

Lisboa, 06 de julho de 2016

*Auditoria nos termos do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril,
do Secretário de Estado da Energia*

PARECER DA COMISSÃO DE ACOMPANHAMENTO

[página em branco]

Membros da Comissão de Acompanhamento

Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

Carlos Magno

Luísa Basílio

Autoridade da Concorrência (AdC)

José Braz

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)

Ricardo Pacheco

Comissão de Auditoria da REN (CAREN)

Francisco Gregório¹

Assessoria Técnica

Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG)

Ana Patricia Oliveira

Jerónimo Cunha

Carlos Magno

Luísa Basílio

José Braz

Ricardo Pacheco

Reserva: subscrevo o parecer com exceção da última recomendação (4ª recomendação), por se entender que a própria auditoria já identificou matéria suficiente para enquadrar vários comportamentos dos agentes produtores no quadro jurídico da concorrência.

¹ Desempenhou funções na Comissão de Acompanhamento até outubro de 2015

[página em branco]

INDÍCE

| | |
|--|----|
| 1. Sumário Executivo | 1 |
| 2. Enquadramento | 5 |
| 2.1 Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 5 |
| 2.2 O mercado de Serviços de Sistema | 5 |
| 3. Análise ao mercado de eletricidade | 7 |
| 4. Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril | 8 |
| 4.1 Auditoria no âmbito do Despacho n.º 4694/2014 | 8 |
| 5. Análise detalhada aos produtos | 10 |
| 5.1 Produto D1: Avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 janeiro de 2010 a 1 de abril de 2014 | 10 |
| 5.2 Produto D2: Avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril | 14 |
| 5.3 Produto D1 opcional: Avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 julho de 2007 a 31 de dezembro de 2009 | 15 |
| 5.4 Análise da Comissão de Acompanhamento | 17 |
| 6. Recomendações da Comissão de Acompanhamento | 19 |
| Anexos | 20 |

| | | |
|-----|--|-----|
| 1 | Sumário Executivo | 1 |
| 2 | Contexto | 2 |
| 3 | 3.1 - Contexto para a Manutenção do Sistema de Gestão (CMSC) | 3 |
| 4 | 3.2 - O mercado de serviços de sistemas | 4 |
| 5 | 3.3 - Análise do mercado de eletrônicos | 5 |
| 6 | 4 - Descrição do produto | 6 |
| 7 | 4.1 - Requisitos do produto | 7 |
| 8 | 4.2 - Análise detalhada do produto | 8 |
| 9 | 5 - 5.1 - Estrutura de avaliação e teste | 9 |
| 10 | 5.2 - Estrutura de teste | 10 |
| 11 | 5.3 - Estrutura de teste de integração | 11 |
| 12 | 5.4 - Estrutura de teste de desempenho | 12 |
| 13 | 5.5 - Estrutura de teste de segurança | 13 |
| 14 | 5.6 - Estrutura de teste de usabilidade | 14 |
| 15 | 5.7 - Estrutura de teste de compatibilidade | 15 |
| 16 | 5.8 - Estrutura de teste de acessibilidade | 16 |
| 17 | 5.9 - Estrutura de teste de conformidade | 17 |
| 18 | 5.10 - Estrutura de teste de segurança da informação | 18 |
| 19 | 5.11 - Estrutura de teste de segurança física | 19 |
| 20 | 5.12 - Estrutura de teste de segurança lógica | 20 |
| 21 | 5.13 - Estrutura de teste de segurança de rede | 21 |
| 22 | 5.14 - Estrutura de teste de segurança de aplicação | 22 |
| 23 | 5.15 - Estrutura de teste de segurança de sistema | 23 |
| 24 | 5.16 - Estrutura de teste de segurança de infraestrutura | 24 |
| 25 | 5.17 - Estrutura de teste de segurança de processos | 25 |
| 26 | 5.18 - Estrutura de teste de segurança de pessoas | 26 |
| 27 | 5.19 - Estrutura de teste de segurança de fornecedores | 27 |
| 28 | 5.20 - Estrutura de teste de segurança de parceiros | 28 |
| 29 | 5.21 - Estrutura de teste de segurança de clientes | 29 |
| 30 | 5.22 - Estrutura de teste de segurança de usuários | 30 |
| 31 | 5.23 - Estrutura de teste de segurança de administradores | 31 |
| 32 | 5.24 - Estrutura de teste de segurança de desenvolvedores | 32 |
| 33 | 5.25 - Estrutura de teste de segurança de operadores | 33 |
| 34 | 5.26 - Estrutura de teste de segurança de suporte | 34 |
| 35 | 5.27 - Estrutura de teste de segurança de treinamento | 35 |
| 36 | 5.28 - Estrutura de teste de segurança de documentação | 36 |
| 37 | 5.29 - Estrutura de teste de segurança de comunicação | 37 |
| 38 | 5.30 - Estrutura de teste de segurança de conformidade | 38 |
| 39 | 5.31 - Estrutura de teste de segurança de auditoria | 39 |
| 40 | 5.32 - Estrutura de teste de segurança de monitoramento | 40 |
| 41 | 5.33 - Estrutura de teste de segurança de resposta a incidentes | 41 |
| 42 | 5.34 - Estrutura de teste de segurança de recuperação de desastres | 42 |
| 43 | 5.35 - Estrutura de teste de segurança de continuidade de negócios | 43 |
| 44 | 5.36 - Estrutura de teste de segurança de governança | 44 |
| 45 | 5.37 - Estrutura de teste de segurança de ética | 45 |
| 46 | 5.38 - Estrutura de teste de segurança de transparência | 46 |
| 47 | 5.39 - Estrutura de teste de segurança de responsabilidade | 47 |
| 48 | 5.40 - Estrutura de teste de segurança de sustentabilidade | 48 |
| 49 | 5.41 - Estrutura de teste de segurança de inovação | 49 |
| 50 | 5.42 - Estrutura de teste de segurança de liderança | 50 |
| 51 | 5.43 - Estrutura de teste de segurança de cultura | 51 |
| 52 | 5.44 - Estrutura de teste de segurança de valores | 52 |
| 53 | 5.45 - Estrutura de teste de segurança de missão | 53 |
| 54 | 5.46 - Estrutura de teste de segurança de visão | 54 |
| 55 | 5.47 - Estrutura de teste de segurança de estratégia | 55 |
| 56 | 5.48 - Estrutura de teste de segurança de objetivos | 56 |
| 57 | 5.49 - Estrutura de teste de segurança de resultados | 57 |
| 58 | 5.50 - Estrutura de teste de segurança de impacto | 58 |
| 59 | 5.51 - Estrutura de teste de segurança de legado | 59 |
| 60 | 5.52 - Estrutura de teste de segurança de legado digital | 60 |
| 61 | 5.53 - Estrutura de teste de segurança de legado físico | 61 |
| 62 | 5.54 - Estrutura de teste de segurança de legado intelectual | 62 |
| 63 | 5.55 - Estrutura de teste de segurança de legado emocional | 63 |
| 64 | 5.56 - Estrutura de teste de segurança de legado social | 64 |
| 65 | 5.57 - Estrutura de teste de segurança de legado ambiental | 65 |
| 66 | 5.58 - Estrutura de teste de segurança de legado econômico | 66 |
| 67 | 5.59 - Estrutura de teste de segurança de legado político | 67 |
| 68 | 5.60 - Estrutura de teste de segurança de legado cultural | 68 |
| 69 | 5.61 - Estrutura de teste de segurança de legado histórico | 69 |
| 70 | 5.62 - Estrutura de teste de segurança de legado artístico | 70 |
| 71 | 5.63 - Estrutura de teste de segurança de legado científico | 71 |
| 72 | 5.64 - Estrutura de teste de segurança de legado tecnológico | 72 |
| 73 | 5.65 - Estrutura de teste de segurança de legado literário | 73 |
| 74 | 5.66 - Estrutura de teste de segurança de legado filosófico | 74 |
| 75 | 5.67 - Estrutura de teste de segurança de legado religioso | 75 |
| 76 | 5.68 - Estrutura de teste de segurança de legado espiritual | 76 |
| 77 | 5.69 - Estrutura de teste de segurança de legado humano | 77 |
| 78 | 5.70 - Estrutura de teste de segurança de legado universal | 78 |
| 79 | 5.71 - Estrutura de teste de segurança de legado eterno | 79 |
| 80 | 5.72 - Estrutura de teste de segurança de legado infinito | 80 |
| 81 | 5.73 - Estrutura de teste de segurança de legado absoluto | 81 |
| 82 | 5.74 - Estrutura de teste de segurança de legado perfeito | 82 |
| 83 | 5.75 - Estrutura de teste de segurança de legado ideal | 83 |
| 84 | 5.76 - Estrutura de teste de segurança de legado utópico | 84 |
| 85 | 5.77 - Estrutura de teste de segurança de legado mítico | 85 |
| 86 | 5.78 - Estrutura de teste de segurança de legado lendário | 86 |
| 87 | 5.79 - Estrutura de teste de segurança de legado folclórico | 87 |
| 88 | 5.80 - Estrutura de teste de segurança de legado tradicional | 88 |
| 89 | 5.81 - Estrutura de teste de segurança de legado ancestral | 89 |
| 90 | 5.82 - Estrutura de teste de segurança de legado familiar | 90 |
| 91 | 5.83 - Estrutura de teste de segurança de legado comunitário | 91 |
| 92 | 5.84 - Estrutura de teste de segurança de legado nacional | 92 |
| 93 | 5.85 - Estrutura de teste de segurança de legado regional | 93 |
| 94 | 5.86 - Estrutura de teste de segurança de legado local | 94 |
| 95 | 5.87 - Estrutura de teste de segurança de legado pessoal | 95 |
| 96 | 5.88 - Estrutura de teste de segurança de legado individual | 96 |
| 97 | 5.89 - Estrutura de teste de segurança de legado coletivo | 97 |
| 98 | 5.90 - Estrutura de teste de segurança de legado humano | 98 |
| 99 | 5.91 - Estrutura de teste de segurança de legado universal | 99 |
| 100 | 5.92 - Estrutura de teste de segurança de legado eterno | 100 |

[página em branco]

1. Sumário Executivo

O presente parecer tem por objetivo apresentar a pronúncia da Comissão de Acompanhamento (CA) da auditoria determinada nos termos do artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Sr. Secretário de Estado da Energia, do XX Governo Constitucional. Esta pronúncia é efetuada ao abrigo do disposto no Despacho n.º 10622/2014, de 18 de agosto, também do referido membro do Governo.

Em concreto, refere o citado Despacho n.º 10622/2014, de 18 de agosto, que a CA “(...) *deve pronunciar-se e emitir recomendações com base no relatório final de auditoria.*” Por sua vez, o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, determinou que a auditoria em causa:

- Identificasse a existência de um risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), relativamente à participação no mercado de serviços de sistema, que tenha originado no passado, ou, venha a originar, uma distorção de concorrência nesse mercado, à luz do enquadramento legal e procedimental em vigor à data (n.º 1 do artigo 5º);
- Avaliasse a eficácia do Despacho n.º 4694/2014, na correção das distorções da concorrência identificadas no mercado de serviços de sistema (n.º 2 do artigo 5º).

Cabe lembrar que o referido Despacho n.º 4694/2014 surgiu no seguimento (i) do documento de análise de custos do mercado de serviços de sistema, entre 2010 e 2012, elaborado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) em março de 2013, em que se identificam potenciais incumprimentos do quadro legal da concorrência. Este estudo foi remetido pela ERSE à Autoridade da Concorrência (AdC) para análise jus concorrencial e ao membro do Governo responsável pela área da energia; e (ii) da recomendação apresentada em novembro de 2013 pela AdC no sentido de rever o regime da revisibilidade CMEC, no que se refere à participação do mercado de serviços de sistema, e que se realizasse uma auditoria com o objetivo de avaliar e quantificar o risco de sobrecompensação nesse regime de auxílios de Estado.

A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), face ao determinado no Despacho n.º 4694/2014, foi incumbida de “*promover a realização de uma auditoria que identifique a existência de um risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, relativamente à participação no mercado de serviços de sistema, que tenha originado no passado, ou, venha a originar, uma distorção de concorrência nesse mercado, à luz do enquadramento legal e procedimental em vigor à data.*”

Nessa sequência, e nos termos do Despacho n.º 10622/2014, de 18 de agosto, foi constituída a Comissão de Acompanhamento da auditoria (CA), que integra 2 (dois) representantes da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), 1 (um) da AdC, 1 (um) da ERSE e 1 (um) da Comissão de Auditoria da REN (CAREN), cabendo à DGEG a coordenação da CA.

A execução da auditoria prevista nos termos do Despacho n.º 4694/2014 ficou a cargo da empresa *The Brattle Group* ("Brattle"), uma empresa de consultoria económica internacional ativa nos setores das finanças, litígios e energia, e adjudicatária do procedimento concursal promovido para tal efeito pela REN.

A CA acompanhou e validou toda a fase preparatória e final do procedimento concursal de aquisição dos serviços de auditoria, bem como os trabalhos de auditoria desenvolvidos ao longo da sua realização até à aprovação do relatório final do Auditor.

No decorrer do presente parecer, a CA pretende informar sobre os termos em que foram aprovados os relatórios intercalares, pronunciar-se sobre o relatório final e emitir recomendações com base no relatório final elaborado pelo Auditor, como estipula o Despacho n.º 10622/2014. Nesse sentido, é feita uma síntese dos factos relevantes descrevendo os antecedentes à auditoria, os principais elementos dos relatórios e as qualificações que estes merecem da CA.

A análise efetuada pelo Auditor, e cujas principais conclusões e resultados são apresentados no ponto 5 do presente relatório, centrou-se em duas abordagens distintas, (i) efeito quantidade e (ii) efeito total.

Na primeira abordagem, efeito quantidade, o Auditor adotou uma metodologia equivalente àquela que se aplica na revisibilidade CMEC no mercado de produção, ou seja, calcula as quantidades teóricas que as centrais tecnicamente e economicamente conseguiriam produzir dadas as condições de custos reais e de concorrência num cenário competitivo, assumindo os preços de mercado de banda secundária reais ocorridos, podem conter efeitos de distorção caso existam estratégias tornadas possíveis pela aparente existência de poder de mercado. Neste cenário, o Auditor estima que o valor da sobrecompensação se situa entre 46,6 e 72,9 milhões de euros para o período 2009 a 2014, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou 0 €/MW, como mostra a tabela 1. O efeito quantidade, porque considera preços reais, é aquele que se revela consistente com a metodologia da revisibilidade CMEC, inscrita no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e aprovada pela Comissão Europeia no âmbito do Auxílio estatal N 161/2004 - Custos ociosos em Portugal.

Na segunda abordagem, efeito total (quantidade e preço), o Auditor calculou as quantidades teóricas partindo da simulação dos preços de mercado de banda secundária que resultariam da ordem de mérito

“eficiente” que havia estimado. No caso das centrais CMEC, apesar de, na simulação de mercado, fornecerem mais banda do que a realmente fornecida, o auditor estima que, como resultado dos preços simulados “eficientes” serem inferiores aos reais, as centrais teriam obtido uma margem inferior à margem real, valor esse que se situa entre 3,9 a 18,7 milhões de euros para o período 2009 a 2014, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou 0 €/MW, como mostra a tabela 2 (ou seja, neste caso, não haveria sobrecompensação e a compensação CMEC *ex-post* deveria ser mais alta do que foi). No caso das centrais não CMEC, o Auditor estima que, com esta metodologia, os lucros seriam entre 59,6 e 143,2 milhões de euros mais baixos que os reais para o período 2009 a 2014, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou 0 €/MW, como mostra a tabela 2. O efeito total fornece desse modo uma medida do acréscimo de lucros que a empresa observou nas centrais sem CMEC em virtude de ter limitado a produção das centrais CMEC e de ter aumentado os preços acima do nível competitivo.

Tabela 1 – Valor da sobrecompensação apurado (efeito quantidade)

| | | Unid. | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | TOTAL |
|--------------------------------|--------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|--------------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -5,1 | -8,5 | -5,6 | -12,9 | -12,8 | -1,6 | -46,6 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -2,9 | -3,6 | -0,3 | 5,6 | 4,9 | 2,1 | 5,9 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -6,9 | -10,8 | -8,6 | -15,3 | -16,0 | -2,1 | -59,8 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -2,4 | -2,7 | 2,0 | 8,4 | 8,4 | 3,0 | 16,8 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -8,7 | -13,1 | -11,6 | -17,7 | -19,1 | -2,6 | -72,9 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -1,9 | -1,8 | 4,4 | 11,2 | 11,9 | 3,9 | 27,7 |

NOTA: Por questões de limitação de dados não foi possível quantificar valores de sobrecompensação anteriores a 2009

NOTA: Os valores positivos indicam que as margens são mais elevadas com as propostas reais do que com as propostas que refletem o custo.

Tabela 2 – Valor da sobrecompensação apurado (efeito total)

| | | Unid. | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | TOTAL |
|--------------------------------|--------------|-------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 0,8 | 3 | 0,7 | -2,2 | -0,1 | 1,8 | 3,9 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 12,9 | 6,6 | 5,7 | 14,2 | 15,7 | 4,6 | 59,6 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 1,7 | 5 | 2 | -1,2 | 1,2 | 2,7 | 11,3 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 18,9 | 15,1 | 14,4 | 21,5 | 24,9 | 6,5 | 101,4 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 2,6 | 7 | 3,3 | -0,2 | 2,5 | 3,6 | 18,7 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 24,9 | 23,7 | 23,2 | 28,9 | 34,1 | 8,4 | 143,2 |

NOTA: Por questões de limitação de dados não foi possível quantificar valores de sobrecompensação anteriores a 2009

NOTA: Os valores positivos indicam que as margens são mais elevadas com as propostas reais do que com as propostas que refletem o custo.

Os cálculos demonstrados pelo Auditor sugerem, conforme já indiciado pelo estudo da ERSE e pela recomendação da AdC, que, com a aplicação do cenário “efeito quantidade”, as centrais com CMEC auferiram receitas em mercado inferiores àquelas que teriam auferido com uma operação eficiente, dando assim origem a uma sobrecompensação no auxílio de estado recebido, como consequência da sua atuação.

Já as centrais sem CMEC, no cenário “efeito total”, auferiram receitas em mercado superiores àquelas que teriam auferido com uma operação eficiente no mercado de produção, fruto da distorção concorrencial identificada para o período.

Em ambos os cenários (efeito quantidade ou efeito total) a EDP teve globalmente um proveito superior ao que obteria caso tivesse operado as centrais de modo eficiente e competitivo. Este comportamento não eficiente consubstancia uma transferência de receitas e de margem entre as centrais da EDP inseridas no mecanismo de CMEC e as centrais do mesmo produtor inseridas em regime de mercado, assim materializando uma distorção concorrencial no quadro de funcionamento do mercado de prestação do serviço de teleregulação.

2. Enquadramento

2.1 Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

Concretizando a intenção do Governo em iniciar um processo tendente à extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) como elemento imprescindível para a criação de um mercado de eletricidade, no contexto das diretivas relativas ao mercado interno de eletricidade e da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, estabeleceu medidas compensatórias, designadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), para as centrais produtoras de eletricidade com CAE, outrora pertencentes ao Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), que acordassem cessar antecipadamente os respetivos CAE e passassem a estar integradas no Sistema Elétrico Nacional (SEN), no quadro da entrada em funcionamento do Mercado Interno da Eletricidade.

Os CMEC têm como objetivo garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, assegurando a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esses contratos, no caso de tais benefícios não serem assegurados através das receitas obtidas pelas centrais em regime de mercado.

Nesse contexto, o Decreto-Lei n.º 240/2004 definiu as condições da cessação antecipada dos CAE, mediante o cálculo previsional do respetivo valor à data da cessação (valor inicial dos contratos) e criou as medidas compensatórias através de mecanismos de ajustamento anual e de ajustamento final (revisibilidade do valor inicial), todas com repercussão universal nas tarifas de eletricidade, a incorporar como uma componente permanente da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).

Em cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, as empresas REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), na qualidade de concessionária da RNT e contraparte dos CAE em representação do Estado Português, e EDP – Energias de Portugal, S.A. (EDP) celebraram, na data de 27 de janeiro de 2005, 11 (onze) Acordos de Cessação relativos a 5 (cinco) centros electroprodutores térmicos, bem como a centros electroprodutores hídricos agrupados em 6 (seis) unidades de produção hídrica.

2.2 O mercado de Serviços de Sistema

De forma estilizada e simplificada, os serviços de sistema são um complemento aos mercados de energia elétrica e caracterizam-se como sendo uma segurança necessária ao bom funcionamento do sistema elétrico pois é através destes que é feito o equilíbrio entre a procura e oferta em tempo real.

Por sua vez, parte do mercado de serviços de sistema corresponde à disponibilização de capacidade por parte dos centros electroprodutores para efetuarem a modulação em tempo real de desencontros entre a energia produzida e a energia consumida (regulação secundária). O mercado de banda de regulação secundária corresponde a uma das componentes do mercado de serviços de sistema, sendo as necessidades contratadas pela REN e constituindo um custo fixo do sistema elétrico (pago por todo o consumo).

A partir de julho de 2007, com a entrada em funcionamento do mercado ibérico de âmbito grossista, determinou-se que a provisão do serviço de regulação secundária passasse a ser assegurada através de mecanismo de mercado, podendo nele participar os centros electroprodutores equipados para efetuar tal modelação (dotados de teleregulação). A lista de centros electroprodutores capazes de participar neste mercado integra centrais hidroelétricas e centrais térmicas, tanto abrangidas pelo mecanismo CMEC e CAE não cessados como em regime de mercado livre.

A formulação do Decreto-Lei n.º 240/2004, que define as condições da cessão antecipada dos CAE e criou as medidas compensatórias, incluiu a dedução dos valores de receita que estas centrais viessem a obter no âmbito dos mercados de serviços de sistema. Tal disposição pareceu fundar-se na circunstância do legislador considerar que a prestação de serviços de sistema já se encontra acolhida na remuneração garantida com o mecanismo CMEC, o que se poderá considerar ter sido aceite pelo produtor na medida em que outorgou, nestes termos, o acordo de cessação dos CAE.

3. Análise ao mercado de eletricidade

Durante o ano de 2012, verificou-se uma evolução significativa do preço da prestação de serviço de regulação secundária em 68% face a 2011, o que aconteceu em paralelo com o aumento também expressivo da capacidade disponibilizada em mercado para prestar o serviço. Esta circunstância foi identificada pela ERSE, no quadro das suas atribuições de supervisão, integrando um documento de análise de custos do mercado de serviços de sistema, entre 2010 e 2012, documento este datado de março de 2013.

Na análise efetuada pela ERSE, identifica-se a existência de uma concentração na oferta do serviço de teleregulação, suscetível de atribuir ao incumbente o poder de influenciar a formação de preço, o que se consubstancia na possibilidade de se gerarem rendas adicionais para este agente, mormente com a composição da oferta de teleregulação entre centrais abrangidas ou não pelo mecanismo CMEC.

Neste sentido, o referido documento da ERSE identifica a possibilidade de estarem a ser incumpridas disposições da Lei da Concorrência, razão pela qual foi remetido, na mesma data, pela ERSE à AdC para análise jus concorrencial e ao membro do Governo responsável pela área da energia.

Em novembro de 2013, a AdC também emitiu uma Recomendação² ao Governo, onde se recomendava uma revisão do regime dos CMEC, por entender que o regime existente implicava riscos de sobrecompensação no auxílio de Estado atribuído à EDP por rescisão antecipada dos CAE, previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e previamente aprovado pela Comissão Europeia (Decisão n.º C (2004) 3468 FIN, de 22 de setembro de 2004). A AdC recomendou ainda a realização de uma auditoria independente com vista a avaliar o mencionado risco de sobrecompensação e a um apuramento dos auxílios no passado que seriam concedíveis na base de comportamentos eficientes.

Os indícios de baixos níveis de utilização das centrais CMEC na prestação de serviço de teleregulação, detetados tanto pela ERSE como pela AdC e que fundamentaram a recomendação 1/2013 desta, remontam pelo menos a 2010.

O risco de sobrecompensação associa-se a um conflito de interesses, da parte da EDP, na gestão das centrais hidroelétricas CMEC e das restantes centrais em regime de mercado da qual é proprietária, no âmbito do mercado de serviços de sistema. O conflito de interesses tende a ser resolvido pela transferência de atividade económica das centrais CMEC, em prejuízo dos consumidores, para as centrais em mercado da EDP, em benefício dos respetivos lucros.

² Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílio de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual, de 25 de novembro de 2013
http://www.concorrenca.pt/vPT/Estudos_e_Publicacoes/Recomendacoes_e_Pareceres/Documents/Recomendacao_2013_01.pdf

4. Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril

O membro do Governo responsável pela área da energia, através do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, determinou:

- (i) A fixação de uma limitação administrativa do preço formado em mercado de serviços de sistema, em concreto na valorização da banda de regulação secundária, constituindo este limite o menor dos valores entre o preço de serviço equivalente em Espanha e o custo de uma central de ciclo combinado a gás natural;
- (ii) A adoção de uma regra de proporcionalidade na oferta dos serviços de sistema, aplicável às centrais abrangidas pelo mecanismo CMEC relativamente à oferta destas centrais colocada nos restantes referenciais de mercado organizado;
- (iii) A realização de uma auditoria com vista a apurar o risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade de centrais abrangidas no mecanismo de CMEC relativamente a participação destas no mercado de serviços de sistema.
- (iv) A avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014 na correção de distorções da concorrência identificadas no mercado de serviços de sistema para correção dos desequilíbrios de oferta e formação no preço.

O Despacho n.º 4694/2014, no n.º 4 do artigo 5.º, veio ainda estabelecer, complementarmente, que caso a auditoria conclua que se verificou uma sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC, os respetivos montantes, determinados no âmbito da auditoria, devem ser refletidos no mecanismo de revisibilidade.

4.1 Auditoria no âmbito do Despacho n.º 4694/2014

O referido despacho determinou que a REN procedesse à contratação da referida auditoria, e por via do Despacho n.º 21/SEENERGIA/2015, de 30 de abril, o Sr. Secretário de Estado da Energia homologou os termos de referência do procedimento para a aquisição de serviços de auditoria pela REN.

A 5 de maio de 2015, e no seguimento da homologação dos termos de referência, a REN procedeu ao envio dos convites para o concurso às entidades selecionadas, tendo sido apenas apresentada uma proposta, da Brattle, que foi aceite e comunicada a adjudicação a 12 de junho de 2015.

Os termos de referência estipulam que o proponente terá que entregar os seguintes produtos:

- **Produto D1:** relatório intercalar e final referente à avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 janeiro de 2010 a 1 de abril de 2014;
- **Produto D2:** relatório intercalar e final referente à avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril. Este relatório deverá também incidir sobre a análise efetuada em D1 ou D1 mais D1 opcional caso se opte pela realização de D1 opcional;
- **Produto D1 Opcional:** relatório intercalar e final referente à avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 julho de 2007 a 31 de dezembro de 2009.

Desde a adjudicação do serviço de auditoria à Brattle, que se verificaram várias interações entre os intervenientes neste processo, que incluem várias reuniões de trabalho da CA, e dos quais se destacam:

| | |
|-----------------------|--|
| 11/08/2015 | Envio do primeiro documento de trabalho pela Brattle, " <i>Audit Services: initial evidence for the Monitoring Committee</i> " |
| 25/08/2015 | CA remete à Brattle os seus comentários ao documento " <i>Audit Services: initial evidence for the Monitoring Committee</i> " |
| 05/09/2015 | Brattle disponibiliza os primeiros resultados dos modelos de simulação |
| 29/10/2015 | Brattle disponibiliza resultados adicionais dos modelos de simulação, incluindo um resumo da primeira estimativa da sobrecompensação |
| 12/11/2015 | Brattle remete à CA uma versão <i>draft</i> do Relatório final do produto D1 |
| 25/11/2015 | CA remete à Brattle os seus comentários ao <i>draft</i> do Relatório final do produto D1 |
| 28/12/2015 | Brattle envia o relatório final do produto D1 |
| 15/01/2016 | CA remete à Brattle os seus comentários ao Relatório final do produto D1 |
| 16/02/2016 | Brattle envia o relatório final do produto D1 em língua portuguesa |
| 17/02/2016 | Brattle envia o relatório final do produto D1 em língua inglesa |
| 14/03/2016 | Brattle remete à CA uma versão <i>draft</i> do Relatório do produto D2 |
| 31/03/2016 | CA remete à Brattle os seus comentários ao <i>draft</i> do Relatório do produto D2 |
| 12/04/2016 | Brattle envia relatório final do produto D2 em língua portuguesa e inglesa, e também uma versão <i>draft</i> do relatório D3 (produto D1 opcional) |
| 22/04/2016 | CA remete à Brattle os seus comentários ao <i>draft</i> do relatório D3 (produto D1 opcional) |
| 15/06/2016 | Brattle envia relatório final do D3 (produto D1 opcional) em língua portuguesa e inglesa |
| 27/06 e 06/07/2016 | Últimas reuniões da Comissão de Acompanhamento, com aprovação do presente Parecer, para posterior envio ao Sr. Secretário de Estado da Energia |

5. Análise detalhada aos produtos

5.1 Produto D1: Avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 janeiro de 2010 a 1 de abril de 2014

Pela análise efetuada, o Auditor concluiu que a oferta das centrais CMEC foi aparentemente inferior àquela que seria tecnicamente e economicamente possível de oferecer³. O Auditor atribui essa sub-oferta das centrais CMEC a duas razões fundamentais:

1. Em primeiro lugar, o Auditor considera razão justificativa da sub-oferta de banda secundária nestas centrais as próprias regras de cálculo da revisibilidade CMEC, entendendo-as como fator desincentivador da oferta desse serviço. No entendimento do Auditor, a revisibilidade CMEC não compensaria a empresa de alguns dos custos relacionados com a oferta de banda secundária, nomeadamente os custos relacionados com a perda de eficiência das centrais por operarem abaixo dos níveis ótimos para poderem oferecer banda, os custos acrescidos de operação e manutenção relacionados com o desgaste das centrais quando fornecem banda secundária e ainda outros riscos de operação.

No entender da CA, os considerandos do Auditor em relação à não compensação *ex-post* dos custos revelam uma apreciação incorreta do regime da revisibilidade CMEC, já que, por um lado, a perda de eficiência alegada não tem comprovação teórica ou empírica⁴ e, por outro lado, coube à definição legal do regime de CMEC (Decreto-Lei n.º 240/2004) a concretização do nível ajustado de retribuição do serviço. Acresce que os custos de operação e manutenção das centrais hidroelétricas são englobados na componente fixa dos CMEC e explicitamente considerados na revisibilidade CMEC. Diga-se, também, que o encargo fixo de operação e manutenção dos Contratos de Aquisição de Energia originais, com os quais os CMEC se relacionam, foi destinado a compensar a empresa pela gama completa das atividades contratualizadas pelo CAE, nos quais se incluía não só a produção de energia como também o serviço de teleregulação, pelo que não é de aceitar a ideia que a empresa não era compensada, nos CAE, pelo desgaste das centrais relacionadas com a oferta desse serviço.

2. Em segundo lugar, a outra razão invocada para a sub-oferta das centrais CMEC apontada pelo Auditor prende-se com o poder de mercado da empresa, i.e. o incentivo estratégico de aumentar os seus lucros, materializado numa prática de reduzir a atividade das centrais CMEC em contrapartida de um aumento das atividades das centrais do mesmo grupo económico não

³ Vide 2.ª conclusão, página x do sumário executivo e capítulo V.B. ASSESSMENT OF THE BIDS TO THE MARKET.

⁴ As centrais hidroelétricas podem mesmo aumentar a eficiência quando reduzem a produção do valor máximo, tal como se identifica no exemplo da curva de eficiência de centrais hidroelétricas que o próprio Auditor apresenta - Vide "Roaring 40s, Supplementary Submission to the AEMC Review of Frequency Operating e Standards for Tasmania, August 2008.", citado na nota de rodapé 124 do Relatório D1.

abrangidas por compensações CMEC. Esta razão é consistente com as análises da ERSE no estudo inicial, de março de 2013 – o qual refere expressamente o “uso de poder de mercado específico do agente” incumbente. É também consistente com a análise que a AdC efetuou na recomendação que apresentou ao Governo em novembro de 2013, e que reside num conflito de interesse: se a empresa histórica operar eficientemente as centrais CMEC no serviço de banda secundária, beneficia os consumidores e prejudica a operação das outras centrais do mesmo grupo económico num mercado em que é dominante; pelo contrário, se limitar a produção das centrais CMEC, beneficia os lucros da sua atividade em outras centrais do mesmo grupo económico, em prejuízo dos consumidores, que terão de suportar compensações CMEC mais elevadas (não deduzidas de receitas obtidas em mercado de serviços de sistema), gerando uma sobrecompensação no Auxílio de Estado atribuído à empresa.

O estudo procedeu aos cálculos da sobrecompensação na hipótese que as centrais CMEC seriam operadas de forma eficiente por um agente competitivo (i.e. fazendo ofertas de venda sem imputação de *markups* de preço/margens sobre os custos de produção).

Os custos variáveis das centrais e os custos de oportunidade da oferta de banda secundária das centrais CMEC foram estimados com o modelo VALORÁGUA. Os custos das restantes centrais em Portugal habilitadas para prestar o serviço de banda secundária foram estimados pelo Auditor a partir dos preços de oferta dessas mesmas centrais no mercado diário e no mercado de energia terciária. A estes custos, o Auditor acrescentou ainda os custos de operação e manutenção, custos relacionados com o impacto da oferta de banda na eficiência de operação das centrais e um prémio de risco, similar ao identificado num mercado elétrico grossista regional dos Estados Unidos – o PJM (Pensilvânia-New Jersey-Maryland). A replicação deste prémio de risco, que emana de um mercado com regras de formação do preço distintas daquelas adotadas no mercado português e, mais amplamente, no MIBEL, é merecedora de críticas quanto à consistência da sua aplicação, pelo que, seguindo uma sugestão da CA, o Auditor também calculou o custo de oferta em dois cenários adicionais para o prémio de risco – um segundo cenário com prémio de risco avaliado em metade do valor aplicado no mercado PJM e um terceiro cenário com um prémio de risco de zero, sendo que este último valor poderá ser aquele com maior aderência à realidade do MIBEL⁵ e das centrais CMEC⁶. Acrescente-se que, para o operador das centrais CMEC, o nível de risco em relação a resultados inesperados no mercado de banda secundária (um mercado eminentemente de carácter nacional) é consideravelmente baixo, dado a posição dominante

⁵ As regras de mercado do MIBEL permitem aos agentes económicos apresentarem ofertas, denominadas por complexas, as quais apenas são validadas caso os agentes consigam um rendimento mínimo que estes consideram necessário para manter as centrais em operação. Este tipo de ofertas reduz o risco dos agentes económicos.

⁶ As centrais CMEC têm riscos operacionais consideravelmente mais baixos do que outras centrais, dado que o seu rendimento real anual está sujeito a reduzida variação em virtude da forma como são compensadas *ex-post*, via revisibilidade, pelos eventos desfavoráveis à sua remuneração em mercado (por exemplo, subidas de custos, reduções de preços de venda ou menor disponibilidade de recursos hidroelétricos, traduzem-se em subidas das compensações CMEC).

que este agente observa, manifesta numa posição de monopolista residual em praticamente todo o tempo, de que resulta que a esmagadora maioria das vezes é o operador histórico que marca os preços dos leilões horários de banda secundária.

A partir da estimação de custos de oferta de banda secundária de cada central, o Auditor conseguiu estimar, para cada hora, a ordem de mérito das ofertas das centrais nacionais em banda secundária na hipótese de comportamento competitivo, i.e. com o preço de oferta a igualar o custo de oferta.

Num primeiro cenário, o Auditor estimou somente o efeito quantidade, i.e. a partir da ordem de mérito e conhecendo a procura de banda real, apurou as quantidades que as centrais CMEC poderiam ter economicamente e tecnicamente fornecido assente em comportamentos competitivos e eficientes em concorrência com as restantes centrais com capacidade de teleregulação do sistema elétrico Português. Conhecidos os preços de mercado reais e custos estimados pelo VALORÁGUA, assumindo que as centrais CMEC se comportariam de forma eficiente e competitiva, o Auditor estimou que as centrais CMEC poderiam ter auferido um acréscimo de margem bruta (face ao real) entre 41,5 a 64,2 milhões de euros, no período de 2010 até ao fim do 1º trimestre de 2014, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou 0 €/MW.

Neste primeiro cenário, o Auditor adota uma metodologia equivalente àquela que se aplica na revisibilidade CMEC no mercado da produção – i.e. calcula-se as quantidades teóricas que as centrais tecnicamente e economicamente conseguiriam produzir dadas as condições de custos reais e de concorrência num cenário competitivo, assumindo que os preços de mercado de banda secundária reais ocorridos podem conter o efeito da distorção caso existam estratégias tornadas possíveis pela aparente existência de poder de mercado. As quantidades teoricamente estimadas permitem calcular margens estimadas, com as receitas avaliadas a preços de mercado reais e os custos estimados pelo modelo VALORÁGUA. No fundo, este cenário estende a metodologia já adotada na revisibilidade CMEC para o mercado da produção também ao mercado de banda secundária. O valor apurado neste cenário, entre 41,5 e 64,2 milhões de euros, corresponderá ao valor da sobrecompensação referente ao período coberto no relatório D1, nos termos do n.º 4 do artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014. A tabela 3 mostra os valores da sobrecompensação apurados anualmente para os três cenários de prémio de risco numa ótica de efeito quantidade.

Tabela 3 – Valor da sobrecompensação apurado no período de 1 janeiro de 2010 a 1 de abril de 2014 (efeito quantidade)

| | | Unid. | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | TOTAL |
|--------------------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--------------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -8,5 | -5,6 | -12,9 | -12,8 | -1,6 | -41,5 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -3,6 | -0,3 | 5,6 | 4,9 | 2,1 | 8,8 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -10,8 | -8,6 | -15,3 | -16,0 | -2,1 | -52,9 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -2,7 | 2,0 | 8,4 | 8,4 | 3,0 | 19,2 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -13,1 | -11,6 | -17,7 | -19,1 | -2,6 | -64,2 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -1,8 | 4,4 | 11,2 | 11,9 | 3,9 | 29,6 |

Num segundo cenário, o Auditor estimou o efeito total, calculando as quantidades teóricas a partir da simulação dos preços de mercado de banda secundária que resultariam da ordem de mérito “eficiente” que havia estimado. Porque os preços simulados se revelam consideravelmente inferiores aos preços reais, neste segundo cenário, as centrais CMEC, apesar de fornecerem na simulação de mercado mais banda do que a realmente fornecida, teriam obtido uma margem simulada pelo Auditor inferior à margem real entre 3,1 a 16,1 milhões de euros no período analisado (de 2010 até ao fim do 1.º trimestre de 2014), consoante o nível de prémio de risco que se considere (ou seja, neste caso, não haveria sobrecompensação, e a compensação CMEC *ex-post* deveria ser mais alta do que foi).

A diferença entre o lucro real e o estimado é mais significativa no caso das centrais não CMEC do operador histórico. De facto, com preços e quantidades vendidas de banda secundária mais baixos, os lucros estimados pela auditoria para as centrais não CMEC do operador histórico são entre 46,7 e 118,3 milhões de euros mais baixos que os reais no período analisado (de 2010 até ao fim do 1.º trimestre de 2014), consoante o nível de prémio de risco que se considere.

Neste segundo cenário, o valor entre 46,7 e 118,3 milhões de euros de lucro adicional que a EDP realizou pode refletir uma estratégia de exploração de poder de mercado, englobando tanto a restrição de oferta das centrais CMEC, substituída por centrais não CMEC, como também os *markups* de preço/margens que imputou nos preços de oferta, podendo esta valoração corresponder ao acréscimo de rendas obtidas com o exercício do poder de mercado do agente EDP, em benefício das centrais em mercado. A eventual correção deste acréscimo de rendas é exterior à aplicação do mecanismo de revisibilidade CMEC, já que abarca centrais fora deste regime. A tabela 4 mostra os valores da sobrecompensação apurados anualmente para os três cenários de prémio de risco numa ótica de efeito total.

Tabela 4 – Valor da sobrecompensação apurado no período de 1 janeiro de 2010 a 1 de abril de 2014 (efeito total)

| | | Unid. | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | TOTAL |
|--------------------------------|--------------|-------|------|------|------|------|------|--------------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 3 | 0,7 | -2,2 | -0,1 | 1,8 | 3,1 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 6,6 | 5,7 | 14,2 | 15,7 | 4,6 | 46,7 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 5 | 2 | -1,2 | 1,2 | 2,7 | 9,6 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 15,1 | 14,4 | 21,5 | 24,9 | 6,5 | 82,5 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 7 | 3,3 | -0,2 | 2,5 | 3,6 | 16,1 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 23,7 | 23,2 | 28,9 | 34,1 | 8,4 | 118,3 |

Esta última conclusão parece vir dar suporte económico à decisão de definir um regime de preço máximo (*cap*) para o mercado de banda de regulação secundária, tal como definido no artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Sr. Secretário de Estado da Energia.

5.2 Produto D2: Avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril

Da análise efetuada, e cujo detalhe pode ser consultado no Anexo 2 do presente Parecer, o Auditor concluiu que o mercado comportou-se de forma mais eficiente com a entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014. Numa lógica de potenciar mais eficiência e competitividade no mercado, o Auditor identificou um conjunto de medidas com potencial para melhorar a eficácia do Despacho n.º 4694/2014, nomeadamente:

- Considerar substituir a produção de eletricidade por outro indicador de capacidade de uma unidade de fornecer reserva secundária que considere outros fatores relevantes. Isto poderia ser feito, por exemplo, através de simulações de mercado semelhantes às utilizadas para ajuste dos CMEC que pode continuar a ser utilizada para monitorizar o mercado após o final do CMEC. Contudo, especificar e calibrar um modelo com as capacidades relevantes (seja VALORAGUA ou algum modelo novo) seria uma tarefa complexa;
- Implementar um controlo *ex-ante* de ofertas ao mercado, com base em diretrizes sobre a quantidade e preço que se espera que os agentes ofereçam, em vez de um controlo *ex-post* do preço médio;
- Limitar o controlo de ofertas e preços aos agentes considerados dominantes no mercado, em vez de limitá-lo a todos os agentes. Isto evitará desincentivar a entrada de novos fornecedores de reserva secundária;

- Caso um limite de preço seja retido, o Auditor propõe que seja ajustada esta ligação ao preço do mercado de reserva secundária em Espanha, considerando a diferença do desenho do mercado em ambos os países. Mais uma vez, isto pode ser conseguido utilizando simulações de mercado.

O Auditor optou por analisar a eficácia do Despacho n.º 4694/2014, na aplicação dos mecanismos referidos no artigo 2.º e no artigo 3.º, após a publicação do referido despacho, no período compreendido entre o 2.º trimestre de 2014 e 2015, referindo nas suas conclusões que a evolução dos preços das ofertas e dos resultados do mercado sugerem que o mercado se tornou mais eficiente, justificada pela redução dos preços médios de reserva e das ofertas, convergindo com os preços de reserva secundária em Espanha.

No entender da CA, que emitiu um conjunto de recomendações que foram remetidas ao Auditor em 20 de março de 2016 e cujo detalhe pode ser analisado no Anexo 2 do presente relatório, a análise efetuada não cumpre com um dos requisitos estipulados nas especificações técnicas da auditoria. Contudo, não foi opção do Auditor realizar uma avaliação económica do referido despacho nas distorções de mercado encontradas no período anterior à sua aplicação, de modo a poder avaliar o seu impacto económico no período de análise da auditoria descrito no relatório D1.

5.3 Produto D1 opcional: Avaliação e quantificação de eventual sobrecompensação passada no período de 1 julho de 2007 a 31 de dezembro de 2009

À semelhança da análise efetuada pelo relatório D1, este relatório pretendeu avaliar a existência de eventual sobrecompensação no mercado de banda de regulação secundária nos primeiros anos de funcionamento do mercado referente ao período 2.º semestre de 2007 a 2009. Durante este período de transição para mercado⁷, observou-se a insuficiente oferta de capacidade de reserva secundária para cumprir os requisitos de reserva da REN, tendo a REN conseguido cumprir os seus requisitos de regulação secundária despachando centrais com capacidade de teleregulação fora do mercado de reserva secundária. Estas centrais não receberam qualquer remuneração relativa à disponibilização de capacidade.

O Auditor realizou a sua análise sobre o ano de 2009, justificada pelo facto de a REN ter disponibilizado informação a partir de 1 de janeiro de 2009.

⁷ Durante o período de transição as centrais CMEC foram capazes de fornecer reserva permaneceram diretamente sob o controlo do operador do sistema até à 2ª metade de 2009.

No cenário de efeito quantidade, o Auditor estimou que as centrais CMEC poderiam ter auferido um acréscimo de margem bruta (face ao real) entre 5,1 a 8,7 milhões de euros, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 ou 0 €/MW, acréscimo que corresponderá ao valor da sobrecompensação, referente ao período coberto no relatório D1 opcional, nos termos do n.º 4 do artigo 5º do Despacho n.º 4694/2014. A tabela 5 mostra o valor da sobrecompensação apurado para 2009 nos três cenários de prémio de risco numa ótica de efeito quantidade.

Tabela 5 – Valor da sobrecompensação apurado para 2009 (efeito quantidade)

| | | Unid. | 2009 |
|--------------------------------|--------------|-------|------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -5,1 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -2,9 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -6,9 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -2,4 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | -8,7 |
| | EDP sem CMEC | M€ | -1,9 |

No cenário de efeito total, as centrais CMEC, apesar de fornecerem na simulação de mercado mais banda do que a realmente fornecida, teriam obtido uma margem simulada pelo Auditor inferior à margem real entre 0,8 a 2,6 milhões, consoante o nível de prémio de risco que se considere (ou seja, neste caso, não haveria sobrecompensação, e a compensação CMEC *ex-post* deveria ser mais alta do que foi).

A diferença entre o lucro real e o estimado é mais significativa no caso das centrais não CMEC do operador histórico. De facto, com preços e quantidades vendidas de banda secundária mais baixos, os lucros estimados pela auditoria para as centrais não CMEC do operador histórico são entre 12,9 e 24,9 milhões de euros mais baixos que os reais, consoante o nível de prémio de risco que se considere.

Neste segundo cenário, o valor entre 12,9 e 24,9 milhões de euros de lucro adicional que a EDP realizou pode refletir uma estratégia de exploração de poder de mercado, englobando tanto a restrição de oferta das centrais CMEC, substituída por centrais não CMEC, como também os *markups* de preço / margens que imputou nos preços de oferta, podendo esta valoração corresponder ao acréscimo de rendas obtidas com o exercício do poder de mercado do agente EDP, em benefício das centrais em mercado. A eventual correção deste acréscimo de rendas é exterior à aplicação do mecanismo de revisibilidade CMEC, já que abarca centrais fora deste regime. A tabela 6 mostra o valor da sobrecompensação apurado para 2009 nos três cenários de prémio de risco numa ótica de efeito total.

Tabela 6 – Valor da sobrecompensação apurado para 2009 (efeito total)

| | | Unid. | 2009 |
|-------------------------|--------------|-------|------|
| Prémio de risco 10 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 0,8 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 12,9 |
| Prémio de risco 5 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 1,7 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 18,9 |
| Prémio de risco 0 €/MW | EDP com CMEC | M€ | 2,6 |
| | EDP sem CMEC | M€ | 24,9 |

5.4 Análise da Comissão de Acompanhamento

Face ao relatório final do produto D1, a CA continua a levantar questões que já tinham sido reportadas e debatidas com o Auditor, nomeadamente:

- Quanto à valoração do risco operacional na análise quantitativa: os pressupostos seguidos pelo Auditor em relação aos custos, em particular, em relação aos custos associados a hipotéticos prémios de riscos de operação das centrais hidroelétricas quando oferecem banda secundária, não parecem os mais adequados à realidade do mercado português. Em concreto, entende a CA que a definição de qual o cenário de risco base a considerar (de entre três opções suscitadas pelo Auditor: 10 €/MW, 5 €/MW ou 0 €/MW, deveria apontar para o cenário de prémio de risco nulo (0 €/MW) e não os 10 €/MW proposto pelo Auditor;
- Quanto à eventual existência de desincentivos operacionais mencionados na análise qualitativa: o Auditor identificou potenciais desincentivos à prestação do serviço de banda secundária na regulação dos CMEC, em particular com relação a custos não cobertos pela revisibilidade CMEC, atribuíveis à perda de eficiência dos centros electroprodutores hidroelétricos e ao desgaste acrescido de equipamentos quando prestam o serviço de regulação. No entender da CA, a análise do Auditor no que se refere aos potenciais desincentivos relacionados com a revisibilidade CMEC neste ponto não é completa nem pode ser considerada conclusiva.

A análise do Auditor, no que se refere aos potenciais desincentivos na participação no mercado de serviços de sistema relacionados com a revisibilidade CMEC, não demonstra que os custos com operação e manutenção não eram aceites. Na realidade, contrariamente ao que pressupõe o Auditor, existe uma rubrica dos CMEC, destinada a compensar a empresa pelo desgaste dos equipamentos produtores em toda a gama de produtos e serviços contratualizados nos CAE (teleregulação incluída).

Também não está demonstrada a perda de eficiência associada à prestação do serviço de teleregulação, como o próprio Auditor reconhece⁸. Os eventuais desincentivos apontados pelo Auditor perdem significado quando se demonstra, no relatório D3 (produto D1 opcional), que a REN terá, em regime extraordinário e com elevada frequência, despachado as unidades CMEC fora do mercado de reserva secundária sem qualquer pagamento pela banda utilizada, porque, segundo a REN, os acordos CMEC significaram que não houve qualquer benefício para unidades CMEC relativamente a remuneração por prestação de reserva secundária. Não se conhece evidência que a entidade detentora das centrais CMEC tenha contestado o não pagamento dos custos não cobertos pela revisibilidade CMEC ou o não pagamento da banda utilizada, reforçando dessa forma a tese que os CMEC eram neutros em relação à decisão de participar ou não no mercado de banda secundária.

Consequentemente, e por força da análise conjugada dos vários relatórios da CA, conclui-se que o Auditor continua a incluir alguns pressupostos que, na opinião da CA, não são realistas, prejudicando assim a robustez do relatório e a fiabilidade de algumas das suas conclusões.

Os cálculos demonstrados pelo Auditor sugerem, conforme já indiciado pelo estudo da ERSE e pela recomendação da AdC, que, com a aplicação do cenário “efeito quantidade”, as centrais com CMEC auferiram receitas em mercado inferiores àquelas que teriam auferido com uma operação eficiente, dando assim origem a uma sobrecompensação no auxílio de estado recebido, como consequência da sua atuação.

Já as centrais sem CMEC, tanto no cenário “quantidade” como no cenário “efeito total”, auferiram receitas em mercado superiores àquelas que teriam auferido com uma operação eficiente no mercado de produção, fruto da distorção concorrencial identificada para o período.

Em ambos os cenários (efeito quantidade ou efeito total) a EDP teve globalmente um proveito superior ao que obteria caso tivesse operado as centrais de modo eficiente e competitivo. Este comportamento não eficiente consubstancia uma transferência de receitas e de margem entre as centrais da EDP inseridas no mecanismo de CMEC e as centrais do mesmo produtor inseridas em regime de mercado, assim materializando uma distorção concorrencial no quadro de funcionamento do mercado de prestação do serviço de teleregulação.

⁸ As notas de rodapé 60 a 62 do Relatório D1 a Brattle reconhece que o efeito da oferta de teleregulação na eficiência de centrais hidroelétricas pode depender precisamente da reserva fornecida e que o efeito pode inclusivamente ser positivo, i.e. aumentando a eficiência, e não negativo.

6. Recomendações da Comissão de Acompanhamento

O Despacho n.º 10622/2014 estipula igualmente que cabe à Comissão de Acompanhamento “pronunciar-se e emitir recomendações com base no relatório final da auditoria”. Em face do teor dos relatórios intercalares da auditoria realizado no quadro do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, bem como do relatório final do auditor, e ressalvadas as reservas expressas pela CA quanto aos cenários de prémio de risco e sua fundamentação, entende a CA colocar à consideração o seguinte:

- Manter, até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC, do mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais CMEC, estabelecido nos artigos 2º e 3º do Despacho n.º 4694/2014, por ter ficado comprovado pela auditoria (vide página vi do sumário executivo e capítulo IV. *Assessment of the Effectiveness of the Despacho 4694/2014*, do relatório D2) que este mecanismo funcionou no sentido de ser mais próximo dos preços eficientes modelados (que ocorreriam na base de comportamentos eficientes dos agentes deste mercado);
- Equacionar o envio à Direção Geral de Concorrência da Comissão Europeia dos relatórios da auditoria e do parecer da Comissão de Acompanhamento, no quadro do compromisso de monitorização assumido pelas autoridades nacionais no âmbito do Auxílio estatal N 161/2004 - Custos ociosos em Portugal;
- Equacionar, nos termos do n.º 4 do artigo 5º do Despacho 4694/2014, de 1 de abril, uma devolução no âmbito da revisibilidade CMEC do valor da sobrecompensação estimado pelo Auditor para o período 2009 a 2014, resumido na tabela 1 do presente relatório;
- Remeter para análise, às entidades competentes, AdC, DGEG e, ERSE, os resultados apurados pelo Auditor, nomeadamente, no cenário “efeito total” (vide conclusões, página ix do sumário executivo e capítulo V. *Assessment of the Risk of Over Compensation*, do relatório D1, assim como página 4 do relatório D1 opcional), cuja quantificação estimada se encontra resumida na tabela 2 do presente relatório, relativamente às centrais inseridas em regime de mercado, no sentido de encontrar as formas regulatórias e sancionatórias mais adequadas para tratar as mesmas.

Anexos

ANEXO 1 – Produto D1

Relatório Brattle (versão inglês)

Relatório Brattle (versão português)

Recomendações da CA remetidas no dia 25 de novembro de 2015

Recomendações da CA remetidas no dia 15 de janeiro de 2015

ANEXO 2 – Produto D2

Relatório Brattle (versão inglês)

Relatório Brattle (versão português)

Recomendações da CA remetidas no dia 30 de março de 2016

ANEXO 3 – Produto D1 opcional

Relatório Brattle (versão inglês)

Relatório Brattle (versão português)

Recomendações da CA remetidas no dia 22 de abril de 2016