86, pág. 125, ALMEIDA COSTA, ob. cit., pág. 608, ANTUNES VARELA, *Das Obrigações em Geral*, vol. I, pág. 620-624; MENEZES LEITÃO, *Direito das Obrigações*, 10.ª ed., Almedina, Coimbra, 2013, pág. 367-368, RIBEIRO DE FARIA, *Obrigações*, vol. I, pág. 491, e ABRANTES GERALDES, *Temas da Responsabilidade Civil. II - Indemnização de Danos Reflexos*, 2.ª ed., Almedina, Coimbra, 2007.

o qual, por revestir natureza processual, não deixa de ser aplicável à presente situação [28].

A prescrição do exercício deste direito observa, porém, o prazo previsto no artigo 498.º, n.º 1, do Código Civil, e não os prazos especialmente consagrados no artigo 6.º da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho, uma vez que, neste particular, já estamos perante norma de natureza substantiva (artigo 24.º da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho).

Contudo, a viabilidade do reconhecimento deste direito subjetivo indemnizatório não impede que o Estado não possa, por outra via, compensar os consumidores de alguns dos danos que para eles resultaram do comportamento ilícito da EDP Produção, que foi objeto da decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência, nomeadamente através de uma intervenção ao nível da revisibilidade dos CMEC, como iremos revelar no capítulo que se segue.

6. Da devolução financeira da sobrecompensação

Conforme já se referiu, os parâmetros previstos para a determinação dos montantes dos CMEC são aqueles que vigoravam na data da cessação antecipada do CAE.

Tais parâmetros foram, todavia, projetados para o futuro, o que introduziu 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.

[28] Sobre a adequação deste tipo de ações à satisfação dos direitos indemnizatórios dos consumidores, mesmo antes da aprovação da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho, LEONOR ROSSI e MIGUEL SOUSA FERRO, *Private Enforcement of Competition Law in Portugal (II): Actio Popularis – Facts, Fictions and Dreams*, Revista de Concorrência e Regulação, Ano IV, n.º 13 (2013), pág. 35 e seg., e MARIA ELISABETE RAMOS, est. cit., pág. 65 e seg.

Daí que se tenha previsto no artigo 3.º, n.º 5, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, um mecanismo de revisibilidade das compensações CMEC, prevendo-se a existência de ajustamentos anuais até ao termo do prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite máximo de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE, e de um ajustamento final, a ter lugar quando o termo do período de atividade do centro electroprodutor com CAE ultrapasse os dez anos posteriores à cessação do respetivo contrato.

Os ajustamentos anuais deveriam ter ocorrido, por isso, durante o prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite máximo de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE, altura em que ocorreu um ajustamento final do valor dos CMEC, relativamente aos centros produtores que não cessaram, entretanto, a sua atividade.

A determinação do valor dos CMEC exige, pois, o cálculo de três tipos de valores distintos:

- O primeiro corresponde ao apuramento, numa primeira fase, da estimativa do montante total dos CMEC, calculada à data de 1 de julho de 2007, utilizando critérios de previsibilidade [29].

- O segundo é o resultado dos ajustamentos efetuados anualmente ao valor inicial, em razão da verificação na realidade das variáveis inicialmente previstas e das alterações das circunstâncias ocorridas que possam ser relevadas, durante um período máximo de dez anos (denominado período I).

- O terceiro é calculado num ajustamento final no termo desses primeiros dez anos, e resulta de estimativas para os dez anos seguintes

[29] O valor inicial dos CMEC foi calculado em cerca de € 833.467.000,00, a que correspondia o valor anual, até 2027, de cerca de € 81.185.000,00, calculado com base na taxa nominal correspondente ao custo médio de capital de 7,55%, nos termos da Portaria n.º 611/2007, de 20 de julho. Em 2013, devido a uma revisão da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade, que passou a ser de 4,72%, por força do disposto no Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, e da Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, o valor base anual dos CMEC foi reduzido para cerca de € 68.000.000,00.

(denominado período II), com base nos dados recolhidos na realidade dos dez anos anteriores.

As regras de cálculo dos ajustamentos anuais encontram-se previstas no artigo 4.º, do Anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e são as seguintes:

1 - O valor do ajustamento anual Revisão(índice ki), relativo ao ano civil i para o centro electroprodutor k em função da revisibilidade, é calculado pela expressão:

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

2 - Na expressão do número anterior:

a) m representa o mês dentro de cada ano;

b) h representa o posto horário de cada mês;

c) EF(índice kmi) representa o encargo fixo devido ao produtor responsável pelo centro electroprodutor k, referente ao mês m do ano i tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido a preços correntes do final do ano i pelos índices previstos no CAE e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições legais neles definidas;

d) Km(índice kmi) representa o coeficiente de disponibilidade verificado no centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição do respetivo CAE; nos casos de força maior previstos no CAE, o coeficiente de disponibilidade a considerar deve ser igual ao Kp(índice kmi), conforme definido na alínea seguinte;

e) Kp(índice kmi) representa o coeficiente de disponibilidade previsto para o centro electroprodutor k no mês m do ano i de acordo com a definição prevista no respetivo CAE e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea c) do presente artigo;

f) VT(índice kimh) representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i, correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respetivo CAE, conforme definido na alínea f) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

g) PT(índice mh) representa o preço de mercado, incluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m, que se admitiu que o centro electroprodutor k auferiria quando operado em mercado, conforme definido na alínea g) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

h) VT(índice ki) representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, correspondente à melhor expectativa face à evolução estrutural de mercado, tendo em conta a disponibilidade garantida no respetivo CAE, conforme definido na alínea h) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

i) EVT(índice ki) representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, conforme definido na alínea i) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo;

j) VV(índice kimh) representa a produção do centro electroprodutor k no posto horário h do mês m do ano i, determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;

l) PV(índice imh) representa o preço médio de mercado, excluindo o pagamento de garantia de potência e serviços de sistema, no posto horário h do mês m do ano i;

m) VV(índice kim) representa a produção do centro electroprodutor k no mês m do ano i, determinada nas condições definidas no anexo IV para a situação real de hidraulicidade e com base na informação disponível no período em causa;

n) EVV(índice kim) representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, verificado para o centro electroprodutor k no mês m do ano i, determinado com base nas disposições estabelecidas no respectivo CAE no que respeita aos preços internacionais cost insurance and freight (CIF) dos combustíveis e custos de transporte até ao centro electroprodutor definidos no anexo V, aos custos variáveis de O&M (operação e manutenção) previstos no CAE, e outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos mesmos termos do respectivo clausulado e anexos, uns e outros reportados ao mês m do ano i;

o) GP(índice ki) representa a receita de garantia de potência recebida pelo centro electroprodutor k no ano i;

p) SS(índice ki) representa a receita de serviços de sistema recebidos pelo centro electroprodutor k no ano i;

q) I(índice i) representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i;

r) I(índice ref) representa o índice IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE.

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

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

A limitação deliberada da capacidade de telerregulação em regime CMEC, por parte da EDP Produção, nos termos que constam da fundamentação da decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência, determinou a fixação de um maior valor na compensação CMEC, apurado em sede de revisibilidade anual que teve em consideração os dados dos anos de 2009 a 2013 (§ 487 da decisão da Autoridade da Concorrência), pelo que a verificação desse comportamento da EDP Produção, contraordenacionalmente sancionado, ao não ser considerado, nas revisões que refletiram o ocorrido naqueles anos, provocou a fixação de um valor dos ajustamentos anuais inflacionado, atenta a metodologia estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Esta sobrecompensação nunca foi objeto de uma operação financeira de devolução que anulasse o excesso compensatório ocorrido nos ajustamentos que operaram com os dados relativos aos anos de 2009 a 2013, tendo-se, no entanto, determinado no n.º 4, do artigo 5.º, do referido Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, que, caso a auditoria, a efetuar pela REN, concluísse que se verificava uma sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, os respetivos montantes calculados no âmbito da auditoria deveriam ser refletidos no mecanismo da revisibilidade.

O ajustamento final dos CMEC aplica-se aos centros eletroprodutores cujo termo do CAE ultrapasse os 10 anos posteriores à data de cessação antecipada. Tendo em conta que a cessação antecipada se efetivou no 2.º semestre de 2007, o ajustamento final dos CMEC aplicar-se-á às centrais cujo CAE termine após 1 de julho de 2017.

Tal como os ajustamentos anuais do período I, o ajustamento final incorpora um acerto aos encargos fixos e à margem operacional.

Contudo, ao contrário do ajustamento efetuado no período anterior este ajustamento é apenas calculado uma única vez. O período sobre o qual incide o ajustamento final inicia-se a 1 de julho de 2017 e termina em 30 de junho de 2027, que corresponde ao ano em que termina o CAE com o prazo mais longo.

As regras de cálculo do ajustamento final encontram-se previstas no artigo 7.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e são as seguintes:

1 - O valor do ajustamento final AF(índice k) da compensação relativa ao centro electroprodutor k, referido a preços do início do 11.º ano após a data de cessação antecipada do respetivo CAE, é calculado pela seguinte expressão:

$$AF_k = \left\{ \left[\sum_{i=11}^{v} \frac{EF_{ki}}{(1+j)^{i-10}} \times (km_k - kp_k) \right] + \right.$$

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

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

2 - Na expressão do número anterior:

a) EF(índice ki) representa o encargo fixo do centro electroprodutor k no final do ano i tal como definido na alínea e) do n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo, convertido para preços correntes pelos índices previstos no CAE, conhecidos à data do ajustamento final, e considerando que esses índices têm implícita uma taxa de inflação anual média dos últimos cinco anos, medida pela evolução correspondente do IPC (continente) sem habitação, e ajustado conforme o clausulado e anexos do CAE relativamente ao cumprimento de disposições neles definidas;

b) Km(índice k) representa, para o centro electroprodutor k, a média dos coeficientes de disponibilidade, de acordo com a definição do respectivo CAE, verificados nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

c) Kp(índice k) representa, para o centro electroprodutor k, o coeficiente de disponibilidade implícito no CAE utilizado para o cálculo do montante da

compensação devida ao produtor pela cessação antecipada do contrato e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea a) anterior;

d) VTF(índice kimh) representa a produção estimada, em megawatts-hora, do centro electroprodutor k para o posto horário h do mês m do ano i, calculada por aplicação do modelo VALORÁGUA, conforme definido no anexo IV, num cenário baseado na média da energia produzida, da disponibilidade real desse centro electroprodutor e de simulações da exploração do sistema electroprodutor com as afluências mensais aos aproveitamentos hidroelétricos verificadas nos últimos 10 anos históricos disponíveis à data da realização do cálculo;

e) PTF(índice mh) representa o preço médio de mercado, em euros por megawatts-hora, no posto horário h do mês m, que se admita que o centro electroprodutor k venha a auferir quando operado em mercado, calculado como a média dos valores verificados nos últimos 10 anos disponíveis à data da realização do cálculo, desagregados por mês e posto horário, de acordo com a estrutura definida no n.º 2 do anexo III;

f) VTF(índice ki) representa a produção estimada do centro electroprodutor k no ano i, nas condições definidas na alínea d) do presente número;

g) EVTF(índice ki) representa o encargo variável, em euros por megawatts-hora, do centro electroprodutor k no ano i, considerando o preço do combustível respetivo, em vigor no mercado, baseado em índices internacionais de acordo com o anexo V, bem como os outros custos variáveis de O&M (operação e manutenção) previstos no CAE e, caso existam, outros encargos variáveis reconhecidos à data da revisibilidade nos termos previstos em cada CAE;

h) I'(índice i) representa o índice IPC (continente) sem habitação de final de Junho do ano i, admitindo uma taxa de inflação anual correspondente à taxa de inflação média dos últimos cinco anos;

i) I(índice 11) representa o IPC (continente) sem habitação do início do primeiro ano a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano;

j) I(índice ref) representa o IPC (continente) sem habitação à data de cessação antecipada do CAE;

l) j representa, para cada produtor, a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no início do primeiro ano civil a que se reporta o ajustamento final, ou seja, o 11.º ano, acrescida de 0,25 pontos percentuais;

m) As restantes variáveis têm o significado já atribuído no n.º 2 do artigo 1.º do presente anexo.

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

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

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

$$AF = \sum k\, AFk$$

O ajustamento final foi efetuado através do Despacho homologatório de 29 de agosto de 2018, do Secretário de Estado da Energia, tendo-se evitado que a distorção ocorrida nos resultados dos anos de 2009 a 2013 se repercutisse neste ajustamento. Com efeito, apesar de este ajustamento se ter baseado na informação relevante, referente ao período entre 1 de julho de 2007 e 30 de junho de 2017, conforme se pode ler no Relatório de Cálculo do Ajustamento Final elaborado pela ERSE, que viria a sustentar o valor desse ajustamento fixado

pela DGEG, os valores relativos às receitas das centrais CMEC nos anos de 2009 a 2013 foram desprezados, tal como se havia determinado no artigo 4.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia:

No caso específico do mercado de banda de regulação secundária, o Despacho n.º 4694/2014 de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia, impõe um regime específico para as centrais inseridas no mecanismo de CMEC, determinando, de forma simplificada, que exista proporcionalidade entre a receita obtida pelas centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária e a receita dos demais centros eletroprodutores do mesmo produtor, quando aferida por comparação com o mercado de energia. O citado Despacho estabelece ainda condições para a formação do preço da banda de regulação secundária, determinando que o preço em Portugal não deva exceder aquele que se verifica para o serviço correspondente no sistema espanhol.

O cálculo do ajustamento final implica, pois, a estimação das receitas de serviços de sistema das centrais em regime de CMEC, para que sejam devolvidas no âmbito da respetiva revisibilidade. Ora, para operacionalização deste cálculo, e no caso particular da banda de regulação secundária, não são conhecidas as condições de preço futuras para a prestação deste serviço (incluindo o preço para o serviço correspondente prestado em Espanha) que afetam o apuramento das receitas. Do mesmo modo, podem identificar-se dois períodos distintos se se pretender a aferição das receitas históricas com a prestação do serviço de banda de regulação secundária: i) antes de 1 de abril de 2014 (data da entrada em vigor das condições do Despacho n.º 4694/2014) e ii) depois dessa data.

É entendimento da ERSE que, para efeitos do cálculo do ajustamento final, se devem considerar as receitas históricas do conjunto de centrais da EDP Produção habilitadas a prestar o serviço de banda de regulação secundária (telerregulação), consideradas a partir de 1 de abril de 2014, sendo estas afetadas do rácio entre a produção dessas centrais em regime CMEC e a produção global das centrais do produtor com capacidade para telerregular. A atribuição da receita a cada uma das centrais com CMEC dever-se-á efetuar em conjunto com a validação das condições

técnicas para que o serviço seja fornecido, assegurando-se a redistribuição que garanta o cumprimento da regra da proporcionalidade determinada no Despacho n.º 4694/2014.

Mas este momento não foi aproveitado para efetuar uma operação financeira de eliminação da sobrecompensação ocorrida nos anos dos ajustamentos anuais que tiveram em consideração os resultados de 2009 a 2013.

O artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, encerra as disposições que estabelecem as condições em que se efetiva a revisibilidade do valor dos CMEC:

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 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.

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 serem 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.

Os ajustamentos anuais, relativos ao período I, e o final, relativo ao período II, do valor dos CMEC, são, pois, determinados pela 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, sendo esse apuramento objeto de homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

A homologação considera-se tacitamente deferida após o decurso do prazo de 15 dias para a respetiva emissão.

Conforme se referiu no Parecer n.º 23/2017 deste Conselho Consultivo, aprovado em 9 de novembro de 2017, este ato homologatório traduz-se *num 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».*

Ora, a ter ocorrido o comportamento por parte da EDP Produção que foi sancionado pela Autoridade da Concorrência, o valor dos CMEC, que teve em consideração os resultados dos anos de 2009 a 2013, foi inflacionado, em resultado de conduta deliberada da EDP Produção, no sentido de beneficiar

dessa sobrevalorização, pelo que estaremos perante a utilização de um artifício fraudulento que viciou aqueles ajustamentos anuais.

A revisibilidade anual do valor dos CMEC durante o prazo correspondente ao período de atividade de cada centro electroprodutor previsto no respetivo CAE, com o limite máximo de dez anos após a data da cessação antecipada do CAE, procura corrigir o valor da compensação inicialmente calculado por essa cessação antecipada, de modo a adequá-lo às realidades que se vão verificando, ao nível dos custos e receitas das centrais elétricas, estando aquele valor em continuada atualização até ao termo do prazo do denominado "período I".

Por isso, os atos homologatórios dos ajustamentos anuais inserem-se num procedimento faseado de apuramento progressivo do valor total das compensações CMEC, que anualmente vai sendo afinado, até se alcançar um valor final, pelo que cada um dos atos de revisibilidade anual apenas atribui o direito aos produtores de haverem o valor da parcela do acerto no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante o período de 12 meses seguintes (artigo 11.º, n.º 8, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), não conferindo qualquer definitividade ao ajustamento operado no quantum das compensações CMEC, o qual pode ser alterado, para mais ou para menos, nas revisões seguintes.

Daí que, tal como sugerido pela Comissão de Acompanhamento da Auditoria CMEC e como determinado pelo n.º 4, do artigo 5.º, do referido Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, do Secretário de Estado da Energia, o abatimento da aludida sobrecompensação pode ser efetuado em qualquer dos ajustamentos anuais subsequentes, sem necessidade da anulação dos atos homologatórios dos ajustamentos anuais relativos aos anos de 2009 a 2013.

Aliás, a proposta da DGEG, do valor total de ajustamento, relativo à revisibilidade de 2012, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 30.12.2013, previa expressamente essa possibilidade, referindo o seguinte:

Na sequência de auditorias que possam eventualmente vir a ser determinadas ao mercado de serviços de sistema, com impacto na aplicação do mecanismo da revisibilidade, relativamente à conformidade com a legislação, regulamentação e demais regras presentemente em vigor, se for demonstrada a necessidade de alteração do valor da revisibilidade homologado no n.º 1 do presente despacho, esse ajustamento, acrescido dos juros que sejam devidos, deverá ser considerado na revisibilidade relativa a anos subsequentes.

Semelhante salvaguarda constou também da proposta da DGEG do valor do ajustamento, relativo à revisibilidade de 2013, a favor da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., que foi homologado pelo Secretário de Estado da Energia, por despacho de 12.12.2014, a qual continha a seguintes menção:

Que os montantes de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, relativamente ao funcionamento do mercado de serviços de sistema desde 2007, que venham a ser identificados na auditoria prevista no artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, sejam repercutidos na determinação do ajustamento anual dos CMEC relativo ao ano de 2014.

Na verdade, verifica-se que, de acordo com os dados fornecidos pela entidade consulente, pelo menos, os ajustamentos anuais relativos aos anos de 2015, 2016 e 1.º semestre de 2017, ainda não foram objeto de homologação expressa ou tácita, pelo que, é possível aproveitar essa revisibilidade para operar o abatimento dessa sobrecompensação, uma vez que nos encontramos perante um mecanismo continuado de acerto do valor das compensações que são devidas no período I, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

E, tal como resulta do ponto 4. deste Parecer, o valor da coima aplicada à EDP Produção, atenta a sua diferente natureza e finalidade, não deve ser minimamente considerado no montante a abater nas revisões anuais por efetuar, relativo às sobrecompensações ocorridas nas revisões relativas aos anos de 2009 a 2013.

Já oferece sérias dúvidas a possibilidade de aproveitar a operação de revisibilidade final, na determinação do valor dos CMEC para os dez anos seguintes, para efetuar a devolução financeira da sobrecompensação ocorrida nos ajustamentos anuais que tiveram em consideração os resultados de 2009 a 2013. Isto, porque esse ajustamento final visa determinar, por estimativa, um montante compensatório relativo a um período distinto daquele que foi abrangido pelos ajustamentos anuais onde ocorreu a sobrecompensação - o período II que ocorre entre 1 de julho de 2017 e 30 de junho de 2027 – não englobando, a determinação deste valor, correções ao cálculo do valor dos CMEC para o período anterior – o *período I* que ocorreu entre 1 de julho de 2007 e 30 de junho de 2017 -, embora todos os ajustamentos visem corrigir o valor inicialmente fixado para os CMEC.

Aliás, no n.º 7, do artigo 3.º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, é dito expressamente que o ajustamento final não tem efeitos retroativos, o que evidencia bem a autonomia do cálculo dos valores dos CMEC para o *período I* e para o *período II*.

Além disso, tendo já sido homologada a proposta de fixação do valor do ajustamento final, a correção deste valor, de modo a contemplar a devolução da sobrecompensação ocorrida nos ajustamentos anuais relativos aos anos de 2009 a 2013, só poderia ser efetuada na sequência de uma anulação ou revogação desse ato homologatório, não se vislumbrando que a necessidade de operar essa devolução financeira constituísse um motivo que preenchesse os pressupostos legais dessas opções.

Operando-se a devolução financeira do valor da sobrecompensação CMEC, ocorrida nos anos de 2009 a 2013, o abatimento desse valor repercutir-se-á numa redução das tarifas futuras a pagar pelos consumidores, pelo que a consequente redução da componente CMEC na tarifa UGS, deverá ser considerada, na hipótese de os consumidores reclamarem o pagamento de indemnizações pelos prejuízos sofridos em consequência da referida

sobrecompensação CMEC, de modo a evitar que ocorra uma duplicação indemnizatória do mesmo prejuízo.

Conclusões:

Em face do exposto, formulam-se as seguintes conclusões:

1.ª A Autoridade da Concorrência, por decisão de 17 de setembro de 2019, sancionou a EDP Produção com uma coima no valor de 48 milhões de euros, pela prática da contraordenação às regras da concorrência, por abuso de posição dominante, prevista e sancionada no artigo 11.º, n.º 1 e 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, bem como no artigo 102.º, 1.º e 2.º §§, do TFUE.

2.ª A ponderação do valor do benefício económico obtido com a prática da infração contraordenacional, a par com outros elementos referidos nas diferentes alíneas do artigo 69.º, n.º 1, da Lei da Concorrência, no doseamento da medida da coima, pode influenciar o quantitativo da sanção pecuniária, mas não se traduz numa perda desse benefício, uma vez que a aplicação da coima tem apenas um efeito admonitório.

3.ª A eventual perda desse benefício não tem natureza sancionatória, limitando-se a restaurar a ordem jurídico-patrimonial adulterada pelo comportamento anticoncorrencial, pelo que nunca se poderá traduzir numa violação do princípio *ne bis in idem*, relativamente ao sancionamento contraordenacional desse comportamento.

4.ª Daí que a aplicação da coima à EDP Produção, apesar de ter ponderado o benefício económico auferido pela visada com o comportamento ilícito sancionado, em nada obsta à adoção de medidas que visem, quer a eliminação das vantagens patrimoniais ilicitamente auferidas, quer a reparação dos danos provocados com esse comportamento.

5.ª Estando o dano sofrido pelos consumidores contido no âmbito da proteção da norma que proíbe o abuso da posição dominante, constituindo uma ofensa aos bens jurídicos por ela tutelados, não estamos perante uma mera proteção reflexa, apesar do prejuízo sofrido pelos consumidores, consistente no pagamento de tarifas e preços mais elevados, ser consequencial do aumento do preço de mercado da energia e das sobrecompensações CMEC gerados pela conduta abusiva.

6.ª Sendo os interesses dos consumidores objeto de proteção direcionada da norma cuja infração se detetou, não há obstáculo a que esses danos sejam indemnizáveis, podendo assumir, nestas situações, um especial papel, as denominadas ações populares, cuja previsão, neste domínio, consta atualmente no artigo 19.º da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho.

7.ª O respetivo direito de indemnização está, neste caso, sujeito ao prazo de prescrição previsto no artigo 498.º, n.º 1, do Código Civil, dado não lhe serem aplicáveis, nos termos do artigo 24.º da Lei n.º 23/2018, de 5 de junho, os prazos de prescrição previstos no seu artigo 6.º

8.ª A viabilidade do reconhecimento do direito a uma indemnização pelos danos causados aos consumidores não impede que o Estado não possa, por outra via, compensá-los de alguns dos danos que para eles resultaram do comportamento ilícito da EDP Produção, que foi objeto da decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência, através de uma intervenção ao nível da revisibilidade dos CMEC.

9.ª A restrição da capacidade de telerregulação em regime CMEC, por parte da EDP Produção, conforme é referido na fundamentação da decisão sancionatória da Autoridade da Concorrência, determinou a fixação de um excesso no valor na compensação CMEC, apurado em sede da revisibilidade anual, relativa aos anos de 2009 a 2013.

10.ª O abatimento da aludida sobrecompensação pode ser efetuado em qualquer dos ajustamentos anuais subsequentes que ainda não foram objeto de homologação expressa ou tácita.

11.ª Já a operação de revisibilidade final, na determinação do valor dos CMEC para os dez anos seguintes, não parece comportar a possibilidade de permitir uma devolução financeira da sobrecompensação ocorrida nos ajustamentos anuais relativos aos anos de 2009 a 2013.

12.ª Operando-se o abatimento do valor da sobrecompensação CMEC, ocorrida nos anos de 2009 a 2013, essa operação repercutir-se-á numa redução das tarifas futuras a pagar pelos consumidores, pelo que a consequente redução da componente CMEC na tarifa UGS, deverá ser considerada, na hipótese de os consumidores reclamarem o pagamento de indemnizações pelos prejuízos sofridos em consequência da referida sobrecompensação CMEC, de modo a evitar que ocorra uma duplicação indemnizatória do mesmo prejuízo.