

DECISÃO

PRC/2016/5

[VERSÃO NÃO CONFIDENCIAL]

VISADA

EDP – GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.

ÍNDICE

I	Do Processo.....	10
I.1	Notícia da infração.....	10
I.1.1	Participação efetuada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.....	10
I.1.2	Recomendação da AdC e Auditoria CMEC.....	11
I.2	Abertura de inquérito.....	14
I.3	Comunicação ao regulador setorial.....	14
I.4	Registo do processo na Rede Europeia da Concorrência.....	14
I.5	Diligências probatórias.....	14
I.6	Decisão do Inquérito.....	15
I.7	Pronúncia da Visada à Nota de Ilícitude.....	16
I.7.1	Pronúncia da Visada quanto a aspetos processuais.....	17
I.7.2	Posição da AdC quanto a aspetos processuais.....	18
I.8	Diligências Complementares de Prova.....	19
I.8.1	Relatório de Diligências Complementares de Prova.....	20
I.8.2	Pronúncia da Visada sobre o Relatório de Diligências Complementares de Prova...20	
I.8.3	Resposta da AdC à Pronúncia da Visada sobre o Relatório de Diligências Complementares de Prova.....	20
I.9	Parecer do Regulador Setorial.....	21
II	Dos Factos.....	22
II.1	Identificação e caracterização da Visada.....	22
II.2	Definição e caracterização do mercado em causa.....	24
II.2.1	Enquadramento – a liberalização do setor elétrico em Portugal.....	24
II.2.2	Dimensão do produto.....	26
II.2.2.1	Os serviços de sistema como mercado autónomo no Setor Elétrico Nacional.....	26
II.2.2.2	Definição e caracterização do mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação.....	29
II.2.2.3	Conclusão relativa à dimensão do produto.....	33
II.2.3	Dimensão geográfica.....	33
II.2.4	Conclusão relativa à definição e caracterização do mercado em causa.....	34
II.2.5	Pronúncia da Visada relativa à definição e caracterização do mercado em causa e respetiva apreciação da AdC.....	35

II.3	Posição da Visada no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental	
		37
II.3.1	Posição da Visada em termos de capacidade instalada de telerregulação	37
II.3.2	Posição da Visada em termos de fornecimento de banda de regulação secundária	42
II.3.3	Conclusões relativas à posição da Visada no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental	43
II.3.4	Pronúncia da Visada relativa à sua posição no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental e respetiva apreciação da AdC	44
II.4	O comportamento da Visada EDP Produção	49
II.4.1	Enquadramento	49
II.4.1.1	A prestação de serviços de sistema no âmbito dos contratos CMEC	49
II.4.1.2	Funcionamento do mercado de banda de regulação secundária	58
II.4.2	Utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção	62
II.4.2.1	Relação entre produção de energia elétrica e fornecimento de telerregulação	65
II.4.2.2	O fornecimento de telerregulação pela EDP Produção: centrais em regime CMEC <i>versus</i> centrais em regime de mercado	71
II.4.3	Os preços e ofertas de venda da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária	86
II.4.3.1	Preço das ofertas de venda no mercado de banda de regulação secundária	86
II.4.3.2	Subparticipação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária	93
II.4.3.3	Comparação dos preços do mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha	100
II.4.4	Os resultados apurados pela Auditoria CMEC	104
II.4.4.1	Da transferência de telerregulação de centrais em regime CMEC para centrais em regime de mercado da EDP Produção	104
II.4.4.2	Da limitação da oferta total de banda de regulação secundária da EDP Produção	106
II.4.4.3	Da relação entre preços e custos de oferta do serviço de banda de regulação secundária	107
II.4.5	Conclusões relativas ao comportamento da EDP Produção	111
II.5	O impacto da restrição de utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção	113
II.5.1	Impacto nas quantidades totais contratadas no mercado e na qualidade da banda de regulação secundária	113
II.5.1.1	Procura não servida em mercado em 2008 e 2009	113
II.5.1.2	Qualidade da banda de regulação secundária	114
II.5.2	Impacto da restrição da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção segundo a regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril	114
II.5.2.1	Simulação das receitas de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC	115
II.5.2.2	Simulação dos custos de oportunidade das centrais em regime CMEC	119
II.5.3	Os resultados apurados pela Auditoria CMEC	123
II.5.3.1	Efeito quantidade – Quantidades estimadas e Preços reais	123

II.5.3.2	Efeito total – Quantidades e Preços estimados.....	125
II.5.4	Conclusões relativas ao impacto da restrição de utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção	127
II.6	Justificação da Visada para a conduta adotada e respetiva apreciação da AdC	130
II.6.1	O 1.º Estudo <i>Compass</i> de abril de 2018.....	130
II.6.1.1	Síntese das alegações do Consultor.....	131
II.6.1.2	Refutação das alegações do Consultor.....	132
II.6.1.3	Apreciação crítica de argumentos específicos do Consultor	142
II.6.1.4	Conclusão relativa ao 1.º Estudo <i>Compass</i>	154
II.6.2	Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude	155
II.6.2.1	Pronúncia da Visada quanto ao comportamento e respetiva apreciação da AdC ..	155
II.6.2.2	Pronúncia da Visada quanto à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto e respetiva apreciação da AdC	176
II.6.3	Conclusão relativa à justificação da Visada para a conduta adotada.....	185
II.7	Conclusões da matéria de facto.....	186
II.7.1	Conduta da Visada relativamente à limitação da oferta	188
II.7.2	Conduta da Visada relativamente a preços	189
II.7.3	Impacto nos consumidores.....	191
II.7.4	Estratégia da Visada.....	191
III	Do Direito	193
III.1	Apreciação jurídica e económica do comportamento da Visada	193
III.1.1	Regime jurídico da concorrência aplicável	193
III.1.1.1	Enquadramento	193
III.1.1.2	Regime substantivo.....	193
III.1.1.3	Regime processual	195
III.1.2	Tipo objetivo da infração	196
III.1.2.1	Qualidade de empresa.....	196
III.1.2.2	Mercados relevantes	197
III.1.2.3	Posição dominante da Visada	201
III.1.2.4	O abuso de posição dominante da Visada.....	202
III.1.2.5	Ausência de justificação objetiva.....	216
III.1.2.6	Suscetibilidade de afetação do comércio entre Estados-Membros da União Europeia	218
III.1.2.7	Conclusão quanto ao tipo objetivo da infração.....	220
III.1.3	Tipo subjetivo de ilícito	221
III.1.3.1	Ilícitude	221
III.1.3.2	Culpa	229
III.1.3.3	Punibilidade	242
III.1.4	Execução temporal e natureza permanente da infração	242
III.2	Determinação das sanções	243
III.2.1	Prevenção geral e prevenção especial.....	243
III.2.2	Medida legal e determinação concreta da coima	244
III.2.2.1	Medida legal das coimas aplicáveis	244

III.2.2.2	Critérios para a determinação da medida concreta da coima	244
III.2.3	Sanções acessórias aplicáveis	248
IV	Conclusão	248
V	Decisão.....	249

SUMÁRIO EXECUTIVO

A Autoridade da Concorrência detetou um comportamento da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária do Sistema Elétrico Nacional (SEN) em Portugal Continental, traduzido na limitação da oferta de capacidade de telerregulação das centrais que beneficiam de compensações públicas no quadro dos denominados “*Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual*” (CMEC). Esta conduta verificou-se entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 e resultou no aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária, bem como no aumento das compensações pagas à EDP Produção no âmbito do regime CMEC.

Como demonstrado na presente Decisão, tal comportamento da EDP Produção consubstanciou um abuso de posição dominante de exploração, traduzido na restrição de oferta de capacidade tendente ao aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária do SEN em Portugal Continental, em detrimento dos consumidores, proibido pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei da Concorrência e pelo artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

Com o processo de liberalização do setor elétrico em Portugal e o arranque do mercado ibérico grossista de eletricidade (MIBEL), em julho de 2007, houve a necessidade de cessar antecipadamente vários contratos de aquisição de energia (CAE), que eram incompatíveis com as regras de mercado. Para acautelar esta circunstância e compensar os operadores (na prática, apenas a EDP Produção) pela cessação antecipada dos CAE, o regime CMEC foi regulamentado em 2004, tendo por objetivo garantir a cada central o nível de rendimentos expectável se o respetivo CAE não tivesse sido revogado antecipadamente, em acréscimo às respetivas receitas no mercado. Cada central recebe, assim, compensações públicas equivalentes a essa diferença de receitas, sendo tais compensações financiadas pelos consumidores nacionais de eletricidade (através da parcela “Custos de Interesse Económico Geral” na fatura de eletricidade).

As compensações ao abrigo do regime CMEC referem-se à globalidade da energia vendida por cada central, incluindo, a par da produção e oferta grossista de energia elétrica, também a prestação de serviços de sistema, os quais visam corrigir desequilíbrios entre a produção/oferta e o consumo/procura de energia elétrica. No entanto, ao contrário do que se verifica no mercado da produção, o modelo que serve de base à compensação não prevê qualquer referencial de otimização para os serviços de sistema.

Para corrigir os referidos desequilíbrios no SEN, o Gestor Global do Sistema (a REN) mobiliza, sucessivamente e conforme a necessidade, os serviços de reserva de regulação primária, secundária e terciária. O mercado em análise no presente processo é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental, segmento dos serviços de sistema de participação voluntária e que procura corrigir desequilíbrios entre produção e consumo de energia elétrica: nomeadamente quando a procura excede a energia contratada e a reserva de regulação primária é insuficiente, é necessário disponibilizar a banda de regulação secundária para fazer face à maior procura. Este mercado tem uma procura totalmente rígida, já que as necessidades do comprador único (REN) têm de ser satisfeitas independentemente do preço.

A EDP Produção tem uma posição dominante no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, marcando o preço na esmagadora maioria dos leilões para a contratação do serviço de telerregulação. Com um portfólio que compreende quer centrais que beneficiam do regime CMEC, quer centrais sujeitas ao normal regime de mercado, entre 2007 e 2016, a EDP Produção foi o principal fornecedor do mercado de banda de regulação secundária e também o principal operador em termos de capacidade habilitada a telerregular, com quotas, regra geral, superiores a 80%. Esta posição,

conjugada com a rigidez da procura, confere à EDP Produção a capacidade de prever e influenciar a formação do preço, minimizando a incerteza e o risco associados a estratégias de restrição da oferta de capacidade.

Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção utilizou o seu poder de mercado, tendo desenvolvido uma estratégia de limitação da 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 de 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 banda de regulação secundária em 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 nos 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 EDP Produção começou a alterar a sua conduta na sequência de uma Recomendação da AdC, de novembro de 2013, ao Secretário de Estado da Energia. Fazendo eco do Estudo da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), de março de 2013, que havia identificado eventuais práticas anticoncorrenciais no mercado de banda de regulação secundária e interpretado o comportamento da EDP Produção como uma atuação em uso do poder de mercado, a Recomendação da AdC salientou a necessidade de rever o regime CMEC e a importância de realizar uma auditoria independente para avaliar eventuais riscos de sobrecompensação relacionados com o comportamento da EDP Produção. Em conformidade, através do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, o Secretário de Estado da Energia determinou a realização de uma auditoria independente, da qual resultou a introdução de uma regra de proporcionalidade incitando uma maior utilização das centrais CMEC na prestação do serviço de telerregulação e a aplicação de um limite administrativo máximo de preços no fornecimento de banda de regulação secundária em Portugal, tendo por base o preço do serviço equivalente em Espanha.

A auditoria independente desenvolvida pela *The Brattle Group*, entre agosto de 2015 e junho de 2016, levada a cabo na sequência do referido Despacho n.º 4694/2014, corroborou a verificação de uma restrição da oferta de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC, bem como o respetivo efeito de aumento de preços.

No âmbito do presente processo contraordenacional, a EDP Produção apresentou justificações para o comportamento observado. A análise desenvolvida pela AdC permitiu, porém, afastar as diversas justificações alegadas pela Visada.

A este propósito refira-se, em particular, de entre os diversos elementos da investigação, o padrão de participação no mercado de uma central (Picote) onde, durante determinado período de tempo, coexistiram grupos com o regime CMEC e grupos sem CMEC: a análise deste padrão permitiu afastar a alegação de que as condições hidrológicas, tecnológicas ou de eficiência estariam na base do fornecimento de telerregulação das centrais CMEC verificado.

Adicionalmente, a Visada alegou que do modelo utilizado para determinar o valor das compensações resultavam perdas associadas à participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária. Estas alegações foram consideradas infundadas pela AdC por carecerem de sustentação económica.

A conduta descrita da EDP Produção consubstancia, assim, um abuso de posição dominante à luz da lei, da prática e da jurisprudência jusconcorrenciais. A Visada serviu-se da sua especial posição de domínio no mercado de banda 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.

DECISÃO
PRC/2016/5

A Autoridade da Concorrência,

Considerando as competências que lhe são atribuídas pelo disposto no artigo 5.º, alínea a), e no artigo 6.º, n.º 2, alínea a), ambos dos Estatutos da Autoridade da Concorrência, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 125/2014, de 18 de agosto (doravante “Estatutos”);

Considerando o disposto na Lei n.º 19/2012, de 8 de maio, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 23/2018, de 5 de junho (doravante, “Lei n.º 19/2012”, “Lei da Concorrência” ou “LdC”) e as regras de concorrência do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (“TFUE”)¹;

Considerando a instauração do processo de contraordenação registado sob o n.º PRC/2016/5, por decisão do conselho de administração da Autoridade da Concorrência (doravante, “AdC” ou “Autoridade”, de 8 de setembro de 2016, em que é Visada

EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., com o número único de pessoa coletiva 503293695, com sede na Avenida 24 de Julho, n.º 12, 1249-300 Lisboa (doravante, “**EDP Produção**”);

Considerando a Nota de Ilícitude deduzida no processo, por decisão do conselho de administração da AdC, de 3 de setembro de 2016 (doravante, “Nota de Ilícitude”), bem como a pronúncia escrita da Visada sobre a Nota de Ilícitude e as diligências complementares de prova realizadas;

Tem a ponderar os seguintes elementos de facto e de direito:

¹ Publicado no Jornal Oficial da União Europeia (JO) de 26 de outubro de 2012, C 326, p. 0001 – 0390.

I Do Processo

I.1 Notícia da infração

I.1.1 Participação efetuada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

1. Em 13 de março de 2013, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) dirigiu à Autoridade da Concorrência (AdC) um ofício², acompanhado de um Estudo³, no qual se analisa a evolução e a formação de preços no mercado de serviços de sistema⁴ do setor elétrico nacional, tendo como objetivo suscitar à AdC a análise e a identificação de eventuais práticas que configurem incumprimentos do quadro jurídico da concorrência.
2. O Estudo da ERSE debruça-se, entre outros aspetos, sobre as ofertas do Grupo EDP, em particular da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (EDP Produção), que, à data, detinha 74% da potência instalada das unidades com capacidade de telerregulação, e sobre os preços de mercado, com maior incidência sobre o mercado de banda de regulação secundária⁵.
3. A ERSE interpreta o comportamento da EDP Produção na definição, gestão e implementação das respetivas ofertas como o de uma *“atuação em uso do poder de mercado”*, e o comportamento dos restantes agentes no mercado [REN Trading, S.A. (REN Trading), Endesa S.A. (Endesa) e Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda. (Iberdrola)] como o de meros *“price takers”*⁶.
4. Perante uma relativa estabilidade da procura de banda de regulação secundária, de 2011 para 2012, nota o regulador a verificação de um aumento de cerca de 56% na oferta global de banda, no mesmo período de tempo. Contudo, em vez da diminuição de preços, que seria de esperar numa situação em que a oferta aumenta e a procura se mantém estável, o preço da banda de regulação secundária aumentara cerca de 68% entre 2011 e 2012⁷, uma evolução que a ERSE caracteriza como *“contraditória com o racional económico de um mercado competitivo”*⁸.

² Vide o ofício da ERSE com registo n.º E-AdC/2013/170, de 13 de março de 2013 (fls. 602-613).

³ ERSE, “Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012”, março de 2013 (fls. 602-613). O estudo foi igualmente remetido pela ERSE ao Governo.

⁴ Como melhor explicado *infra*, os serviços de sistema são um complemento aos mercados de energia elétrica e configuram uma garantia necessária ao bom funcionamento do sistema elétrico, assegurando o equilíbrio em tempo real entre a procura e a oferta.

⁵ Como melhor explicado *infra*, o mercado de banda de regulação secundária (também designado apenas por mercado de banda secundária ou por telerregulação) é uma das componentes do mercado de serviços de sistema, sendo as respetivas necessidades contratadas pela REN — Redes Energéticas Nacionais S.A. (REN), na sua função de Gestor Global de Sistema (GGS), e constituindo um custo fixo do sistema elétrico (isto é, sendo pago por todo o consumo), já que se entende tratar-se de um serviço prestado à globalidade do sistema. A oferta neste mercado corresponde à disponibilização de capacidade por parte dos centros eletroprodutores para efetuarem a modulação, em tempo real, de desencontros entre a energia produzida e a energia consumida.

⁶ Por *“price takers”* entendem-se as empresas que não têm capacidade de influenciar o preço final de um dado produto/serviço, atenta a reduzida quota que detêm no respetivo mercado.

⁷ A ERSE faz notar que, face a 2011, o preço médio grossista da energia (preço base e acertos) em 2012 registou uma redução de 3,5%, fruto das condições conjunturais do mercado e que, em sentido oposto, o custo de serviços de sistema cresceu cerca de 7,9%. De entre todas as componentes dos serviços de sistema, a única parcela que teve um aumento de preço foi o custo unitário médio da banda de regulação secundária, que subiu 68%.

⁸ Nas palavras da ERSE: *“a evolução [do mercado de banda de regulação secundária] no triénio 2010-2012 explicita um aumento da oferta residual da banda de regulação secundária, a par de uma relativa manutenção dos valores de necessidades de banda do sistema e de um aumento do preço de fecho do mercado respetivo. Esta evolução conjunta é contraditória com o racional*

5. A ERSE observa ainda um aumento muito significativo dos valores médios das ofertas da EDP Produção, entre 2011 e 2012, no mercado de banda de regulação secundária. Em 2012, a EDP Produção solicitou, em média, 123,10 €/MW, enquanto os concorrentes solicitaram valores entre os 18,20 €/MW (Endesa) e os 49,80 €/MW (Iberdrola), sendo que *“numa observação mensal, os bids médios ofertados pela EDP foram sistematicamente e recorrentemente superiores aos dos seus competidores diretos neste mercado”*.
6. De acordo com o Estudo da ERSE, a EDP Produção recebeu a receita unitária mais elevada de todos os operadores em 2012 (48,59 €/MW, contra 44,04 €/MW para a REN Trading e 42,50 €/MW para a Endesa e Iberdrola), mesmo que às custas de perda de quota de mercado (69% em 2012 contra 80% em 2011). Ainda assim, o aumento de preço fez com que a receita total da EDP neste mercado subisse de 55 milhões de Euros em 2011 para 82 milhões de Euros em 2012.
7. Segundo a ERSE, o exposto *“traduziu-se para o sistema elétrico num aumento de custos a repercutir pelo consumo de 44,78 milhões de euros (diferença entre as receitas totais obtidas em 2012 no valor de 115,33 milhões de euros e as receitas totais obtidas em 2011 no valor de 70,55 milhões de euros), traduzindo-se num aumento do encargo a repercutir proporcionalmente por todo o consumo no valor de 63%.”*⁹.
8. Em consequência, a ERSE caracteriza o comportamento da EDP Produção subjacente às respetivas estratégias de oferta de preço no mercado de banda de regulação secundária como um comportamento potencialmente restritivo da concorrência.

I.1.2 Recomendação da AdC e Auditoria CMEC

9. Em resultado da análise efetuada à matéria objeto da participação da ERSE — que a AdC já vinha, aliás, a acompanhar em sede de supervisão —, em 22 de abril de 2013 foi enviado ao regulador setorial um projeto de recomendação da AdC ao Governo relativo ao regime de auxílios denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)^{10,11}.
10. Em síntese, nesse projeto de recomendação — que a AdC¹² veio a convolar em Recomendação efetiva, sem alterações significativas, em 25 de novembro de 2013¹³ — era salientado que se impunha uma revisão do regime dos CMEC, por se entender que o mesmo implicava riscos de

económico de um mercado competitivo, o que, de resto, é notório quando se observa a evolução das estratégias de oferta de preço seguidas pelo agente incumbente [EDP Produção] e pelos agentes seguidores [demais operadores]”.

⁹ ERSE, “Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012”, março de 2013 (fls. 602-613), p. 14.

¹⁰ Vide o ofício da AdC com registo n.º S.GAM/2013/12, de 22 de abril de 2013.

¹¹ Como melhor explicado *infra*, o regime dos CMEC pode ser caracterizado como o conjunto de medidas compensatórias para as centrais produtoras de eletricidade com Contratos de Aquisição de Energia (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 Ibérico da Eletricidade. O regime dos CMEC tem 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.

¹² Nos termos e para efeitos dos artigos 6.º, n.º 1, alíneas a), b), c) e f), 7.º, n.º 4, alínea b), e 17.º, n.º 1, alínea e), dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, e do artigo 65.º, n.º 2, da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio (Lei da Concorrência).

¹³ Vide Autoridade da Concorrência, “Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)”, de 25 de novembro de 2013. Disponível em:

http://www.concorrancia.pt/vPT/Estudos_e_Publicacoes/Recomendacoes_e_Pareceres/Documents/Recomendacao_2013_01.pdf, acedida em 26.08.2019.

sobrecompensação no Auxílio de Estado¹⁴ atribuído à EDP Produção por rescisão antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e previamente aprovado pela Comissão Europeia¹⁵.

11. A AdC recomendava ainda a realização de uma auditoria independente, com vista a avaliar os mencionados riscos de sobrecompensação e a apurar os auxílios concedidos no passado em excesso por comparação com aqueles que teriam sido concedíveis na base de comportamentos eficientes da empresa.
12. Sem prejuízo do teor do projeto de recomendação (e, *a posteriori*, da Recomendação), no ofício dirigido pela AdC à ERSE foi explicitamente referido que aquela seria independente da eventual avaliação jusconcorrencial, no quadro do regime sancionatório da Lei n.º 19/2012, dos comportamentos da EDP Produção objeto de participação pelo regulador. De facto, na Recomendação da AdC afirma-se que as falhas identificadas no regime de auxílios de Estado não justificam a totalidade dos comportamentos identificados da EDP Produção, que poderiam merecer análise autónoma em sede de eventuais práticas restritivas da concorrência.
13. A ERSE, em 28 de maio de 2013, enviou o seu parecer sobre o projeto de recomendação da AdC¹⁶, manifestando a sua concordância com o mesmo, considerando a Recomendação oportuna *“para garantir a salvaguarda para futuro da aplicação equilibrada da revisibilidade inscrita no regime dos CMEC”*, mas reiterando, também, que entende que a alteração do regime legal dos CMEC deve acontecer *“sem prejuízo de uma atuação em sede de aplicação da lei da concorrência que reponha os resultados de uma concorrência eficiente no mercado de serviços de sistema que foi obviada por via de conduta dos agentes já anteriormente referenciada pela ERSE”*.
14. Considerava a ERSE que deviam ser investigadas práticas suscetíveis de consubstanciar uma conduta contrária à Lei da Concorrência e que *“cobrem a maioria, se não mesmo a totalidade dos factos mencionados como fundamentação para o projeto de recomendação ao Governo”*. Mais entende o regulador que *“a determinação de auxílios já concedidos em excesso dos que ocorreriam na base de comportamentos eficientes é [...] melhor enquadrável na análise de conduta concorrencial dos centros electroprodutores”* e que será essa a forma *“juridicamente mais eficaz de garantir a salvaguarda dos interesses dos consumidores relativamente aos custos já ocorridos”*.
15. Na sequência da participação da ERSE e da Recomendação da AdC relativa aos CMEC em 2013, o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia¹⁷ determinou a adoção de um conjunto de medidas, com vista a corrigir os problemas identificados pela ERSE e pela AdC no mercado de banda de regulação secundária.

¹⁴ Nos termos referidos na Recomendação da AdC, os CMEC foram qualificados como um Auxílio de Estado nos termos do artigo 87.º, n.º 1, do Tratado CE (atual artigo 107.º, n.º 1, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia), compatíveis com a derrogação prevista no então artigo 87º, n.º 3, alínea c), do Tratado CE, à luz da Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligadas a custos ociosos.

¹⁵ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 22 de setembro de 2004, Auxílio estatal N 161/2004. Disponível em: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/133626/133626_497675_48_2.pdf

¹⁶ Vide o ofício da ERSE com registo n.º E-GAM/2013/32, de 28 de maio de 2013.

¹⁷ Vide o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril de 2014, do Secretário de Estado da Energia do XX Governo Constitucional (Despacho n.º 4694/2014). Disponível em:

http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/sistema/Documents/Desp_4694_2014_Procedimento_centrais_CMEC.pdf

16. O Despacho n.º 4694/2014 mandatou, ainda, a REN para a realização de uma auditoria¹⁸, tendo por objetivos: (i) 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 de concorrência nesse mercado, à luz do quadro jurídico em vigor; e (ii) avaliar a eficácia das medidas consagradas no Despacho n.º 4694/2014 na correção das distorções da concorrência identificadas na prestação de serviços de sistema.
17. Mais tarde, em 18 de agosto de 2014, o Governo determinou, por novo Despacho (n.º 10622/2014)¹⁹, que se constituísse uma comissão²⁰ que acompanhasse quer a fase de preparação, quer a fase de execução da auditoria, de forma a garantir que os objetivos definidos no Despacho n.º 4694/2014 fossem alcançados. À Comissão de Acompanhamento (“CA”) caberia, entre outras tarefas, “pronunciar-se e emitir recomendações com base no relatório final da auditoria”.
18. Mediante procedimento concursal promovido pela REN, a consultora internacional *The Brattle Group* (doravante “*Brattle*” ou “Auditor”) foi selecionada pela CA para a realização da auditoria ao risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC (doravante “Auditoria CMEC” ou “Auditoria *Brattle*”).
19. A auditoria foi realizada entre agosto de 2015 e junho de 2016, tendo da mesma resultado três relatórios: D1, de 29 de janeiro de 2016²¹; D2, de 11 de abril de 2016²²; e D3, de 8 de junho de 2016²³. Em 15 de julho do mesmo ano, foi concluído e apresentado o parecer da CA²⁴.

¹⁸ Vide o artigo 5.º do Despacho n.º 4694/2014.

¹⁹ Vide o Despacho n.º 10622/2014, de 18 de agosto de 2014, do Secretário de Estado da Energia do XX Governo Constitucional (Despacho n.º 10622/2014).

²⁰ Comissão composta por cinco membros, integrando dois representantes da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), um da ERSE, um da AdC e um da comissão de auditoria da REN (CAREN).

²¹ Disponível em:

[http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d56735958544473334a7062334d765530566a4a54497752584e30595752764a5449775257356c636d6470595355794d43306c4d6a42535255347656454a48583046315a476c304a54497755325679646d6c6a5a584e6655484a7062575670636d386c4d6a42535a5778686447397961573966526d6c755957776c4d6a416f646a497058314276636e52315a33566c633256664d6a41784e6c38774d5638794f5335775a47593d&fich=TBG_Audit+Services_Primeiro+Relatorio_Final+\(v2\)_Portuguese_2016_01_29.pdf&Inline=true](http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d56735958544473334a7062334d765530566a4a54497752584e30595752764a5449775257356c636d6470595355794d43306c4d6a42535255347656454a48583046315a476c304a54497755325679646d6c6a5a584e6655484a7062575670636d386c4d6a42535a5778686447397961573966526d6c755957776c4d6a416f646a497058314276636e52315a33566c633256664d6a41784e6c38774d5638794f5335775a47593d&fich=TBG_Audit+Services_Primeiro+Relatorio_Final+(v2)_Portuguese_2016_01_29.pdf&Inline=true),
accedida em 26.08.2019.

²² Disponível em:

http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d56735958544473334a7062334d765530566a4a54497752584e30595752764a5449775257356c636d6470595355794d43306c4d6a42535255347656454a48583046315a476c304a54497755325679646d6c6a5a584e665532566e6457356b627955794d464a6c6247463062334a706231394761573568624355794d46395162334a30645764315a584e6c587a49774d545a664d4452664d5445756347526d&fich=TBG_Audit+Services_Segundo+Relatorio_Final+Portuguese_2016_04_11.pdf&Inline=true,
accedida em 26.08.2019.

²³ Disponível em:

http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d56735958544473334a7062334d765530566a4a54497752584e30595752764a5449775257356c636d6470595355794d43306c4d6a42535255347656454a48583046315a476c304a54497755325679646d6c6a5a584e665647567959325670636d386c4d6a42535a5778686447397961573966526d6c755957776c4d6a4266554739796448566e6457567a5a5638794d444532587a4132587a41344c6e426b5a673d3d&fich=TBG_Audit+Services_Terceiro+Relatorio_Final+Portuguese_2016_06_08.pdf&Inline=true,
accedida em 26.08.2019.

²⁴ Disponível em:

<http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d5673595854>

20. Quer nos relatórios da Auditoria *Brattle*, quer no parecer da CA se alude, a par da identificação de problemas de índole regulatória e de índole contratual, à eventual ocorrência de distorções concorrenciais no quadro do funcionamento do mercado de banda de regulação secundária.

I.2 Abertura de inquérito

21. Analisada a notícia da infração, incluindo todos os desenvolvimentos subsequentes à participação da ERSE, o Conselho de Administração da AdC decidiu, em 8 de setembro de 2016, proceder à abertura de inquérito no âmbito de um processo de contraordenação, nos termos do artigo 7.º, n.º 2, do artigo 8.º, n.º 1, e do artigo 17.º, n.º 1, da LdC contra a Visada EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (fls. 2-7).
22. O ilícito indiciado diz respeito a um eventual abuso de posição dominante, proibido pelo artigo 11.º da LdC e pelo artigo 102.º do TFUE.

I.3 Comunicação ao regulador setorial

23. Em 15 de novembro de 2016, a AdC procedeu à comunicação prevista no artigo 35.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, dando conhecimento à ERSE dos factos constantes do processo, para que se pronunciasse (fls. 264-265).
24. Em 15 de dezembro de 2016, a ERSE submeteu à AdC a sua pronúncia (fls. 289-291), reiterando o entendimento manifestado em 2013 relativamente à factualidade em causa, reconhecendo os resultados da auditoria e instando a AdC a investigar o comportamento da EDP Produção não apenas quanto aos *“centros eletroprodutores inseridos no regime de CMEC, mas igualmente aquele que foi o comportamento dos centros eletroprodutores em regime de mercado, dado o efeito conjugado que resultou para a entidade visada pela investigação pelo conjunto de factualidades que a auditoria comprovou”*.

I.4 Registo do processo na Rede Europeia da Concorrência

25. Podendo estar em causa uma conduta também proibida pelo artigo 102.º do TFUE, o processo foi registado na Rede Europeia da Concorrência em 5 de dezembro de 2016.

I.5 Diligências probatórias

26. Com vista ao apuramento dos factos no âmbito do inquérito, nos termos do artigo 17.º, n.º 2, da Lei n.º 19/2012, a AdC realizou as diligências probatórias que se descrevem de seguida.
27. Em 17 de novembro de 2016, a AdC dirigiu pedidos de elementos à Visada EDP Produção, bem como à REN (fls. 266-272 e 273-279, respetivamente).
28. O grupo REN respondeu ao pedido de elementos da AdC em 3 de janeiro de 2017 (fls. 292-294). Por seu lado, a EDP Produção respondeu parcialmente em 4 de janeiro de 2017 (fls. 295-409), tendo – após pedidos de prorrogação do respetivo prazo de resposta, submetidos em 5 e 9 de dezembro de 2016 (fls. 280-281 e 284-285), nos termos em que foram parcialmente deferidos

- pela AdC (fls. 282-283 e 286-287) – completado a sua resposta em 1 de fevereiro de 2017 (fls. 410-441).²⁵ A EDP Produção submeteu, ainda, em 10 de março de 2017, um documento contendo elementos suplementares (fls. 442-443).
29. Em 11 de janeiro de 2018, a AdC endereçou pedidos de elementos adicionais à Visada, EDP Produção, e ao grupo REN (fls. 450-456 e 457-463, respetivamente).
 30. Ambas as empresas submeteram os elementos adicionais requeridos pela AdC em 1 de fevereiro de 2018 (resposta do grupo REN: fls. 464-471; resposta da EDP Produção: fls. 472-486). A Visada complementou a sua resposta em 13 de abril de 2018 (fls. 489-531).
 31. A EDP Produção recebeu pedidos de esclarecimentos adicionais em 24 de abril (fls. 532-536) e 7 de maio de 2018 (fls. 537-542), aos quais respondeu, respetivamente, em 8 (fls. 544-546)²⁶ e 14 de maio de 2018 (fls. 547-549).
 32. Por sua iniciativa, em 23 de maio de 2018, a Visada juntou ao processo, como elemento adicional de prova, um relatório económico desenvolvido pela FTI – *Compass Lexecon Energy, Assessment of EDP's behaviour concerning its participation in the ancillary services market* (fls. 550-589).
 33. A AdC endereçou um último pedido de esclarecimentos à Visada em 30 de maio de 2018 (fls. 614-617), o qual foi respondido em 15 de junho de 2018 (fls. 633-637).
 34. Um novo pedido de elementos foi dirigido à REN em 4 de junho de 2018 (fls. 618-624). No seguimento de pedido de prorrogação do prazo de resposta (fls. 627-631), que mereceu a aprovação da AdC (fls. 632), a REN respondeu em 21 de junho de 2018 (fls. 638-649).
 35. Por ter entendido que a resposta enviada pela REN ao pedido de elementos de 4 de junho de 2018 carecia de esclarecimentos adicionais, a AdC dirigiu um último pedido de elementos a esta entidade em 26 de julho de 2018 (fls. 679-681). A resposta da REN foi remetida no dia 1 de agosto de 2018 (fls. 689-690).

I.6 Decisão do Inquérito

36. No seguimento de todas as diligências probatórias promovidas, a análise da AdC permitiu concluir pela existência de indícios relevantes de exploração abusiva, pela EDP Produção, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, da respetiva posição dominante no mercado de banda de regulação secundária (serviço de telerregulação) em Portugal Continental, de forma a auferir vantagens que não poderia obter numa situação de concorrência praticável e suficientemente efetiva, com prejuízo para o sistema elétrico nacional e para os consumidores nacionais.
37. Em conformidade, no dia 3 de setembro de 2018, a AdC adotou uma Nota de Ilícitude contra a EDP Produção, por abuso de posição dominante no mercado de banda de regulação secundária (serviço de telerregulação) em Portugal Continental (fls. 722-897).
38. A Decisão do Inquérito – Nota de Ilícitude foi notificada à EDP Produção no dia 3 de setembro de 2018 (fls. 898-902), tendo sido indicado um prazo de 30 (trinta) dias úteis, contados da notificação, para a Visada exercer os respetivos direitos de audição e defesa.

²⁵ Posteriormente, na sua resposta de 15 de junho de 2018, a EDP Produção corrigiu as indicações dadas relativamente aos respetivos volumes de negócios (fls. 633-637).

²⁶ Posteriormente, na sua resposta de 15 de junho de 2018, a EDP Produção corrigiu a informação prestada à AdC em 8 de maio (fls. 633-637).

I.7 Pronúncia da Visada à Nota de Ilícitude

39. No seguimento de pedidos de prorrogação do prazo de pronúncia, submetidos pela EDP Produção em 6 e 17 de setembro de 2018 (fls. 904 e 910-913, respetivamente), a AdC acedeu a estender o prazo de pronúncia por mais 30 dias úteis, para um total de 60 dias úteis contados da notificação da Nota de Ilícitude (fls. 914-917).
40. A EDP Produção submeteu a sua Pronúncia à Nota de Ilícitude em 29 de novembro de 2018 (fls. 918-1134)²⁷.
41. Em síntese, a Visada alega que *“é integralmente falso que a EDP Produção tenha definido e implementado qualquer estratégia de restrição da capacidade de telerregulação disponibilizada ao mercado”*²⁸.
42. Segundo a Visada, se *“tivesse enveredado por essa via, então não teria, por exemplo, ofertado no mercado para a prestação de reserva terciária, e certamente não teria investido para assegurar que as suas centrais de mercado estavam equipadas para telerregular (ou evitaria efetuar adequada manutenção dos equipamentos, induzindo indisponibilidade)”*²⁹. Continua a Visada que *“[s]e o segmento em que a EDP Produção recorreu mais às centrais em mercado do que às centrais CMEC foi apenas o da reserva de regulação secundária, então é evidente que o fez única e exclusivamente para não alargar as perdas decorrentes das insuficiências do modelo VALORÁGUA”*³⁰.
43. Nota a Visada que *“em alternativa à prestação de banda secundária, as centrais CMEC tiveram uma participação particularmente intensa no serviço de regulação terciária ao longo do período coberto pela acusação, tendo as receitas obtidas na prestação deste serviço revertido integralmente, na revisibilidade, em benefício dos consumidores”*³¹.
44. Mais concretiza a Visada que *“as perdas efetivas da EDP Produção, entre [janeiro de] 2009 e [dezembro de] 2013, foram de € [10-20] milhões”*³², estimando que *“se tivesse aumentado as ofertas de telerregulação pelas centrais CMEC nos moldes avançados pela AdC, essa perda poderia atingir um valor de até € [20-30] milhões”*³³.
45. A Visada contesta a definição do mercado proposta pela AdC, em particular com base na *“estreita interceção de mercados”*³⁴ do Sistema Elétrico Nacional, invocando *“condicionalismos técnicos e económicos”* que desta alegadamente decorreriam para justificar os comportamentos da EDP Produção³⁵.

²⁷ A Pronúncia à Nota de Ilícitude compreende, além de uma exposição de 236 páginas, seis anexos: Anexo 1 – Parecer económico de Álvaro Nascimento, *“Regulação Secundária de Energia Elétrica em Portugal – desenho do mercado, regulação, concorrência e estrutura de incentivos para a EDP Produção”*; Anexo 2 – 2.º Estudo da Compass Lexecon, *“Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência”*; Anexo 3 – Apresentação da EDP Produção à ERSE, de 10 de setembro de 2013; Anexo 4 – Proposta e apresentação da EDP Produção à Secretaria de Estado da Energia, de 19 de setembro de 2013; Anexo 5 – Pressupostos da simulação e réplica das revisibilidades de 2010 e 2012; Anexo 6 – Missiva dirigida pela EDP Produção à REN, de 13 de novembro de 2008.

²⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 70.

²⁹ *Idem.*

³⁰ *Idem.*

³¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 71.

³² Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 77.

³³ *Idem.*

³⁴ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 153.

³⁵ *Idem.*

46. Por outro lado, a Visada quanto à sua posição no mercado em causa, sustenta, nomeadamente, que *“não é possível afirmar que existia um mercado de banda secundária em Portugal pelo menos até ao último trimestre de 2009”*³⁶ e que *“as unidades concorrentes da EDP Produção tinham capacidade suficiente e até excedentária para satisfazer a integralidade da procura colocada pela REN”*³⁷.
47. Já relativamente aos preços, o entendimento da Visada é o de que *“os preços da banda de regulação secundária foram perfeitamente razoáveis e que não houve qualquer desvio entre custos e preços”*³⁸.
48. Neste contexto, cumpre referir que a AdC responderá às alegações produzidas pela Visada na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude nos capítulos próprios da presente Decisão relativos a cada matéria (em particular, nos capítulos II.2.5, II.3.4, II.6, III.1.2.4, III.1.3.1 e III.1.3.2 *infra*).
49. Cumpre, no entanto, desde já referir que, na sequência da análise da Pronúncia apresentada pela Visada, a Autoridade considera que o presente processo não tem por objeto a infração, em concreto, da alínea a) do n.º 2 do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012 e da alínea a) do 2.º parágrafo do artigo 102 do TFUE, sendo os elementos relativos à prática de preços supracompetitivos no mercado de banda de regulação secundária instrumento e resultado de uma conduta abusiva mais ampla no seu âmbito e nos seus efeitos, a saber, a restrição da oferta de banda de regulação secundária tendente à dupla maximização dos lucros da EDP Produção, comportamento que é proibido concretamente pela alínea b) do n.º 2 do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012 e pela alínea b) do 2.º parágrafo do artigo 102 do TFUE.
50. No mais, a referida Pronúncia não altera, em substância, as conclusões de facto e de direito alcançadas pela AdC na Nota de Ilícitude.

1.7.1 Pronúncia da Visada quanto a aspetos processuais

51. A Visada critica determinados aspetos da tramitação do processo pela AdC, daí extraíndo o argumento de que a AdC não é objetiva nem imparcial na sua análise³⁹.
52. Em particular, a Visada refere nunca ter sido *“auscultada ou solicitada a prestar esclarecimentos no âmbito dos estudos indicados”*, nomeadamente o Estudo da ERSE de março de 2013, a Recomendação da AdC e a Auditoria *Brattle*⁴⁰.
53. A Visada critica, igualmente, a demora na abertura do inquérito, tendo mesmo referido que a AdC *“aguardou propositadamente que a análise dos factos e a recolha de provas se fizessem fora do quadro jurídico e de garantias processuais imposto pelos inquéritos tramitados a coberto da LdC, designadamente por via de uma auditoria e de um parecer de uma comissão de acompanhamento da mesma em que a EDP Produção não foi tida nem achada, para então se prevalecer dos elementos aí recolhidos e dar instanciadas as principais conclusões aí alcançadas, como a Nota de Ilícitude comprova por excelência”*⁴¹.

³⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 189.

³⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 195.

³⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 438.

³⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 9-24.

⁴⁰ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 6.

⁴¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 12.

I.7.2 Posição da AdC quanto a aspetos processuais

54. A AdC pauta a sua conduta com a imparcialidade que lhe é exigida na prossecução da missão de promoção e defesa da concorrência, que lhe é atribuída pelo artigo 5.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, pelo artigo 1.º, n.º 3, dos Estatutos da Autoridade da Concorrência e pelo artigo 9.º do Código do Procedimento Administrativo, *ex vi* artigo 5.º, n.º 2, alínea a) da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras.
55. Relativamente à data da abertura do inquérito, a AdC abriu o processo contraordenacional contra a EDP Produção apenas e quando considerou existirem fundamentos bastantes nesse sentido.
56. Por outro lado, não estão preenchidos os pressupostos de prescrição do processo contraordenacional previstos no artigo 74.º da Lei n.º 19/2012, pelo que a alegação da Visada de morosidade processual não pode deixar de ser tida como inconsequente.
57. Mais se refira que, durante todo o período que mediou entre a Recomendação da AdC de 25 de novembro de 2013 e a abertura do inquérito contraordenacional em 8 de setembro de 2016, também nunca a EDP Produção se pronunciou sobre a Recomendação da AdC, o qual era, e é, pública e de livre acesso.
58. Em segundo lugar, todos os factos relacionados com a tramitação da investigação estão explicados detalhadamente na Nota de Ilícitude⁴².
59. Como referido⁴³, a Auditoria da *Brattle* foi realizada por determinação do Senhor Secretário de Estado de Energia, com o desígnio de “[a] REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. (“REN”) [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”⁴⁴.
60. Esta auditoria foi desenvolvida, entre agosto de 2015 e junho de 2016, de forma independente pela *Brattle*, empresa de consultoria económica internacional com ampla experiência no setor energético, tendo sido adjudicada através de um procedimento concursal promovido para o efeito pela REN. A Comissão de Acompanhamento monitorizou e validou todo o processo de adjudicação, bem como os relatórios desenvolvidos pelo Auditor.
61. Concluída a auditoria, as conclusões da *Brattle* foram no sentido de uma menor utilização das centrais CMEC na banda de regulação secundária e sobrecompensação à EDP Produção: *“as margens de fornecimento de reserva secundária das unidades da EDP que não fazem parte do âmbito dos CMEC [aumentaram] [...] cerca de 5 milhões de euros por ano, se considerarmos apenas as variações da quantidade fornecida [...] [ou] cerca de 15 milhões de euros por ano com um prémio de risco de 10 €/MW e 30 milhões de euros por ano sem prémio de risco [...] [s]e considerarmos também o impacto de uma oferta que reflète os custos sobre o preço de reserva secundária”*⁴⁵.
62. Ou seja, a teoria do dano subjacente ao presente processo não se desenvolve em torno dos resultados da Auditoria *Brattle*; os Relatórios e as conclusões da Auditoria *Brattle* são referidos, no contexto da apresentação dos factos subjacentes à teoria do dano, apenas como um elemento

⁴² Vide, em particular, a secção I.2. da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5.

⁴³ Vide o parágrafo 16 *supra*.

⁴⁴ Vide o artigo 5º, n.º 1, do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril.

⁴⁵ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. xii, §§ 6-7.

de suporte cujos resultados estão em linha com as conclusões da análise autónoma desenvolvida pela AdC. A Auditoria *Brattle* constitui, para a AdC, um elemento externo objetivo, que competiria à EDP Produção ter infirmado em sede própria, sobretudo tendo em conta a profunda assimetria de informação entre a EDP Produção e a AdC. Com efeito, não pode a AdC deixar de considerar todos os elementos disponíveis, de forma a obter o máximo de informação possível e, assim, conseguir formar as suas conclusões de modo sustentado.

63. Na mesma linha se apresentam os pedidos de esclarecimento dirigidos pela AdC à REN⁴⁶. Sendo as questões da AdC de ordem técnica, e perante a manifesta assimetria de informação relativamente à Visada, a AdC procurou informar-se e aprofundar os seus próprios conhecimentos na matéria junto dos principais atores do setor.
64. Como a própria EDP Produção reconhece⁴⁷, trata-se de matérias de considerável complexidade técnica e económica, em relação às quais a assimetria de informação entre a AdC e a Visada é significativa, pelo que a almejada objetividade de análise da AdC terá de assentar nas fontes de informação disponíveis. Neste sentido, a AdC solicita informações às entidades que, no seu entendimento, se revelam mais adequadas a prestá-las de modo esclarecido e imparcial.
65. Acresce que, a Auditoria *Brattle* é pública desde junho de 2016 e toda a informação disponível à AdC, ou referida pela AdC na Nota de Ilícitude, no âmbito da Auditoria *Brattle*, está plenamente disponível para a Visada.
66. O processo PRC/2016/5 foi desde o início plenamente aberto. Ao longo da fase de inquérito, cinco pedidos de elementos foram dirigidos à EDP Produção, de forma a obter informações relativamente a um extenso conjunto de elementos de relevo para o processo. Quando solicitado pela EDP Produção em abril de 2018, a AdC reuniu com a mesma, tendo, na sequência dessa reunião de 16 de maio de 2018, recebido um estudo económico preparado para a EDP Produção pela *FTI Compass Lexecon Energy* (doravante, 1.º Estudo *Compass*), que integrou no processo e inclusive estendeu a fase de inquérito, de modo a poder analisá-lo e refletir tal análise na decisão do inquérito. Nomeadamente, os custos das ofertas de telerregulação da EDP Produção foram por esta estimados no referido estudo económico, tendo sido analisados e refutados pela AdC na Nota de Ilícitude⁴⁸.
67. Nesta medida, a alegação da Visada que as conclusões do inquérito foram, de alguma forma, obtidas em violação dos seus direitos de defesa, não pode proceder.

I.8 Diligências Complementares de Prova

68. Na sequência da análise da Pronúncia da EDP Produção à Nota de Ilícitude, a AdC identificou a necessidade de esclarecer determinadas questões técnicas.
69. Para este fim, a AdC procedeu à realização de diligências complementares de prova, tendo enviado um pedido de elementos à ERSE em 14 de maio de 2019 (fls. 1142-1144). A ERSE respondeu em 4 de junho de 2019 (fls. 1145-1148).
70. Com vista a proceder ao cálculo da eventual coima e a melhor enquadrar o comportamento potencialmente restritivo da concorrência, a AdC enviou igualmente um último pedido de

⁴⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 22.

⁴⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, nomeadamente §§ 6 e 26.

⁴⁸ Vide, em particular, a secção II.6.1 da Nota de Ilícitude.

elementos à Visada EDP Produção em 2 de julho de 2019 (fls. 1149-1155-A). A Visada respondeu em 15 de julho de 2019 (fls. 1161-1162).

I.8.1 Relatório de Diligências Complementares de Prova

71. Concluídas as diligências complementares de prova, a AdC elaborou o correspondente Relatório, do qual notificou a Visada em 16 de julho de 2019, para, querendo, se pronunciar sobre o mesmo no prazo de dez dias úteis (fls. 1163-1186).
72. Mais esclareceu a AdC que os resultados das diligências complementares de prova realizadas e descritas naquele Relatório seriam devidamente ponderados e refletidos na Decisão que viesse a ser adotada.

I.8.2 Pronúncia da Visada sobre o Relatório de Diligências Complementares de Prova

73. Em 5 de agosto de 2019 – após prorrogação do prazo de resposta por três dias úteis, a pedido da EDP Produção (fls. 1194-A e 1194-B) – a Visada apresentou à AdC a sua pronúncia escrita sobre os elementos juntos aos autos no âmbito das diligências complementares de prova (fls. 1195-1210).
74. No que se refere à resposta da ERSE ao pedido de elementos da AdC de 14 de maio de 2019, a Visada refere que a mesma apresenta erros e contradições que importa sinalizar, argumentando, que deve ser desconsiderada pela AdC.
75. Em particular, a Visada contradiz [CONFIDENCIAL]. Por um lado, a Visada refere que [CONFIDENCIAL]. Por outro lado, a Visada referencia [CONFIDENCIAL]⁴⁹, [CONFIDENCIAL].
76. A EDP Produção junta ainda [CONFIDENCIAL]⁵⁰.
77. No que se refere ao ponto n.º 6 do Relatório de Diligências Complementares de Prova relativo à utilização de dados e resultados dos Relatórios de Revisibilidade CMEC à luz do coeficiente de ajustamento da produção, informação constante do processo, a Visada indica que “*face ao teor genérico*” não lhe é possível apresentar qualquer pronúncia sobre o mesmo.

I.8.3 Resposta da AdC à Pronúncia da Visada sobre o Relatório de Diligências Complementares de Prova

78. No que se refere à Pronúncia da Visada sobre a resposta da ERSE de 4 de junho de 2019, cumpre referir que a apreciação da AdC consta do capítulo II.6⁵¹, antecipando-se, desde já que, a mesma não altera, em substância, as conclusões de facto e de direito alcançadas pela AdC na Nota de Ilícitude.
79. No que diz respeito ao ponto n.º 6 do Relatório de Diligências Complementares de Prova, importa referir que o mesmo assistiu informar a Visada de que a AdC recorreu a informação constante do processo, em particular os Relatórios de Revisibilidade CMEC, à luz do coeficiente de ajustamento da produção. Este ponto relaciona-se, igualmente, com o pedido de elementos da AdC à Visada enviado a 2 de julho de 2019 e respondido a 15 de julho de 2019. A análise decorrente da informação constante do processo relativa ao coeficiente de ajustamento da produção é abordada *infra* na secção II.6.2.1.2.2.

⁴⁹ Em particular, o 2º Estudo da Compass Lexecon, “*Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência*”, Anexo 2 da Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude.

⁵⁰ Vide o ponto 22 da Pronúncia da Visada ao Relatório de Diligências Complementares de Prova (fls. 1195-1210).

⁵¹ Em particular, a secção II.6.2.1.2.4 *infra*.

I.9 Parecer do Regulador Setorial

80. Em 14 de agosto de 2019, a AdC procedeu à comunicação prevista no artigo 35.º, n.º 2, da Lei n.º 19/2012, dando conhecimento à ERSE do seu projeto de decisão, para que se pronunciasse (fls. 1233-1356).
81. Após pedido de prorrogação do prazo de pronúncia (fls. 1357), deferido pela AdC (fls. 1358), a ERSE submeteu à AdC a sua pronúncia em 9 de setembro de 2019 (fls. 1359-1371).
82. A ERSE deu parecer globalmente favorável ao projeto de decisão final da AdC no PRC/2016/5. A ERSE confirma a instrumentalidade das centrais CMEC na distorção do mercado de banda de regulação secundária operada pela EDP Produção⁵². A ERSE destaca, em particular, que, de acordo com princípios de racionalidade económica, a restrição da oferta conduz ao aumento do preço num mercado em que a procura é estável e inelástica, como é o caso do mercado de banda de regulação secundária ou da telerregulação em Portugal Continental⁵³. Mais nota a ERSE que, se num primeiro momento, entre 2009 e 2011, a subutilização das centrais CMEC foi suprida, essencialmente, mediante a utilização de centrais termoelétricas, num segundo momento, de 2012 a 2013, passou a ser suprida fundamentalmente através de capacidade hidroelétrica da EDP Produção recentemente entrada em mercado e mais eficiente do que a capacidade termoelétrica na prestação de telerregulação⁵⁴.
83. A ERSE tece algumas considerações adicionais específicas à análise desenvolvida pela AdC. Na ótica da ERSE, o presente processo por abuso de posição dominante poderia ter enquadrado a conduta da EDP Produção simultaneamente como uma restrição da oferta e uma prática de preços excessivos no mercado, produzindo resultados de forma conjugada⁵⁵. A ERSE considera, ainda, que o período da prática se estendeu até ao final do primeiro trimestre de 2014, em linha com o período de análise da Auditoria *Brattle*⁵⁶. Mais informa a ERSE que a metodologia de cálculo empregue pela AdC constitui uma abordagem robusta para estimar a perda de bem-estar social causada pela conduta da EDP Produção⁵⁷. A ERSE sublinha, contudo, por um lado, os efeitos de sobrestimação do impacto decorrente da utilização de um prémio de risco mais elevado⁵⁸ e, por outro lado, os efeitos de subestimação do impacto decorrentes de algumas escolhas na análise: nomeadamente a ERSE sugere a utilização de valores mais detalhados⁵⁹, a aplicação retroativa da fórmula de preço do Despacho n.º 4694/2014 e a consideração dos volumes de banda de regulação secundária extraordinária contratados no período em causa⁶⁰. Por último, a ERSE apresenta estimativas alternativas ao impacto da conduta em apreço, na base de um cenário de prémio de risco de 10 €/MW, e que variam entre 148,7 milhões de Euros e 172,5 milhões de Euros, sendo estes valores superiores às diversas estimativas do impacto da conduta da Visada da AdC.

⁵² Vide pág. 11 do Parecer da ERSE.

⁵³ Vide pág. 8 do Parecer da ERSE.

⁵⁴ Vide pág. 10 do Parecer da ERSE.

⁵⁵ Vide págs. 8-9 e 21 do Parecer da ERSE.

⁵⁶ Vide págs. 12-14 e 21-22 do Parecer da ERSE.

⁵⁷ Vide pág. 15 do Parecer da ERSE.

⁵⁸ Vide págs. 16 e 21 do Parecer da ERSE.

⁵⁹ Em particular, uma curva de preços horários de banda de regulação secundária em Espanha, ponderada à luz do volume de banda de regulação secundária contratada no SEN. Vide pág. 16 do Parecer da ERSE.

⁶⁰ Vide págs. 15-20 e 22 do Parecer da ERSE.

II Dos Factos

II.1 Identificação e caracterização da Visada

84. A EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente, CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade, S.A.) é uma sociedade anónima, constituída em 1994, atualmente com o capital social de 1.650.000.000 Euros⁶¹, e que tem por objeto: (i) *“produção, compra, venda, importação e exportação de energia sob a forma de eletricidade e outras, resultante da exploração de instalações próprias ou alheias, com a obrigação, nos termos da lei lhe seja exigível, de garantir, em última instância, a evolução sustentada do sistema electroprodutor nacional”*; (ii) *“compra e venda de qualquer tipo de combustíveis utilizados para a produção de energia, bem como o afretamento do correspondente transporte”*; (iii) *“compra e venda de direitos de produção de energia, designadamente no contexto de políticas ambientais”*; (iv) *“atuação no mercado de produtos derivados no quadro da otimização das transações referidas nos números anteriores”*; (v) *“promoção, dinamização e gestão de modo direto ou indireto de instalações e empreendimentos”*; (vi) *“exploração de serviços e na realização das operações civis e comerciais, industriais e financeiras, relacionadas, direta ou indiretamente, no todo ou em parte, com o seu objeto ou que sejam suscetíveis de facilitar ou favorecer a sua realização; (vii) “elaboração de estudos e o desenvolvimento de projetos, bem como a prestação de quaisquer outros serviços conexos com as atividades supra referidas”*⁶².
85. A EDP Produção é detida a 100% pela EDP – Energias de Portugal, S.A. (doravante “EDP Energias”)⁶³.
86. A EDP Energias foi constituída em 1976, como empresa pública, em resultado da nacionalização e fusão das principais empresas do setor da eletricidade em Portugal Continental⁶⁴, tendo, em 1991, sido transformada em sociedade anónima⁶⁵. Com um capital social de 3.656.537.715 Euros⁶⁶, a EDP Energias tem por objeto: *“a promoção, dinamização e gestão, por forma direta ou indireta, de empreendimentos e atividades na área do sector energético, tanto a nível nacional como internacional, com vista ao incremento e aperfeiçoamento do desempenho do conjunto das sociedades do seu grupo”*⁶⁷.
87. A EDP Energia é uma sociedade aberta, emitente de ações admitidas à negociação no mercado regulamentado da *NYSE Euronext Lisbon*, e tinha, em 26 de agosto de 2019, como titulares de participações qualificadas e direitos de voto:

⁶¹ Vide a Insc. 24 - AP. 144/20180503 na respetiva certidão de registo comercial, acessível em <https://publicacoes.mj.pt/pesquisa.aspx>, acedida em 26.08.2019.

⁶² Vide o artigo 1.º do contrato de sociedade da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., acessível em: <https://publicacoes.mj.pt/pesquisa.aspx>, (pesquisada em 26.08.2019)

⁶³ Vide o Relatório e Contas de 2018 do Grupo EDP, pág. 419, acedido em 26.08.2019: https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/documents/rc_2018_pt_0.pdf

⁶⁴ Vide o Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, e o Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho.

⁶⁵ Vide o Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro.

⁶⁶ Vide o artigo 4.º, n.º 1, do contrato de sociedade da EDP – Energias de Portugal, S.A., acedida em 26.08.2019: https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/documents/estatutos_edp_agosto2015_pt_2.pdf

⁶⁷ Vide o artigo 3.º, n.º 1, do contrato de sociedade da EDP – Energias de Portugal, S.A., acedida em 26.08.2019: https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/documents/estatutos_edp_agosto2015_pt_2.pdf

Figura 1 - Estrutura acionista da EDP

Acionista	Nº. Ações	% Capital	% Voto Exercitáveis
China Three Gorges	850.777.024	23,27%	23,27%
CNIC Co., Ltd	158.830.764	4,34%	4,34%
Oppidum Capital, S.L.	263.046.616	7,19%	7,19%
BlackRock, Inc.	182.733.180	4,997%	4,997%
Mubadala Investment Company	115.236.553	3,15%	3,15%
Paul Elliott Singer	89.650.554	2,45%	2,51%
Grupo BCP + Fundo de Pensões do Grupo BCP	88.989.949	2,43%	2,43%
Sonatrach	87.007.433	2,38%	2,38%
Qatar Investment Authority	82.868.933	2,27%	2,27%
Norges Bank	81.100.067	2,22%	2,22%
State Street Corporation	73.209.405	2,00%	2,00%
EDP (Ações próprias)	21.405.347	0,59%	-
Restantes Acionistas	1.561.681.890	42,71%	-

Fonte: Página da EDP na Internet, acedida, pela última vez, em 26.08.2019 (<https://www.edp.com/pt-pt/investidores/informacao-investidor/estrutura-acionista>)

88. O Grupo EDP foi constituído em 1994, reunindo um conjunto de empresas detidas a 100%, direta ou indiretamente, pela EDP Energias (doravante “Grupo EDP”). A par da EDP Energias, as principais empresas do Grupo EDP são hoje⁶⁸:
- EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A.
 - EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A.
 - EDP Distribuição – Energia, S.A. (“EDP Distribuição”)
 - EDP Serviço Universal, S.A. (“EDP Serviço Universal”)
 - EDP Gás – Serviço Universal, S.A.
 - EDP – Soluções Comerciais, S.A.
 - EDP Inovação, S.A.
 - EDP Gás GPL – Comércio de Gás de Petróleo Liquefeito, S.A.
89. O Grupo EDP é um *player* verticalmente integrado no setor energético, sendo, em Portugal, o maior produtor, distribuidor e comercializador de eletricidade, e, na Península Ibérica, o terceiro maior produtor de energia elétrica e um dos principais comercializadores de gás natural⁶⁹.

⁶⁸ Vide o Relatório e Contas de 2018 do Grupo EDP, págs. 419-427, acedida em 26.08.2019: https://www.edp.com/sites/default/files/portal.com/documents/rc_2018_pt_0.pdf

⁶⁹ Vide a página do Grupo EDP na Internet, acedida em 26.08.2019: <https://www.edp.pt/grupo-edp/>.

90. Em termos geográficos, a presença mais significativa do Grupo EDP é em Portugal e em Espanha, estando, porém, também ativo em outras jurisdições, em particular no setor da eletricidade no Brasil e na área das energias renováveis em vários países do mundo⁷⁰.
91. O volume de negócios consolidado da EDP Produção entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 foi, respetivamente, de [1-2M], [1-2M], [1-2M], [1-2M] e [1-2M] Euros (fls. 296 e 633-635).
92. No mesmo período, o volume de receitas realizado pela Visada no mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental⁷¹ foi, respetivamente, de [30.000-40.000], [50.000-60.000], [50.000-60.000], [80.000-90.000] e [70.000-80.000] Euros⁷².
93. O volume de negócios consolidado da Visada relativo ao ano de 2018 foi de [1-2M] Euros⁷³.

II.2 Definição e caracterização do mercado em causa

94. Conforme se observará seguidamente, está em causa o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental.

II.2.1 Enquadramento – a liberalização do setor elétrico em Portugal

95. Iniciado na década de 1990 com o objetivo de instituir um mercado interno de eletricidade, no qual a energia elétrica se assumisse como “*bem de mercado*”, assente na concorrência entre vários agentes na oferta/produção, na procura e na venda/comercialização, o processo de liberalização do setor elétrico em Portugal concluiu-se em 2006.
96. O processo de liberalização do setor elétrico português e o respetivo modelo organizativo subjacente têm por base o quadro jurídico da União Europeia para o setor elétrico, em particular, à data, a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, que estabeleceu regras comuns para o mercado interno da eletricidade, a qual foi transposta para a ordem jurídica portuguesa pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.⁷⁴
97. O processo de liberalização do setor elétrico em cada Estado-Membro e a integração regional dos respetivos mercados constituem, na verdade, requisitos intermédios e necessários para a prossecução do objetivo último de construção do Mercado Interno da Eletricidade da União Europeia.⁷⁵
98. À semelhança de outros países europeus, o processo de liberalização em Portugal foi efetuado de forma faseada, tendo a abertura do mercado elétrico ocorrido a partir de 2007⁷⁶. Os governos de Portugal e de Espanha acordaram na criação de um mercado comum do setor elétrico, designado Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), que teve o seu arranque formal em 1 de julho de 2007.

⁷⁰ *Idem*.

⁷¹ Mercado em causa no processo, como definido na secção II.2 *infra*.

⁷² *Vide* a Tabela 11 *infra*.

⁷³ *Vide* a resposta da EDP Produção de 15 de julho de 2019 ao pedido de elementos da AdC de 2 de julho de 2019 (fls. 1161-1162).

⁷⁴ *Vide*, neste sentido, pág. 4 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

⁷⁵ *Vide*, neste sentido, págs. 5-6 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

⁷⁶ Na sequência da transposição para a ordem jurídica interna (Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro) da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, a qual estabeleceu que, a partir de 1 de julho de 2007, todos os clientes de energia elétrica poderiam escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica.

99. O MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados (mercados a prazo, diários e intradiários) e não organizados (contratos bilaterais, cuja negociação decorre à margem dos referidos mercados organizados), nos quais se realizam transações de energia elétrica, tendo por base os princípios da livre concorrência e do reconhecimento mútuo, com igualdade de direitos e obrigações, de todos os agentes intervenientes e entidades do MIBEL.
100. A gestão do MIBEL é assegurada por um operador de mercado ibérico, desagregado num pólo português – o OMIP, entidade gestora do mercado a prazo, sediada em Lisboa – e num pólo espanhol – o OMIE, entidade gestora dos mercados diário e intradiário, sediada em Madrid.
101. Os agentes do mercado são entidades habilitadas para operar no mercado do setor elétrico como vendedores e compradores de eletricidade. Podem atuar como agentes de mercado os produtores e comercializadores de eletricidade, assim como o agente comercial⁷⁷, os consumidores qualificados de energia elétrica e as empresas ou consumidores residentes em países externos ao Mercado Ibérico que possuam a certificação de agentes externos.
102. Até à criação do MIBEL, a formação do preço grossista da energia elétrica produzida em Portugal obedecia, no essencial, às regras definidas nos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), que vinculavam uma parte muito substancial do parque electroprodutor nacional à REN, na qualidade de agente comercial do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP).
103. Os CAE foram celebrados segundo o modelo consagrado no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, assentes em relações de venda exclusiva à entidade concessionária da rede nacional de transporte (a REN) e de longa duração (não inferior a 15 anos).
104. Os contratos, um por central, seguem estrutura idêntica e concretizam as disposições a aplicar ao fornecimento de energia elétrica e serviços complementares por parte da Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (atual EDP Produção) ao comprador único dessas centrais, o Gestor do Sistema da Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), incluindo a sua disponibilidade em Potência, Energia Ativa, Serviços Complementares⁷⁸ e Serviços Especiais⁷⁹.
105. Com a criação do mercado diário / intradiário do MIBEL e a consequente cessação antecipada da maior parte dos CAE⁸⁰, introduziu-se uma alteração estrutural no aprovisionamento grossista da energia elétrica, passando a formação dos preços grossistas a seguir um mecanismo de mercado, assente no encontro entre a oferta e a procura de energia elétrica. Para um dado produtor vender a sua energia elétrica, deve o mesmo apresentar em mercado ofertas de preço para essa energia, ou, alternativamente, celebrar um contrato bilateral com um agente comercializador.
106. O mercado diário é o mercado no qual ocorre a maioria das transações de eletricidade na Península Ibérica, realizando-se todos os dias até às 12:00 da manhã (hora portuguesa), hora em que encerra a receção das ofertas por parte do operador de mercado (OMIE). Do lado da oferta, cada produtor submete ofertas de venda para as 24 horas do dia seguinte, compostos por

⁷⁷ Entidade responsável pela compra e venda de toda a energia elétrica proveniente dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), designadamente a REN Trading.

⁷⁸ Definidos nos CAE como os “serviços que uma Central pode fornecer para além da produção de Potência (Energia) Ativa, de acordo com os seus Parâmetros Dinâmicos. Incluem a produção ou absorção de Energia Reativa, a Regulação de Tensão e a Regulação de Frequência”.

⁷⁹ Definidos nos CAE como os “serviços que podem ser fornecidos apenas por grupos equipados para esse fim. Incluem a Telerregulação, a Compensação Síncrona, a Reserva Girante e a Bombagem que inclui o funcionamento do grupo como Bomba e o funcionamento como Grupo Lançador”.

⁸⁰ A cessação antecipada dos CAE ocorre em junho de 2007, previamente ao arranque do funcionamento do mercado grossista de energia elétrica, em 1 de julho de 2007, de acordo com os termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

binómios preço (€) / quantidade (MWh). Do lado da procura, os comercializadores de eletricidade submetem ofertas de compra, igualmente para as 24 horas do dia seguinte. Para cada hora define-se um preço único uniforme, que remunera identicamente todas as unidades de oferta selecionadas a produzir no âmbito do leilão competitivo. Cada agente produtor que tenha realizado uma oferta de venda de preço inferior ao preço de equilíbrio recebe, assim, o preço de equilíbrio e não o preço da sua oferta de venda. Por sua vez, cada comercializador que tenha realizado uma oferta de compra de preço superior ao preço de equilíbrio paga o preço de equilíbrio ao invés do preço colocado na sua oferta. O preço de equilíbrio da energia elétrica, para cada hora, obtém-se da oferta marginal de venda – de preço mais alto – necessária para a satisfação da procura.

107. O mercado intradiário é um mercado de ajustes ao mercado diário, que visa incorporar desvios de previsão da procura e ajustamentos na programação de produção que os agentes compradores e vendedores pretendam efetuar. O mercado intradiário compreende seis sessões de negociação diárias, em aproximação ao momento da entrega da energia.

II.2.2 Dimensão do produto

108. Um mercado do produto compreende todos os produtos e/ou serviços considerados permutáveis ou substituíveis pelo consumidor devido às suas características, preços e utilização pretendida.

II.2.2.1 Os serviços de sistema como mercado autónomo no Setor Elétrico Nacional

109. Pressuposto da liberalização do setor elétrico, a nível nacional⁸¹ e da União Europeia⁸², é a separação de atividades, concretamente entre a operação das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica em cada Estado-Membro e as atividades de produção e de comercialização, sendo decorrência deste modelo de mercado, igualmente, a autonomização de mercados de balanço para gestão equilibrada dos sistemas elétricos (em Portugal, os designados mercados de serviços de sistema).⁸³
110. A cadeia de valor no Sistema Elétrico Nacional (SEN) integra, portanto, cinco atividades: (i) a produção, (ii) os serviços de sistema, (iii) o transporte, (iv) a distribuição e (v) a comercialização de energia elétrica.
111. A produção em centros electroprodutores / centrais, realizada em regime ordinário⁸⁴ ou em regime especial⁸⁵, cobre a maior parte do consumo de energia elétrica em Portugal, sendo a restante obtida por importação através das interligações com a rede elétrica espanhola.

⁸¹ Vide o preâmbulo e os artigos 25.º e 69.º e o artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁸² Vide o considerando 8 e os artigos 10.º, 15.º e 19.º da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, os considerandos 9-12 e os artigos 9.º, 13.º-14.º, 18.º-20.º, 26.º e 30.º-31.º da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.

⁸³ Vide, neste sentido, págs. 5-6 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

⁸⁴ A Produção em Regime Ordinário (PRO) compreende toda a “atividade de produção não abrangida por um regime jurídico especial” (vide o artigo 17.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro). Abrange, assim, em particular, a produção de eletricidade através de fontes térmicas (centrais a carvão, a gás natural e fuel) e mediante aproveitamentos hidroelétricos (albufeiras e fios de água).

⁸⁵ A Produção em Regime Especial (PRE) corresponde à “atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a

112. Os produtores em regime ordinário prestam serviços de sistema requeridos pelo Operador da Rede de Transporte, na sua função de Gestor Global do Sistema (GGS), para equilibrar a produção total face à procura de energia elétrica.
113. A energia elétrica, gerada ou importada, é encaminhada para a rede de transporte, em muito alta ou alta tensão, que a entrega às redes de distribuição, em níveis de tensão mais baixos (média e baixa tensão).
114. A Rede Nacional de Transporte (RNT) assegura o escoamento da energia elétrica produzida nas centrais electroprodutoras a ela ligadas até às redes de distribuição. No âmbito da separação da atividade de transporte das restantes atividades do setor, de forma a garantir o acesso livre e concorrencial às atividades de produção e de comercialização, a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. é a titular da concessão da RNT, sendo legalmente garantida a respetiva independência, no plano jurídico e patrimonial, relativamente às entidades que exerçam atividades de produção ou de comercialização de eletricidade⁸⁶.
115. As redes de distribuição possibilitam o escoamento da energia elétrica recebida da rede de transporte, conduzindo-a para as instalações de consumo. A EDP Distribuição é titular da concessão da Rede Nacional de Distribuição (RND), que opera a distribuição de energia elétrica em alta tensão (AT) e média tensão (MT) (*vide* o artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro). As redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) são objeto de concessão municipal, nos termos do artigo 71.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro. Em Portugal, a EDP Distribuição detém igualmente a quase totalidade das concessões municipais em BT. A atividade de distribuição de eletricidade é exercida no seio do Grupo EDP em regime de separação jurídica e funcional das restantes atividades do setor energético⁸⁷.
116. Os consumidores finais recebem a energia elétrica dos respetivos comercializadores⁸⁸, os quais a adquirem, por grosso, aos produtores, em mercado organizado, à vista e a prazo, ou por contratação bilateral.
117. De modo a garantir a concorrência no mercado, a concessão da rede de transporte foi separada das restantes atividades do setor, ao passo que a distribuição foi jurídica e funcionalmente separada da atividade de comercialização de energia elétrica (*unbundling* do setor).
118. As atividades requerem ativos distintos e as estruturas de oferta são heterogéneas, uma vez que se trata de monopólios regulados nas redes de transporte e de distribuição e de atividades liberalizadas no que respeita à produção, aos serviços de sistema e à comercialização.

miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial” (vide o artigo 18.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro). Podem incluir-se neste âmbito, a par da cogeração, nomeadamente parques eólicos, solares fotovoltaicos, mini-hídricos, biomassa e biogás.

⁸⁶ *Vide* os artigos 25.º e 69.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁸⁷ *Vide* o artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

⁸⁸ Enquanto a atividade de distribuição consiste em veicular a energia nas condições técnicas adequadas através das redes de distribuição, compete à atividade de comercialização garantir os procedimentos comerciais inerentes à venda, grossista e retalhista, de energia elétrica. Identificam-se duas modalidades de comercialização: a comercialização em regime de mercado e a comercialização em regime regulado, esta última prestada pela EDP Serviço Universal, na sua função de Comercializador de Último Recurso (CUR). Em regime de mercado, os clientes relacionam-se diretamente com os comercializadores no que se refere a questões de natureza comercial. Os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade, tendo direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento das tarifas reguladas. Os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador.

119. As referidas cinco atividades correspondem, assim, a segmentos distintos, ainda que relacionados, da cadeia de valor do SEN, sendo possível distinguir o mercado da produção, o mercado dos serviços de sistema e o mercado da comercialização, suportados por uma infraestrutura de redes (de transporte e de distribuição), que constitui um feixe de monopólios naturais.
120. Por mercado dos serviços de sistema entenda-se a contratação dos produtos, separados da atividade de produção de energia elétrica, relacionados com a segurança e a fiabilidade da operação do sistema elétrico, através da existência de curvas de ofertas submetidas por agentes de mercado qualificados ao Gestor do Sistema. Assim, a respetiva contratação permite ao GGS garantir o permanente equilíbrio entre a energia produzida e a energia consumida, gerindo os eventuais desvios entre a energia que foi programada fornecer no mercado diário e intradiário e aquela que é necessária à satisfação, em tempo real, da procura.
121. Do mercado diário e intradiário resulta uma programação de produção para cada hora, definida como o encontro entre o conjunto das ofertas de produção de preço mais baixo e uma previsão de procura para cada hora. Desta programação decorre, assim, uma aproximação, em escada, a uma procura que, em termos reais, é uma variável contínua.
122. Os desvios entre produção e consumo resultam na degradação da qualidade do fornecimento, o que pode culminar na interrupção do serviço de distribuição de eletricidade ao consumidor (vulgo “apagão”). Em tempo real, o GGS administra o sistema elétrico no sentido do equilíbrio entre a produção e a procura, competindo-lhe fixar os níveis de reserva de regulação necessários para fazer face aos desequilíbrios. Para gerir desvios, o GGS ora diminui a produção face ao programado ora aumenta essa produção, com recurso à capacidade de produção disponível dos produtores em regime ordinário.
123. O mercado de contratação de serviços de sistema apresenta uma estrutura de oferta distinta, com um preço de equilíbrio igualmente distinto daquele que existe no mercado da produção de energia elétrica, onde é transacionada a maior parte da produção de energia elétrica, apontando claramente para que o mercado de serviços de sistema seja autónomo do da produção de energia elétrica.
124. As especificidades técnicas que caracterizam os serviços de sistema, no que diz respeito ao tipo de serviços que são contratualizados e ao tipo de centrais que participam na prestação deste tipo de serviços, tornam difícil a substituição entre transações de energia nos mercados de produção (por exemplo, MIBEL) e no mercado de serviços de sistema, determinando que estes sejam autonomizados em mercados distintos.
125. Além dos mencionados requisitos técnicos necessários para prestação de serviços de sistema, também o facto de as importações de energia elétrica não fazerem parte da oferta no mercado dos serviços de sistema cinge os participantes neste último a um número inferior àquele que existe nos mercados de produção⁸⁹. De facto, no momento atual, a oferta no mercado de

⁸⁹ Sem prejuízo, existe um mecanismo para a troca de reserva de regulação entre o sistema português e o sistema espanhol, tendo em vista a otimização da utilização dos recursos disponíveis e a redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas elétricos participantes (*vide* ponto 8 do Procedimento n.º 13 do MPGGS). Tal implica que na prestação de reserva de regulação (terciária) podem participar outros operadores de redes de transporte.

contratação de serviços de sistema é constituída apenas pelas centrais exploradas pela EDP Produção, pela Elecgas⁹⁰, pela Turbogás e pela Tejo Energia⁹¹.

126. O *mix* produtivo que compõe a oferta no mercado de serviços de sistema diferencia-se ainda pelo tipo de regime económico de exploração, identificando-se centrais (i) em regime CMEC, (ii) em regime CAE⁹² e (iii) em regime de mercado.
127. Do exposto, é possível concluir que o mercado dos serviços de sistema constitui um mercado autónomo, distinto das demais atividades abertas à concorrência no SEN.

II.2.2.2 Definição e caracterização do mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação

128. O GGS coordena a correção dos desequilíbrios, recorrendo aos serviços de reserva de regulação primária, secundária e terciária, assim ordenados pela ordem em que os mesmos são mobilizados, conforme resulta do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema (MPGS) e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS) do Setor Elétrico⁹³.
129. A reserva de regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos produtores ativos, tendo por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo. Todos os produtores em serviço devem fornecer regulação primária.
130. No entanto, esta reserva de regulação primária pode revelar-se insuficiente para corrigir todos os desequilíbrios do sistema e, como tal, o GGS poderá ter de recorrer à reserva de regulação secundária e terciária. Ao contrário da reserva de regulação primária, estes serviços complementares são remunerados e assentam em mecanismos de mercado, via leilões competitivos, de comprador único (o GGS).
131. Além de se distinguirem da reserva de regulação primária, serviço obrigatório e não remunerado que não constitui, portanto, um mercado, a reserva de regulação secundária e a reserva de regulação terciária distinguem-se igualmente entre si, correspondendo a mercados autónomos.
132. A reserva de regulação secundária visa garantir o equilíbrio constante entre produção e consumo e assegurar também a manutenção do programa de trocas de energia com o sistema elétrico vizinho (Espanha)⁹⁴, corrigindo os desequilíbrios num intervalo entre 30 segundos e um máximo

⁹⁰ A estrutura acionista da Elecgas é 50% Endesa Generación e 50% TrustEnergy (Joint Venture entre a ENGIE e a Marubeni) – vide página eletrónica da Elecgas, acedida em 26.08.2019.

(<http://www.elecgas.pt/pt/Apresentacao/Elecgas1/Estrutura-de-Accionistas/Paginas/Estrutura-de-Accionistas>).

⁹¹ Vide página eletrónica da ERSE, acedida em 26.08.2019.

(<http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/produtores/Paginas/default.aspx>).

⁹² Na realidade, as centrais em regime CAE (central a carvão do Pego e central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro) são geridas pela REN Trading com base em incentivos que determinam um comportamento equivalente à das centrais em regime de mercado.

⁹³ Disponíveis em www.mercado.ren.pt.

⁹⁴ Os desvios não retificados dão origem a variações/violações dos programas de troca de energia entre sistemas elétricos (situação em que o sistema elétrico vizinho apoia a retificação do desvio interno ao sistema nacional), ou a variações na qualidade do fornecimento de energia elétrica, podendo mesmo pôr em risco a continuidade do fornecimento (apagão). Vide ponto 9.4.10.1. do Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, REN, dezembro de 2008 (<http://www.mercado.ren.pt/EN/Electr/MarketInfo/Document/BibSubregula/MPGS.pdf>, acedida em 26.08.2019).

- de 15 minutos (entre janeiro de 2009 a novembro de 2010) e um máximo de 5 minutos (após dezembro de 2010)⁹⁵.
133. O serviço oferecido ao GGS traduz-se na capacidade de variar produção numa determinada banda, sendo remunerado segundo a disponibilidade (reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a sua mobilização (energia efetivamente utilizada a subir e a baixar).
 134. A participação faz-se através de um mercado de banda de regulação secundária, que tem como comprador único o GGS. Nos termos do disposto no MPGS e o MPGGS, o GGS publicita diariamente as necessidades de banda de regulação (procura) durante 24 horas. As centrais disponíveis e habilitadas para prestar este serviço, por sua vez, apresentam as suas ofertas de venda, especificando, para cada hora, as quantidades de reserva que querem oferecer (MW) e o preço unitário (€/MW) para o respetivo fornecimento. O GGS, após encerramento do período de receção de ofertas, contrata a quantidade de banda de regulação necessária, segundo o princípio do menor encargo para o sistema.
 135. O processo de contratação no mercado de banda de regulação secundária segue um leilão de preço uniforme horário, ou seja, o preço é marcado/fixado pela última oferta requerida para satisfazer a procura. Este leilão é conduzido diariamente a seguir à primeira sessão do mercado intradiário, operado pelo OMIE.
 136. Nos leilões de banda de regulação secundária apenas participam centrais equipadas para telerregular, i.e. aquelas que podem ser controladas automaticamente de forma remota a partir do centro de controlo do sistema elétrico nacional, gerido pelo GGS. Para poder fornecer banda de regulação secundária, as centrais têm ainda de comprovar, perante o GGS, a sua capacidade para fazer variar a produção nos requisitos técnicos definidos (e.g., dentro de um intervalo de tempo⁹⁶).
 137. Para poder fornecer banda de regulação secundária, o produtor tem de garantir que programou o fornecimento de energia no mercado grossista, compatível com o fornecimento de banda oferecida no leilão⁹⁷. Tal significa que as ofertas de venda colocadas no mercado diário ou em contrato bilateral não podem ser inferiores ao mínimo técnico mais a banda a descer (para poderem reduzir a produção sem violar o mínimo técnico) e não podem ser superiores ao máximo técnico menos a banda a subir oferecida (para poderem aumentar a produção dentro da banda oferecida sem violar o máximo técnico).
 138. A reserva de regulação secundária oferecida no mercado de banda é discriminada por sentido de regulação, ou seja, a capacidade de uma unidade aumentar a produção de energia ativa (reserva

⁹⁵ Desde o início de 2009, de acordo com o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema (MPGS), versões de dezembro de 2008 e de março de 2009, “[o] início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela acção da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, o mais tardar em 15 minutos” (p. 12). Desde dezembro de 2010, com o Regulamento de Operações de Rede (ROR) e o Manual de Procedimentos do Gestor Global do Sistema (MPGGS), de abril de 2013, a banda de regulação secundária que uma central pode oferecer é limitada pela variação de potência possível em 5 minutos (vide artigo 35.º do ROR, de dezembro de 2010, correspondente ao artigo 34.º do ROR de dezembro de 2014, atualmente em vigor).

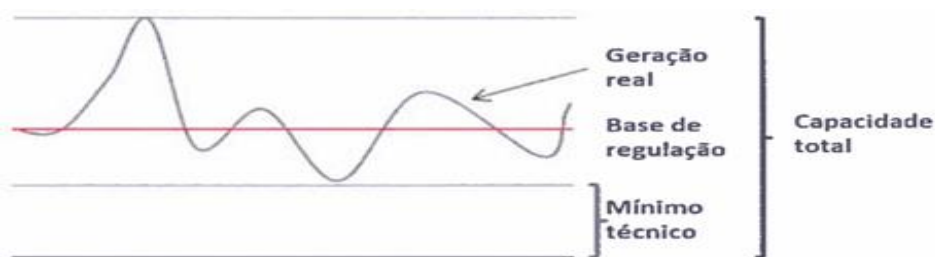
⁹⁶ Vide nota de rodapé 95 *supra*.

⁹⁷ Caso o produtor não consiga fornecer a banda de regulação contratada no leilão, este pode recorrer a um dos mercados intradiários subsequentes, para garantir o cumprimento da banda contratada.

a subir) e a capacidade de uma unidade diminuir a produção de energia ativa (reserva a baixar)⁹⁸. O GGS necessita da reserva total para operar no mercado de banda de regulação secundária.

139. A remuneração auferida no mercado de banda de regulação secundária diz respeito à componente que remunera a possibilidade de o GGS poder ajustar livremente a produção da central dentro da banda de variação permitida, ou seja, remuneração pelo direito de utilização.
140. As ofertas de venda são remuneradas pela amplitude de banda. Por exemplo, uma oferta de banda de 20 MW a subir e 10 MW a descer tem uma amplitude de 30 MW, sendo remunerada pelo preço por MW estabelecido em leilão, multiplicado pela amplitude de banda contratada, conforme ilustra a Figura 2.

Figura 2 - Ilustração do fornecimento de banda de regulação secundária



Fonte: *The Brattle Group*

141. As centrais que incumpram a banda total que lhes foi atribuída em leilão estão sujeitas ao pagamento de uma penalidade equivalente a 1,5 vezes o valor da banda.
142. A remuneração associada às quantidades de energia de regulação secundária mobilizadas é feita de acordo com as regras constantes do MPGGS e do MPGS, por referência ao preço apurado no mercado de reserva de regulação terciária. Assim, a energia de regulação secundária valorizar-se-á ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, tanto a subir como a baixar, utilizada para substituir ou completar a energia de regulação secundária⁹⁹.
143. Até à revisão do Manual de Procedimentos, em abril de 2014, a oferta de banda de regulação secundária tinha um carácter facultativo. Desde 2014, as ofertas são obrigatórias para todas as centrais em regime ordinário que se encontrem habilitadas para o fornecimento do serviço e que estejam a produzir eletricidade. Tal limita potencialmente os prestadores destes serviços àqueles produtores que detenham centrais que cumpram os requisitos de flexibilidade exigidos¹⁰⁰.
144. Conforme referido anteriormente, a reserva de regulação terciária é o último nível de reserva que o GGS dispõe para substituir ou completar a reserva de regulação secundária utilizada e, assim, assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo nos patamares de reserva mínimos. O serviço oferecido ao GGS traduz-se na variação de produção que é possível conseguir no tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas.

⁹⁸ Em Portugal, todos os participantes dos leilões diários devem apresentar as suas propostas numa proporção de 2 para 1 entre capacidade de reserva a subir e descer, respetivamente. Tal significa que do total de banda de regulação secundária oferecida, 2/3 da banda é colocada a subir e 1/3 da banda é colocada a descer.

⁹⁹ Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária resultante do seguimento do sinal de regulação, considera-se o preço da energia de regulação terciária que seria mobilizada para a substituir, a partir da respetiva curva de ofertas de regulação do sistema.

¹⁰⁰ Vide a Decisão da AdC no procedimento Ccent n.º 6/2008 – EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008.

145. A reserva de regulação terciária é um serviço complementar e remunerado que todos os produtores em regime ordinário (incluindo as unidades de bombagem) estão obrigados a prestar ao sistema, desde que se encontrem disponíveis tecnicamente.
146. A participação faz-se através de um mercado de ofertas de toda a reserva de regulação, tanto para subir como para baixar. Após a publicação dos resultados do mercado de banda de regulação secundária, e até às 20h do dia anterior a que respeitam, os referidos produtores devem colocar à disposição do GGS ofertas com toda a reserva de regulação disponível (MW), a subir e a baixar, discriminadas por áreas de balanço e para cada hora do dia seguinte, e o respetivo preço da energia correspondente (€/MWh), dentro dos valores estabelecidos pelo GGS. À semelhança do mercado de banda de regulação secundária, o GGS mobilizará a prestação a reserva de regulação terciária segundo critérios de custo mínimo.
147. As ofertas de reserva de regulação terciária, a subir e a baixar, devem ser atualizadas sempre que a reserva dos produtores for modificada, nomeadamente (i) pela participação nas várias sessões do mercado intradiário, (ii) pela ocorrência de indisponibilidades fortuitas, (iii) pela atribuição de banda de regulação secundária, e (iv) pela falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.
148. Como tal, as centrais que participam no mercado de reserva de regulação terciária não serão, necessariamente, as mesmas que apresentam ofertas no mercado de banda de regulação secundária.
149. A prestação de reserva de regulação secundária apenas está confinada às centrais com equipamento de telerregulação, que tenham sido devidamente habilitadas pelo GGS para prestar esse serviço nas condições técnicas requeridas. A prestação do serviço de telerregulação pressupõe, igualmente, que a unidade de produção habilitada a prestar o serviço esteja em funcionamento/serviço.
150. Até à revisão do MPGGS, em 2014, o serviço de telerregulação era prestado voluntariamente pelos produtores habilitados, ao contrário do que sucede com a reserva de regulação terciária que, apesar de remunerada, é de carácter obrigatório para todas as unidades de produção disponíveis tecnicamente.
151. Os mecanismos de contratação nos respetivos mercados são distintos: na banda de regulação secundária, o preço remunera a capacidade disponibilizada para telerregulação e a energia de regulação mobilizada (a subir e a baixar); no caso da reserva de regulação terciária, o preço apenas remunera a energia mobilizada em cada sentido de regulação (a subir e a baixar).
152. As especificidades técnicas destes serviços de sistema, nomeadamente no que diz respeito ao tempo de ativação, são igualmente distintos. No caso da reserva de regulação terciária, o tempo de resposta máxima é de 15 minutos, ao contrário da reserva de regulação secundária que é ativada de forma automática (entre 30 segundos e 15 minutos até novembro de 2010 e até 5 minutos a partir de dezembro de 2010).
153. O mercado da reserva de regulação terciária pode ainda ser segmentado em mercado da reserva de regulação terciária a subir e mercado da reserva de regulação terciária a descer¹⁰¹. Porém, tal análise fica fora do escopo do presente processo.

¹⁰¹ No caso da reserva de regulação terciária, têm de fazer ofertas neste mercado todos os grupos geradores habilitados para o efeito, com toda a capacidade disponível para reserva de regulação, a subir e a descer, para cada um dos períodos de

154. O serviço de banda de regulação secundária e o serviço de reserva de regulação terciária constituem, deste modo, mercados distintos.

II.2.2.3 Conclusão relativa à dimensão do produto

155. O comportamento da EDP Produção objeto de análise no presente processo contraordenacional incide sobre a (limitação da) oferta de banda de regulação secundária, como melhor descrito *infra*, pelo que o âmbito da análise da AdC limita-se ao mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação.

II.2.3 Dimensão geográfica

156. O mercado geográfico compreende a área em que as empresas em causa fornecem produtos ou serviços, em condições de concorrência suficientemente homogéneas.
157. No que respeita à dimensão geográfica dos mercados de serviços de sistema, refira-se que a regulação secundária e a regulação terciária visam garantir que os desvios são corrigidos no sistema elétrico que os origina, de modo a evitar desequilíbrios nos programas de trocas de energia entre sistemas elétricos, neste caso, entre o sistema elétrico nacional e o sistema elétrico espanhol.
158. O mercado de banda de regulação secundária tem lugar após o encerramento dos mercados de produção, sendo gerido pelo Gestor Global de Sistema nacional, para o respetivo território.
159. A regulação secundária é determinada de modo automático a partir do centro de controlo do gestor de sistema para os grupos em telerregulação selecionados em mercado para prestar o serviço.
160. O gestor de sistema ajusta automaticamente a produção de cada grupo produtor, dentro da banda de variação oferecida pelo produtor, em método de telerregulação.
161. Na gestão da banda secundária, o gestor de sistema apenas pode recorrer às centrais localizadas em território nacional continental.
162. Caso seja necessário aumentar a produção de energia elétrica, o GGS não pode importar mais energia porque essas transações já se encontram encerradas, tendo de chamar a produzir as centrais nacionais que tenham realizado as melhores ofertas de preço para a prestação desse serviço no dia anterior. Se, por outro lado, ocorrer um excesso de produção, o GGS não pode exportar essa energia, mas apenas solicitar que uma central nacional reduza a produção contratualizada nos mercados diário e intradiário, de acordo com os serviços de sistema que tenha oferecido ao GGS¹⁰².

programação do dia seguinte. No caso da reserva de regulação terciária a descer, participam no serviço as unidades que venderam energia no contexto do mercado diário e intradiário da produção. A reserva de regulação terciária a subir compreende todas as unidades que não venderam energia no mercado diário e intradiário (mas que se encontram tecnicamente disponíveis) ou que, tendo vendido energia naqueles mercados, não o fizeram ao máximo técnico de produção. O exposto implica que as estruturas da oferta em um serviço e outro são heterogéneas e refletem-se nos preços de cada um daqueles serviços, que serão, conseqüentemente, distintos.

¹⁰² Não obstante, existe um mecanismo de gestão de congestionamentos na interligação – ações coordenadas de balanço – ao dispor dos Gestores Globais de Sistema para situações pontuais de emergência que ocorram em tempo real.

163. Em junho de 2014, um mecanismo de troca de reservas de regulação entre Portugal e Espanha foi colocado em operação pelos gestores das redes elétricas dos dois países (projeto *Balancing Inter TSO – BALIT*), no âmbito do qual são transacionadas reservas terciárias através da interligação¹⁰³. Tais trocas baseiam-se na existência de excedentes de reservas terciárias dentro de cada sistema. A transação de reservas entre os dois sistemas nacionais é regulamentada no referido MPGGS.
164. A análise deste mecanismo de troca de reservas terciárias entre sistemas não configura, porém, uma ampliação da dimensão geográfica do mercado de banda de regulação secundária¹⁰⁴.
165. Além de o respetivo âmbito material se circunscrever à reserva terciária e de o respetivo âmbito temporal ser posterior ao período da prática, importa referir que o BALIT permite tão-somente a entrada de um novo agente de mercado em Portugal (o MPGGS salienta que os operadores de rede de transporte serão considerados, com as devidas adaptações, como um agente produtor) e não um sistema de troca de reservas assente numa ordenação e seleção por preço à escala ibérica das ofertas de reservas pelos produtores. As ofertas de reserva terciária dos produtores economicamente mais vantajosas, isto é, de preço mais competitivo, são utilizadas prioritariamente para satisfazer as necessidades de reserva terciária do sistema elétrico nacional¹⁰⁵, ou seja, cada gestor de sistema apenas oferecerá no sistema vizinho a reserva terciária menos competitiva que previsivelmente não será utilizada, tendo ainda a prerrogativa de recusar a ativação das ofertas de reserva oferecida ao sistema vizinho se se verificar uma impossibilidade ou alteração excecional dos pressupostos que deram origem à elaboração das ofertas¹⁰⁶.
166. Uma observação empírica do desempenho do mercado, realizada pela AdC nos procedimentos CCent n.º 9/2015 – *EDP Renewables / Ativos ENEOP*, de 14 de agosto de 2015, e Ccent n.º 55/2015 – *EDP Renewables / Sociedades Ventinveste*, de 4 de fevereiro de 2016, confirma o facto de, em geral, as ofertas de reserva terciária da Rede Elétrica Espanhola (REE) em Portugal serem pouco competitivas e de ativação imprevisível.
167. As normas postas em prática pelos gestores de sistema permitem impor um conjunto de limitações às trocas de energia (ora nas importações, ora nas exportações) entre os dois sistemas elétricos da Península Ibérica sempre que existam limitações de reserva face às necessidades identificadas
168. Desta forma, o âmbito geográfico do mercado de banda de regulação secundária restringe-se a Portugal Continental.

II.2.4 Conclusão relativa à definição e caracterização do mercado em causa

169. A análise da AdC restringe-se ao mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação, em Portugal Continental.

¹⁰³ Vide p. 6 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

¹⁰⁴ Vide, por exemplo, as Decisões da AdC nos procedimentos CCent n.º 9/2015 – *EDP Renewables / Ativos ENEOP*, de 14 de agosto de 2015, §§ 75 e ss. e Ccent n.º 55/2015 – *EDP Renewables / Sociedades Ventinveste*, de 4 de fevereiro de 2016, §§ 66 e ss.

¹⁰⁵ Vide Ponto 15 do procedimento n.º 13 MPGGS.

¹⁰⁶ *Idem*.

II.2.5 Pronúncia da Visada relativa à definição e caracterização do mercado em causa e respetiva apreciação da AdC

Pronúncia da Visada

170. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada contesta a conclusão da AdC relativa à definição do mercado, alegando que a AdC desconsiderou o grau de interação entre os *diversos mercados em causa* – em particular, entre a atividade de produção e de venda grossista de eletricidade no MIBEL e a prestação de serviços de sistema –, bem como os condicionalismos técnicos e económicos que tal interação impõe¹⁰⁷.
171. A EDP Produção considera que: (i) os serviços de sistema devem ser analisados em conjunto com a produção, não só porque o fornecimento de banda de regulação secundária exige que o grupo tenha tido energia contratada no mercado grossista, mas também porque as centrais utilizam a mesma capacidade e a mesma disponibilidade de recurso para prestarem serviços de sistema e produzirem no mercado grossista¹⁰⁸; (ii) na prestação de serviços de telerregulação, as centrais incorrem num custo de arbitragem entre a maximização de receitas no mercado de produção e a utilização subótima das centrais neste mercado para poderem oferecer telerregulação; (iii) a prestação do serviço de telerregulação acarreta, para as centrais CMEC, perdas por menor otimização da produção nos mercados grossistas, que deveriam ser deduzidas às receitas de banda secundária das centrais CMEC¹⁰⁹.
172. No que diz respeito à interação entre o serviço de banda de regulação secundária e a reserva de regulação terciária, a Visada argumenta que as capacidades dos dois tipos de reservas são complementares e reciprocamente excludentes, existindo, nessa medida, perdas associadas ao desvio de receitas da banda de regulação secundária para a reserva terciária e vice-versa, as quais deveriam ser consideradas na análise¹¹⁰.

Posição da AdC

173. Pelas razões que se passam a expor, improcede a argumentação da Visada.
174. Apesar de os mercados do setor elétrico apresentarem relações entre si, não deixam de ser mercados distintos para efeitos jusconcorrenciais. Como a própria Visada refere expressamente estão em causa “*diversos mercados*”¹¹¹.
175. Como demonstrado *supra*¹¹², a contratação de serviços de sistema distingue-se intrinsecamente do mercado da produção e venda grossista de energia elétrica. Nomeadamente:
- i. A contratação de serviços de sistema apresenta uma estrutura de oferta distinta com um preço de equilíbrio diferente do verificado no mercado da produção;
 - ii. Os serviços de sistema apresentam substituibilidade negligenciável com as transações de energia nos mercados organizados, à vista ou a prazo; e
 - iii. As importações de energia elétrica não integram a oferta de serviços de sistema, fazendo com que o número de participantes seja mais reduzido.

¹⁰⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 152-155.

¹⁰⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 156 e 157.

¹⁰⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 158-162.

¹¹⁰ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 163-179.

¹¹¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 153.

¹¹² Vide a secção II.2.2.1 *supra*.

176. Todas estas diferenças são também referidas no parecer de Álvaro Nascimento, o qual constitui parte integrante da Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude¹¹³.
177. A interação entre o serviço de banda de regulação secundária e a reserva de regulação terciária também não coloca em causa a sua autonomização em mercados distintos nos serviços de sistema. Como explicado *supra*¹¹⁴, as respetivas características técnicas e de mercado permitem concluir que aqueles mercados são suficientemente distintos entre si, nomeadamente:
- i. O mecanismo de contratação é distinto – no mercado de banda de regulação secundária, o produtor recebe uma remuneração pela disponibilização de energia, assim como pela utilização de banda, enquanto na reserva de regulação terciária, a remuneração apenas ocorre para a utilização de energia; e
 - ii. Até 2014, a regulação secundária era um serviço de participação voluntária, enquanto a reserva de regulação terciária era um serviço obrigatório.
178. Pelo exposto, conclui-se que os serviços de sistema se autonomizam relativamente ao mercado grossista da energia elétrica e que, no seu âmbito, existe uma segmentação em mercados do produto autónomos, entre os quais o mercado de banda de regulação secundária ou telerregulação, que está em causa no presente processo.
179. Por outro lado, a participação no mercado de banda de regulação secundária não põe em causa a participação no mercado de reserva terciária. Uma central pode disponibilizar banda de regulação secundária e disponibilizar o restante da banda de variação de carga não utilizada na regulação terciária, ou seja, existindo capacidade suficiente para ser utilizada na regulação terciária, a mesma poderá ser fornecida mesmo que parte da capacidade tenha já sido atribuída à regulação secundária.
180. A alegação da Visada de que as receitas de reservas de regulação terciária foram significativamente superiores às receitas de banda de regulação devolvidas na revisibilidade pelas centrais CMEC durante o período de análise (2009-2013) também não procede. No período em análise, as receitas da Visada no mercado de banda de regulação secundária foram superiores às receitas de reserva terciária em cerca de 66% das horas¹¹⁵, isto apesar de, como se demonstra *infra*¹¹⁶, a Visada ter limitado a oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária naquele período, o que resultou em menor volume de banda e de energia contratadas neste mercado.

¹¹³ Vide, em particular, o ponto “Comercialização e Serviços de Sistema”, pp. 4-5 do parecer económico de Álvaro Nascimento (Anexo I da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude).

¹¹⁴ Vide a secção II.2.2.2 *supra*.

¹¹⁵ Informação calculada pela AdC com base nas ofertas casadas de banda de regulação (capacidade) e com a mobilização de reserva (secundária e de regulação) obtidas no *site* da REN, http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx.

¹¹⁶ Vide a secção II.4 *infra*.

181. Como melhor explicado *infra*¹¹⁷, a conclusão da AdC relativamente à definição e caracterização do mercado em causa é coerente com a sua prática decisória anterior¹¹⁸, bem como com a prática decisória da Comissão Europeia¹¹⁹.
182. Em paralelo, importa referir que a Visada não contestou que o mercado de banda de regulação secundária tenha um âmbito geográfico restrito a Portugal Continental.
183. Pelo exposto, a Visada não apresentou factos suscetíveis de alterar o entendimento da AdC de que o âmbito do processo se restringe, do ponto de vista do produto, à banda de regulação secundária ou ao serviço de telerregulação do SEN e, no que respeita ao âmbito geográfico, a Portugal Continental. Por outras palavras, o mercado em causa no presente processo é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental.

II.3 Posição da Visada no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental

184. Definido que está o mercado em causa no presente processo, procede-se, seguidamente, à análise da posição que a EDP Produção ocupa no mesmo.

II.3.1 Posição da Visada em termos de capacidade instalada de telerregulação

185. As centrais que podem oferecer banda de regulação secundária precisam de ter equipamento específico que permita o controlo automático remoto a partir do centro de controlo do GGS. Adicionalmente, estas centrais precisam de estar habilitadas para prestar o serviço de telerregulação nos parâmetros técnicos requeridos pelo GGS¹²⁰.
186. Não participam no mercado de banda de regulação secundária nem as tecnologias de produção em regime especial (eólicas, cogerações, solares), nem as centrais em regime ordinário não equipadas com telerregulação.
187. Apenas um subconjunto limitado de centrais em regime ordinário dispõe do equipamento necessário para telerregular. A Tabela 1 *infra* mostra a capacidade instalada de telerregulação, por operador e regime económico de exploração, desde a criação do MIBEL em 2007.

¹¹⁷ Vide a Secção III.1.2.2 *infra*.

¹¹⁸ Vide as Decisões da AdC nos procedimentos Ccent. n.º 23/2010 – *EDP Produção / Greenvouga*, de 13 de dezembro de 2010, §§ 161-201, Ccent n.º 9/2015 – *EDP Renewables / Ativos ENEOP*, de 14 de agosto de 2015, §§ 56-69, e Ccent n.º 55/2015 – *EDP Renewables / Sociedades Ventinveste*, de 4 de fevereiro de 2016, §§ 48-61.

¹¹⁹ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha* e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha*, § 46. Vide, igualmente, as Decisões da Comissão Europeia nos procedimentos COMP/M.3440 – *ENI/EDP/GDP*, de 9 de dezembro de 2004, §§ 51-55, COMP/M.3868 – *DONG/Elsam/Energi E2*, de 14 de março de 2006, §§ 235-240, e COMP/M.8660 – *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, §§ 19-21.

¹²⁰ Vide a secção II.2.2.2 *supra*.

Tabela 1 - Capacidade instalada de telerregulação (MW), por operador, tecnologia e regime económico de exploração

Ano	EDP Produção					Endesa	Iberdrola	REN Trading	Total
	Hídrica		Térmica		Total EDP	Térmica	Hídrica	Térmica	
	CMEC	Mercado	CMEC	Mercado		Mercado	Mercado	CAE	
2007	1235	154*	252	435	2076	0	0	106	2182
2008	1235	154	252	435	2076	0	0	106	2182
2009	1079	154	252	871	2356	0	156	106	2618
2010	1079	154	252	472	1957	0	156	75	2188
2011	1079	380	252	592	2303	195	156	75	2729
2012	1079	517	252	592	2440	195	156	75	2866
2013	1079	537	252	652	2520	195	156	75	2946
2014	1145	875	252	652	2924	195	0	75	3194
2015	1145	1030	64	707	2947	195	0	75	3217
2016	1145	1126	64	707	3043	195	0	75	3313

*Diz respeito à central de Alqueva, que em 2007 era explorada pela Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva S.A. (EDIA).

Fonte: REN¹²¹, cálculos da AdC

188. A distribuição percentual da capacidade instalada, por operador, tecnologia e regime económico de produção, é apresentada na Tabela 2 *infra*.

¹²¹ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadFisic.aspx>, acedida em 26.08.2019.

Tabela 2 - Capacidade instalada de telerregulação, em %, por operador, tecnologia e regime económico de exploração

Ano	EDP Produção					Endesa	Iberdrola	REN Trading	Total
	Hídrica		Térmica		Total EDP	Térmica	Hídrica	Térmica	
	CMEC	Mercado	CMEC	Mercado		Mercado	Mercado	CAE	
2007	56,6%	7,1%*	11,5%	19,9%	95,1%	0,0%	0,0%	4,9%	100%
2008	56,6%	7,1%	11,5%	19,9%	95,1%	0,0%	0,0%	4,9%	100%
2009	41,2%	5,9%	9,6%	33,3%	90,0%	0,0%	6,0%	4,0%	100%
2010	49,3%	7,0%	11,5%	21,6%	89,4%	0,0%	7,1%	3,4%	100%
2011	39,5%	13,9%	9,2%	21,7%	84,4%	7,1%	5,7%	2,7%	100%
2012	37,6%	18,0%	8,8%	20,7%	85,1%	6,8%	5,4%	2,6%	100%
2013	36,6%	18,2%	8,6%	22,1%	85,5%	6,6%	5,3%	2,5%	100%
2014	35,8%	27,4%	7,9%	20,4%	91,5%	6,1%	0,0%	2,3%	100%
2015	35,6%	32,0%	2,0%	22,0%	91,6%	6,1%	0,0%	2,3%	100%
2016	34,6%	34,0%	1,9%	21,4%	91,9%	5,9%	0,0%	2,3%	100%

*Diz respeito à central de Alqueva, que em 2007 era explorada pela Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva S.A. (EDIA).

Fonte: REN¹²², cálculos da AdC

189. A EDP Produção é destacadamente o principal operador em termos de capacidade habilitada a telerregular, apresentando consistentemente quotas superiores a 84% do total da capacidade entre 2007 e 2016.
190. Quando o MIBEL arrancou, em julho de 2007, as centrais em regime CMEC representavam mais de 68% do total nacional de telerregulação, com uma predominância da tecnologia hídrica (56,6%).
191. A Tabela 3 *infra* identifica a composição da oferta de telerregulação em Portugal Continental, por agente de mercado, tecnologia e regime económico de exploração, no ano de arranque do MIBEL. De acordo com o exposto na tabela, apenas existiam duas centrais habilitadas a telerregular em regime de mercado – a central hidroelétrica do Alqueva e a central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo –, com um peso de 27% da capacidade total de telerregulação do mercado (*vide* Tabela 2).

¹²² *Idem*.

Tabela 3 - Portfolio de Centrais com capacidade de telerregular em 2007, por regime, operador e tecnologia

Descrição	Regime	Agente	Tecnologia	Tipo	Potência Máxima Produção (MW)
Central Hidroelétrica da Aguieira	CMEC	EDP	Hídrica	Albufeira	336
Central Hidroelétrica do Alto Lindoso	CMEC	EDP	Hídrica	Albufeira	630
Central Hidroelétrica do Alqueva	Mercado	EDIA	Hídrica	Albufeira	259
Central Hidroelétrica do Cabril	CMEC	EDP	Hídrica	Albufeira	108
Central Hidroelétrica de Castelo de Bode	CMEC	EDP	Hídrica	Albufeira	159
Central Hidroelétrica de Frades	CMEC	EDP	Hídrica	Albufeira	191
Central Hidroelétrica do Picote	CMEC	EDP	Hídrica	Fio-de-água	195
Central Hidroelétrica do Pocinho	CMEC	EDP	Hídrica	Fio-de-água	186
Central Hidroelétrica da Régua	CMEC	EDP	Hídrica	Fio-de-água	180
Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 1	Mercado	EDP	Térmica	Gás Natural	400
Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 2	Mercado	EDP	Térmica	Gás Natural	400
Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 3	Mercado	EDP	Térmica	Gás Natural	400
Central Termoelétrica do Pego - Grupo 1	CAE	RENT	Térmica	Carvão	292
Central Termoelétrica do Pego - Grupo 2	CAE	RENT	Térmica	Carvão	292
Central Termoelétrica de Sines - Grupo 1	CMEC	EDP	Térmica	Carvão	300
Central Termoelétrica de Sines - Grupo 2	CMEC	EDP	Térmica	Carvão	300
Central Termoelétrica de Sines - Grupo 3	CMEC	EDP	Térmica	Carvão	300
Central Termoelétrica de Sines - Grupo 4	CMEC	EDP	Térmica	Carvão	300
Central Hidroelétrica do Torrão	CMEC	EDP	Hídrica	Fio-de-água	140
Central Hidroelétrica da Valeira	CMEC	EDP	Hídrica	Fio-de-água	240

Fonte: REN¹²³, adaptado pela AdC

192. As centrais hidroelétricas, em regime CMEC, da EDP Produção eram as centrais de Aguieira, de Alto Lindoso, de Cabril, de Castelo de Bode, de Frades, de Picote, de Pocinho, da Régua, de Torrão e de Valeira. A central termoelétrica (a carvão) de Sines, em regime CMEC, propriedade da EDP Produção, também se encontrava equipada para telerregular.

¹²³ *Idem*

193. Entre 2007 e 2016¹²⁴, a capacidade de telerregulação da EDP Produção aumentou significativamente, passando de 2.076 MW em 2007 para 3.043 MW em 2016 (*vide* Tabela 1). A evolução da capacidade da EDP Produção decorreu do seguinte:
- i. Em 2009, entrou em funcionamento a central de ciclo combinado a gás natural (CCGT)¹²⁵ de Lares, explorada em regime de mercado e com capacidade de telerregulação. Adicionalmente, a central hidroelétrica, em regime CMEC, da Aguieira foi transferida para a Iberdrola, a partir de abril de 2009 e por um período de cinco anos¹²⁶.
 - ii. No final de 2010, as centrais de ciclo combinado a gás natural da EDP Produção foram limitadas na sua capacidade de telerregulação, com a entrada em vigor da regra de apenas ser admissível a máxima variação de potência em cinco minutos¹²⁷. Em consequência, a potência total de telerregulação das centrais CCGT desceu de 871 MW para 472 MW (embora tenha subido nos anos seguintes para aproximadamente 652 MW).
 - iii. No final de 2011, entrou em serviço o reforço de potência das centrais hidroelétricas de Bemposta (“Bemposta 4”) e de Picote (“Picote 4”), explorados em regime de mercado e com capacidade de telerregulação.
 - iv. Em 2012, deu entrada em funcionamento o reforço de potência da central hidroelétrica do Alqueva (“Alqueva II”), explorado em regime de mercado e com capacidade de telerregulação.
 - v. Em 2014, com o fim do regime CMEC nas centrais hidroelétricas de Bemposta e de Miranda, a EDP Produção equipou ambas as centrais com capacidade de telerregulação. Adicionalmente, entrou em funcionamento o reforço de potência da central hidroelétrica de Miranda (“Miranda II”), com equipamento de telerregulação instalado.
 - vi. Em 2015, entraram em serviço três novas centrais hidroelétricas, em regime de mercado e com capacidade de telerregulação, concretamente Baixo Sabor Jusante (Quinta da Portela), Salamonde 2 e Ribeiradio.
 - vii. Em 2016, entrou em serviço a nova central hidroelétrica, em regime de mercado, de Baixo Sabor Montante, com equipamento de telerregulação.
194. Os concorrentes da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, entre 2007 e 2016, são a REN Trading, a Iberdrola e a Endesa. A posição conjunta dos três operadores no mercado, em capacidade instalada de telerregulação, variou entre 4,9% e 15,5%, conforme resulta da Tabela 2 *supra*.
195. A REN Trading é contraparte do CAE com a Tejo Energia relativo à central termoelétrica a carvão do Pego, nos termos do qual adquire, em exclusivo, a energia e os serviços gerados por essa central para depois os revender¹²⁸. A capacidade de telerregular desta central desce a partir de

¹²⁴ Note-se que em 2017 entrou ainda em serviço o reforço de potência da central hidroelétrica de Frades (“Frades II”), explorado em regime de mercado e com capacidade de telerregulação.

¹²⁵ Sigla anglo-saxónica para *Combined Cycle Gas Turbine*.

¹²⁶ Na sequência da operação de concentração Ccent n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Alqueva*Pedrógão), de 25 de junho de 2008, e de acordo com o compromisso assumido pela EDP.

¹²⁷ *I.e.*, a variação de potência que seja entregue após a janela temporal dos cinco minutos não será aceite pelo GGS.

¹²⁸ A REN Trading limita-se a revender a energia, beneficiando, porém, de uma comissão de gestão sobre os seus resultados económicos, definida com base em sistema de incentivos pela ERSE. Os incentivos definem que o comportamento da central da Tejo Energia seja equivalente ao de um operador de mercado, que visa maximizar os lucros. A REN Trading é ainda

- 2010, fruto da regra da variação de potência máxima admissível em cinco minutos, à semelhança do que sucedeu com as centrais a gás natural da EDP Produção. No período em análise, a capacidade instalada de telerregulação da REN Trading variou entre 2,3% e 4,9%.
196. A Iberdrola teve uma presença transitória no mercado, enquanto durou o contrato de cedência de exploração da central hidroelétrica de Aguieira, pela EDP Produção, por um período de cinco anos, iniciado em abril de 2009 e terminado em março de 2014. Apesar de a central hidroelétrica de Aguieira se encontrar em regime CMEC, no período de cedência foi explorada pela Iberdrola com risco de mercado para esse operador, que teve, assim, nessa exploração, incentivos semelhantes aos de qualquer operador em mercado. No período de cedência, a capacidade instalada de telerregulação da Iberdrola variou entre 5,3% e 7,1%.
197. A Endesa explora a central de ciclo combinado a gás natural do Pego, que entrou em funcionamento em 2011. A entrada em serviço desta central constituiu a única entrada, em mais de 10 anos, de um terceiro concorrente, com base em investimento de raiz em novo equipamento produtivo. No período em análise, a capacidade instalada de telerregulação da Endesa variou entre 5,9% e 7,1%.
198. Durante o período em análise, a capacidade instalada de telerregulação dos concorrentes referidos *supra* nunca foi além dos 15,5% do total do mercado, tendo baixado para menos de 10% a partir da cessação do contrato de exploração da central hidroelétrica de Aguieira, que ocorreu a par da entrada em vigor do limite de preço administrativo, por via do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia (*vide* Tabela 2).
199. A entrada de novos concorrentes no mercado de banda de regulação secundária encontra-se dependente da conclusão das centrais hidroelétricas previstas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (“PNBEPH”) atribuídas a outros operadores. Segundo a Iberdrola¹²⁹, o complexo hidroelétrico do Alto Tâmega¹³⁰ deverá estar concluído em 2023. Por seu lado, a Endesa, à qual havia sido adjudicada também uma barragem no PNBEPH (Girabolhos), formalizou a sua desistência em 2016¹³¹.

II.3.2 Posição da Visada em termos de fornecimento de banda de regulação secundária

200. Como demonstra a Tabela 4 *infra*, a repartição do fornecimento de telerregulação, por operador, tecnologia e regime económico de exploração, difere da composição da capacidade instalada com telerregulação dos vários operadores.

contraparte do CAE com a Turbogás, relativo à central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (também conhecida por “Turbogás”); contudo, esta central não está habilitada a prestar telerregulação.

¹²⁹ *Vide* <https://www.iberdrola.pt/02sicb/corporativa/iberdrola/sobre-nos/iberdrola-portugal/projeto-alto-do-tamega>, acedida em 26.08.2019.

¹³⁰ Composto pelas barragens de Daivões, Gouvães e Alto Tâmega.

¹³¹ *Vide* o Despacho n.º 5646/2016, Diário da República n.º 81/2016, Série II de 2016-04-27.

Tabela 4 - Fornecimento de telerregulação, em %, por operador, tecnologia e regime económico de exploração

Ano	EDP Produção				Total EDP	Endesa	REN Trading	Iberdrola	Total
	Hídrica		Térmica			Térmica	Térmica	Hídrica	
	CMEC	Mercado	CMEC	Mercado		Mercado	CAE	Mercado	
2007 (2ºS)	64,2%	2,5%	0,0%	22,9%	89,6%	0,0%	10,4%	0,0%	100%
2008	36,9%	2,5%	0,0%	57,9%	97,4%	0,0%	2,6%	0,0%	100%
2009	10,3%	3,8%	0,0%	65,9%	80,0%	0,0%	16,1%	4,0%	100%
2010	15,9%	7,3%	0,0%	60,0%	83,2%	0,0%	12,1%	4,7%	100%
2011	10,5%	13,1%	0,0%	56,9%	80,5%	1,8%	14,5%	3,3%	100%
2012	8,4%	35,8%	0,0%	24,7%	68,8%	15,9%	11,1%	4,2%	100%
2013	11,4%	65,6%	0,0%	11,7%	88,7%	1,5%	4,8%	5,0%	100%
2014	35,8%	59,6%	0,0%	2,7%	98,1%	0,0%	0,7%	1,2%	100%
2015	22,2%	47,8%	0,0%	21,8%	91,7%	7,5%	0,7%	0,0%	100%
2016	28,3%	41,9%	0,4%*	19,3%	89,9%	9,8%	0,2%	0,0%	100%

* Diz respeito à central termoelétrica a carvão de Sines, que passou a fornecer telerregulação.

Fonte: REN¹³², cálculos da AdC

201. Entre 2007 e 2016, a EDP Produção foi destacadamente o principal fornecedor de banda de regulação secundária do SEN, apresentando consistentemente quotas superiores a 80% do total do mercado, com exceção do ano de 2012, em que registou uma quota de 68,8%.
202. Durante o ano de 2014, a EDP Produção aproximou-se mesmo da posição de monopolista em diversos períodos do ano, sobretudo quando a utilização da capacidade térmica dos concorrentes se reduz em resultado da conjugação de quebra de procura e aumento da produção renovável, dispensando a utilização de centrais de ciclo combinado a gás natural e a carvão.

II.3.3 Conclusões relativas à posição da Visada no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental

203. Em síntese do *supra* exposto:
- i. A EDP Produção detém a totalidade da tecnologia hídrica com capacidade de telerregulação¹³³;
 - ii. Entre 2007 e 2016, a tecnologia hídrica com capacidade de telerregulação da EDP Produção, em regime de mercado, aumentou mais de sete vezes em termos de capacidade instalada, tendo passado de 154 MW para 1.126 MW, corroborando a maior aptidão desta tecnologia para o serviço de telerregulação;

¹³² Para o período 2008-2016, vide

<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta "Informação operacional_mercado" do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

¹³³ Com a ressalva que entre 2009 e 2014, a central hidroelétrica, em regime CMEC, da Agueira esteve cedida à Iberdrola de acordo com compromisso assumido pela EDP Produção com a AdC.

- iii. Até 2011, todas as centrais hidroelétricas em regime de mercado eram albufeiras (Alqueva e Aguieira) ao passo que todos os fios de água com capacidade de telerregulação estavam em regime CMEC. A partir do final de 2011, com a entrada em funcionamento dos reforços de potência “Bemposta 4” e “Picote 4”, em regime de mercado, na bacia do rio Douro, o sistema passou a dispor igualmente de fios de água em regime de mercado. As entradas subsequentes de capacidade instalada de telerregulação, na bacia do Douro, corresponderam a centrais hidroelétricas que, entretanto, deixaram de estar sob o regime CMEC, tendo passado a regime de mercado (nomeadamente, “Bemposta” e “Miranda”);
 - iv. A EDP Produção é o único produtor em regime ordinário que detém centrais habilitadas a prestar telerregulação com dois tipos distintos de regime económico de produção – regime CMEC e regime de mercado;
 - v. Entre 2007 e 2016, as quotas de mercado da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária foram sempre acima de 84%, ao nível da capacidade instalada de telerregulação, e de 68%, em termos de fornecimento de telerregulação.
204. Esta posição da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária destaca-a como líder de mercado, e tendo em conta a rigidez da procura¹³⁴, confere-lhe uma capacidade decisiva para influenciar o preço marginal da banda de regulação secundária, fixando o preço na quase totalidade das horas¹³⁵.

II.3.4 Pronúncia da Visada relativa à sua posição no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental e respetiva apreciação da AdC

Pronúncia da Visada

205. Na Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada contesta as conclusões da AdC relativas à posição da EDP Produção no mercado em causa. A Visada alega, sumariamente, que:
- i. Entre a 2.ª metade de 2007 e o último trimestre de 2009, não se pode afirmar que a EDP Produção detivesse posição dominante na banda de regulação secundária, uma vez que se tratou de um período experimental e de transição para o mercado, durante o qual o controlo das centrais CMEC capazes de prestar serviços de telerregulação pertenceu ao operador do sistema, não se podendo considerar um verdadeiro mercado de serviços de sistema¹³⁶;
 - ii. A posição relativa da EDP Produção em termos de capacidade instalada de telerregulação é apresentada de forma parcelar, pois, por um lado, a AdC não indica a soma das capacidades de prestação do serviço de telerregulação pelas centrais exploradas por operadores concorrentes da EDP Produção e, por outro lado, a quota da EDP Produção em termos de capacidade de telerregulação parece estar empolada, já que a ERSE sugere uma quota de 74%, enquanto a AdC obtém valores superiores a 84% entre 2007 e 2016¹³⁷;
 - iii. As centrais concorrentes das da EDP Produção tinham capacidade suficiente e até excedentária para satisfazer a integralidade da procura da REN e qualquer operador pode marcar o preço marginal da telerregulação, mesmo quando dispõe de uma única central,

¹³⁴ Vide o parágrafo 294 *infra*.

¹³⁵ Vide os parágrafos 388-391 *infra*.

¹³⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 184-192 e § 247.

¹³⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 193-194 e 198-199.

mostrando a participação globalmente baixa dos concorrentes nos leilões de banda de regulação secundária que os preços de telerregulação não eram assim tão elevados¹³⁸.

Posição da AdC

206. As alegações da EDP Produção relativas à sua posição no mercado em causa são improcedentes, pelas razões que, de seguida, se passam a expor.
207. Conforme melhor explicado *infra*¹³⁹, antes da cessação dos CAE, a EDP Produção não dispunha do controlo comercial das suas centrais, sendo este cedido ao GGS, que atuava de forma independente¹⁴⁰. Com a cessação dos CAE e o arranque do MIBEL, incluindo o início do mercado de serviços de sistema, a EDP Produção passou a beneficiar do controlo comercial das suas centrais.
208. No que diz respeito ao controlo técnico da REN, este sempre existiu e não sofreu alterações após setembro de 2009. Este tipo de controlo, distinto do controlo comercial, é subjacente à própria telerregulação, na medida em que as centrais equipadas para telerregular consistem naquelas centrais que podem ser controladas automaticamente de forma remota a partir do centro de controlo do sistema elétrico nacional, gerido pelo GGS¹⁴¹.
209. Conforme o MPGS e MPGGS¹⁴², a REN, enquanto gestor de sistema, pode adotar decisões oportunas para a utilização da reserva secundária disponível no sistema em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático de gestão.
210. A maior interferência por parte da REN, a que a Visada se refere na sua Pronúncia, resultou da necessidade de satisfazer a procura e relaciona-se, por um lado, com o cumprimento das necessidades de reserva do GGS durante grande parte de 2008 e até julho de 2009 e, por outro lado, com as exposições relacionadas com a qualidade da regulação de frequência do SEN submetidas à REN pelos gestores de sistema de Espanha e França, resultando na necessidade de o GGS aumentar a quantidade de reserva procurada em mercado em outubro de 2009¹⁴³.
211. A este respeito, reproduz-se a resposta da REN à AdC:

“Entre julho de 2007 e julho de 2008 houve um período transitório no sistema elétrico nacional onde a REN manteve, temporariamente, a operação em tempo real das centrais da EDP. Após este período, a EDP passou a assumir essa função, tal facto associado ao aumento da utilização de telerregulação lenta (centrais a carvão) e ao número elevado de grandes transições nos programas horários estabelecidos na interligação, conforme se procurou evidenciar nas apresentações efetuadas na IESOE (Electricity Interconnection in South-Western Europe). Esta situação foi ultrapassada, em outubro de 2009, através do incremento da banda de regulação secundária contratada”¹⁴⁴.

¹³⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 195 e §§ 201-214.

¹³⁹ Vide os parágrafos 273-274 *infra*.

¹⁴⁰ A este respeito, a Visada refere na sua Pronúncia que até à aprovação do Decreto-Lei n.º 240/2004, a prestação de serviços era integralmente controlada, do lado da oferta e da procura, pelo gestor de sistema e comprador único no âmbito dos CAE. Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 111.

¹⁴¹ Definido no parágrafo 132 *supra*.

¹⁴² Vide o parágrafo 128 *supra*.

¹⁴³ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 443. Vide, igualmente, a secção II.5.1 *infra*.

¹⁴⁴ Vide a Resposta da REN de 01/02/2018 ao pedido de elementos da AdC de 11.01.2018 (Questão 4, alínea a), fls. 464-469.

212. Aliás, a interferência da REN a que se refere a Visada é, na verdade, demonstrativa, por um lado, de que a Visada tinha o efetivo controlo comercial das centrais, na medida em que era a EDP Produção que decidia a participação das centrais no mercado e em que termos (volume e preço), e, por outro lado, de que a capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC foi subutilizada. Também o Auditor, no Relatório D3, destacou “*o facto das unidades hidroelétricas com CMEC poderem claramente ter oferecido mais capacidade ao mercado de reserva secundária do que realmente ofereceram, pois a REN utilizou consistentemente estas unidades para fornecer regulação secundária, mesmo que não tivessem oferecido reserva ao mercado*”¹⁴⁵.
213. Igualmente, não se compreende como pode a Visada alegar que até setembro de 2009 o controlo operacional e comercial das centrais CMEC capazes de prestar serviços de telerregulação pertenceu ao operador do sistema. Se assim fosse, não se compreenderia o alcance do ponto 8 da Ata da 12ª reunião de coordenação do Grupo de Trabalho REN/EDP Produção, de 7 de novembro de 2008, em que se refere que **[CONFIDENCIAL]**.
214. A discussão *supra*, bem como a evidência de ofertas de venda (“*bids*”) nos leilões horários do mercado de banda de regulação secundária do *portfolio* de centrais da EDP Produção desde 2008 permitem afastar a alegação de que não existia, até ao último trimestre de 2009, um mercado de banda de regulação secundária em Portugal¹⁴⁶.
215. Dos autos constam igualmente elementos que determinam a improcedência das alegações da Visada quanto à existência de inconsistências nas quotas de mercado constantes da Nota de Ilícitude. Os valores da capacidade subjacentes às quotas de mercado são explícitos.
216. A quota de 74% resultante do Estudo da ERSE de março de 2013, referida na Pronúncia da Visada, é calculada com base na potência máxima de produção das unidades com telerregulação. Já a AdC, no apuramento da quota da EDP Produção e suas concorrentes, utilizou a capacidade instalada de telerregulação devidamente ajustada ao facto de não ser possível disponibilizar reserva secundária no máximo da capacidade¹⁴⁷. A análise da AdC tem em consideração duas medidas – i) capacidade instalada devidamente ajustada à banda e ii) fornecimento de telerregulação – para o cálculo do peso relativo da Visada e das suas concorrentes no mercado de banda de regulação secundária. Trata-se, portanto, de uma análise puramente técnica, cujo erro, caso esse se verificasse, só seria oponível mediante contradição fundamentada dos valores em crise, o que não acontece.
217. No que diz respeito à alegação da Visada de que os seus concorrentes tinham capacidade suficiente para satisfazer a procura, bem como a possibilidade de marcar o preço marginal de telerregulação, refira-se que este argumento já havia sido analisado pela AdC na Nota de Ilícitude¹⁴⁸ e que se passa a reproduzir.
218. Desde logo, importa destacar dois factos, que são do conhecimento da EDP Produção: (i) para disponibilizar banda de regulação secundária, a central terá de ter sido contratada nos mercados organizados, pelo que a capacidade instalada dos concorrentes não poderá ser utilizada na sua totalidade no mercado de banda de regulação secundária; e (ii) a central necessita de estar habilitada a prestar o serviço de telerregulação¹⁴⁹.

¹⁴⁵ Vide o Relatório D3 da Auditoria *Brattle*, p. 3.

¹⁴⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 189.

¹⁴⁷ Vide a secção II.3.1 *supra*.

¹⁴⁸ Vide a secção II.5.3.2.1 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5 da AdC. Vide, igualmente, a secção II.6.1.3.2.1 *infra*.

¹⁴⁹ Vide a secção II.2.2.2 *supra*.

219. Em termos factuais, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as quotas de mercado da EDP Produção e dos seus concorrentes, calculadas em termos de capacidade instalada e de fornecimento de telerregulação, mostram, precisamente, que, à exceção de 2012, a quota da EDP Produção foi sempre superior a 80%. No ano de 2012, a quota de mercado em termos de capacidade instalada foi de 84,4% e de 68,8% em termos de fornecimento de telerregulação. Concomitantemente, no período de janeiro de 2010 a março de 2014, as ofertas submetidas pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária foram inferiores à quantidade procurada pela REN em cerca de 6%. Por outro lado, até outubro de 2009 a capacidade de reserva secundária oferecida no mercado de banda de regulação secundária foi insuficiente para cumprir as necessidades de reserva do gestor do sistema¹⁵⁰.
220. A estes factos acrescenta-se a análise do Auditor *Brattle*, que conclui pela capacidade imprescindível da Visada no mercado de banda de regulação secundária: *“as unidades CMEC são fornecedores centrais de reserva secundária - sem a sua capacidade de reserva não existe capacidade de reserva suficiente para fornecer o serviço de regulação necessário”*¹⁵¹.
221. Também o Estudo da ERSE de março de 2013 expõe que *“como a variação da oferta global corresponde praticamente à variação da oferta da empresa incumbente, poder-se-á afirmar que o grupo EDP detém uma capacidade decisiva para influenciar a formação do preço marginal da BRS [banda de regulação secundária]”*¹⁵². O mesmo estudo conclui ainda que *“a obtenção de rendas adicionais de mercado por parte da empresa incumbente [EDP Produção] e das restantes entidades que a acompanham na formação dos custos no segmento de banda de regulação secundária, parece ser indiscutivelmente determinada por uma atuação em uso do poder de mercado específico do agente, o que coloca estes resultados na esfera do comportamento potencialmente anticoncorrencial”*¹⁵³.
222. Veja-se, ainda, o parecer de Álvaro Nascimento, parte integrante da Pronúncia da Visada, que refere expressamente que *“nos mercados de serviços de sistema e por comparação com os mercados de comercialização, a oferta está limitada às unidades com capacidade para responder a estas exigências – i.e., em Portugal, maioritariamente a EDP Produção, para além da REN Trading e Endesa. O grau de concentração é, por isso, mais elevado”*¹⁵⁴.
223. A capacidade de telerregulação da Visada, que os elementos de facto constantes do processo demonstram ser muito significativa e substancialmente superior à dos seus concorrentes, confere-lhe não só uma posição dominante no mercado como possibilita-lhe ainda usufruir de vantagens adicionais. Durante o período de referência (2009 a 2013), a EDP Produção podia realocar a energia contratada no mercado diário (e intradiário) nas centrais hidroelétricas já que as respetivas ofertas de venda são efetuadas por unidade de programação¹⁵⁵. Esta regra de mercado, que permite um maior grau de flexibilidade, é particularmente relevante num contexto em que a EDP Produção detém um portfólio de centrais habilitadas a prestar telerregulação com regimes contratuais distintos e tecnologias diferentes. Com a ressalva da central hidroelétrica da Aguieira, entre 2009 e 2014, a EDP Produção detém a totalidade da tecnologia hídrica com

¹⁵⁰ Vide a secção II.5.3.2.3 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5 da AdC. Vide, igualmente, a secção II.6.1.3.2.3 *infra*.

¹⁵¹ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. 49.

¹⁵² Vide ERSE, “Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012”, março de 2013, p. 11 (fls. 602-613).

¹⁵³ Vide ERSE, “Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2012”, março de 2013, p. 15 (fls. 602-613).

¹⁵⁴ Vide Parecer de Álvaro Nascimento (Anexo 1 da Pronúncia da Visada), p. 5.

¹⁵⁵ Vide a secção II.6.1.2.1.2 *infra*.

- capacidade de telerregulação¹⁵⁶. Nessa medida, a EDP Produção goza de um maior grau de flexibilidade do que os seus concorrentes e incorre um menor risco de sujeição a penalidades de incumprimento¹⁵⁷.
224. Adicionalmente, a argumentação da EDP Produção ignora a influência que sua posição especial lhe permite ter no mercado e no comportamento dos concorrentes.
225. A banda de regulação secundária contratada no leilão valoriza-se ao preço da última oferta aceite em cada período de programação (i.e., em cada hora leiloadas) e, nessa medida, o preço é marcado pelo operador que tenha submetido a última oferta de energia aceite na ordem de mérito.
226. A EDP Produção, enquanto detentora de uma quota de mercado muito significativa, tem uma capacidade de previsão acrescida que lhe possibilita marcar o preço de telerregulação com maior frequência, ao passo que um concorrente da EDP Produção não terá a mesma capacidade de antecipar a estrutura de oferta para saber qual é a oferta que irá marcar o preço. As diferenças de preços submetidos pela EDP Produção face aos seus concorrentes demonstram precisamente este ponto: a EDP Produção submeteu ofertas de energia com valores, em média, 5 vezes superiores aos dos seus concorrentes durante o ano de 2012¹⁵⁸.
227. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção marcou o preço de grande parte dos leilões horários para a contratação do serviço de telerregulação¹⁵⁹, sendo também de destacar que as centrais CMEC da EDP Produção tendem a marcar o preço nos leilões horários com maior frequência do que o peso que têm no fornecimento de telerregulação¹⁶⁰.
228. Mesmo que, teoricamente, um concorrente possa marcar o preço de telerregulação, o risco associado a que a sua capacidade não seja selecionada na ordem de mérito é substancialmente superior face ao risco da EDP Produção. A capacidade instalada de telerregulação da EDP Produção, em conjunto com o portfólio de unidades face aos seus concorrentes, confere-lhe uma capacidade de previsão inigualável, diminuindo a incerteza e o risco associados a qualquer oferta, maior ou menor, de capacidade. Acresce que a capacidade instalada de telerregulação mais significativa da EDP Produção lhe permite, igualmente, no caso de uma licitação de preços de oferta superiores aos custos, auferir ganhos superiores aos que poderia obter no cenário em que seria um dos seus concorrentes a marcar preços mais elevados¹⁶¹.
229. Por outro lado, um cenário em que um concorrente marca o preço de telerregulação é suscetível de beneficiar a EDP Produção através da apropriação de maiores receitas obtidas pelas centrais em regime de mercado. Assim se compreende que, na sequência do pico de preços em julho de 2009, decorrente das ofertas da unidade de Aguireira, operada na altura pela Iberdrola, a EDP Produção não tenha aumentado o fornecimento de imediato, tendo a Auditoria *Brattle* concluído

¹⁵⁶ Vide as secções II.4.1.1.3 e II.4.2.2.2 *infra*.

¹⁵⁷ Em particular, o risco de incumprimento da banda atribuída em leilão poderá ser significativo, já que os operadores podem ficar sujeitos a uma penalidade equivalente a 1,5 vezes o valor da banda. Vide o parágrafo 141 *supra*.

¹⁵⁸ Vide o parágrafo 5 *supra*.

¹⁵⁹ Vide os parágrafos 388-391 *infra*.

¹⁶⁰ Vide o parágrafo 391 *infra*.

¹⁶¹ Assim é porque, tendo em conta que a sua capacidade instalada é mais de 80% do total, ao fixar a própria EDP Produção preços mais elevados, haverá um maior volume de capacidade da empresa a beneficiar desse aumento de preços, comparativamente à hipótese de ser um concorrente a marcar o preço.

que tal (ausência de) resposta por parte da EDP Produção era consistente com a hipótese de obtenção de receitas¹⁶².

230. Por todo o exposto, as alegações da Visada não se afiguram suscetíveis de pôr em causa a conclusão da AdC quanto à posição da EDP Produção no mercado em causa¹⁶³: em síntese, a EDP Produção é líder destacada de mercado, seja ao nível da capacidade de telerregulação seja ao nível do seu fornecimento efetivo, posição que, tendo em conta a rigidez da procura, lhe confere uma capacidade decisiva para influenciar o preço marginal da banda de regulação secundária, fixando o preço na quase totalidade das horas.

II.4 O comportamento da Visada EDP Produção

231. Conforme acima referido e em termos melhor detalhados *infra*, o comportamento da EDP Produção objeto do presente processo de contraordenação ocorreu entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013.
232. Com efeito, por um lado, o ano de 2008 é considerado um ano de transição do mercado regulado, após a criação do mercado de banda de regulação secundária em 2007 como parte do processo de liberalização do sistema elétrico grossista português.
233. Por outro lado, verifica-se que a EDP Produção começou a alterar gradualmente a sua conduta após o Estudo da ERSE de 13 de março de 2013 e a Recomendação da AdC de 25 de novembro de 2013¹⁶⁴.

II.4.1 Enquadramento

234. A análise do comportamento da Visada no mercado de banda de regulação secundária pressupõe a compreensão, por um lado, dos contratos CMEC e da forma como estes enquadram a prestação de serviços de sistema das centrais em regime CMEC e, por outro lado, da ordem de mérito e da formação de preços no mercado de banda de regulação secundária.

II.4.1.1 A prestação de serviços de sistema no âmbito dos contratos CMEC

235. No que se segue, analisam-se os contratos CMEC do ponto de vista do mecanismo de remuneração e dos incentivos gerados.

II.4.1.1.1 A remuneração no âmbito dos contratos CMEC

236. Os CMEC foram um mecanismo criado pelo Governo português no ano de 2004, para compensação a unidades de geração de energia, em troca da rescisão antecipada dos CAE que tinham assinado com o Gestor de Sistema (REN).
237. Nessa medida, o quadro legal subjacente ao regime CMEC tem como base os contratos CAE, celebrados em 25 de setembro de 1996. Os CAE foram celebrados segundo o modelo consagrado no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, assentes em relações de venda exclusiva

¹⁶² Nas palavras do Auditor: “a EDP não aumentou o fornecimento de imediato quando estes picos de preços ocorreram e a sua demora em responder aos sinais de preços seria consistente com a hipótese de que estava a obter rendimentos através do comportamento da Aguieira”. Vide o Relatório D3 da Auditoria Brattle, p. 24.

¹⁶³ Vide os parágrafos 203-204 *supra*.

¹⁶⁴ Vide, neste sentido, Auditoria CMEC, Relatório D2, págs. 3-4, 12 e 23.

- à entidade concessionária da rede nacional de transporte (a REN) e de longa duração (não inferior a 15 anos).
238. Os contratos, um por central, seguem uma estrutura idêntica e concretizam as disposições a aplicar ao fornecimento de energia elétrica e serviços complementares por parte da Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (atual EDP Produção) ao comprador único dessas centrais, a REN, incluindo a sua disponibilidade em Potência, Energia Ativa, Serviços Complementares¹⁶⁵ e Serviços Especiais¹⁶⁶.
239. Entre as empresas fornecedoras de energia à REN, a EDP Produção foi a única que aceitou a rescisão dos CAE e a consequente implementação dos CMEC. As outras duas produtoras independentes no mercado elétrico português, a Tejo Energia e a Turbogás, optaram por não rescindir os respetivos contratos CAE¹⁶⁷.
240. Com a rescisão dos CAE e implementação dos CMEC, passou-se de um regime de contratação a longo prazo com comprador único, em que o serviço era integralmente assegurado pelo produtor, para um regime de mercado multilateral na compra e venda de eletricidade, em que o serviço contratualizado nos CAE foi repartido por diferentes mercados de contratação, entre os quais os mercados de serviços de sistema¹⁶⁸.
241. Os CMEC foram criados para garantir que as unidades de geração de energia obtivessem uma remuneração idêntica à que poderiam ter caso os CAE não tivessem sido rescindidos. A remuneração traduz-se num pagamento adicional sobre as receitas de mercado, para que a margem total angariável pela empresa geradora em mercado seja, quando adicionada da compensação CMEC, aproximadamente equivalente à que havia sido contratada nos CAE¹⁶⁹.
242. Nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro¹⁷⁰, nos primeiros dez anos de aplicação dos CMEC, ou seja, entre 2007 e 2017, a estimativa das receitas atribuída a cada unidade foi realizada através de um modelo de geração a médio e longo prazo desenvolvido pela REN, designado VALORÁGUA. Este modelo baseava-se em premissas da evolução de variáveis, como o custo do combustível, condições hidrológicas, níveis de geração e preços de mercado. Este modelo estimou anualmente qual deveria ter sido o perfil de geração ideal das unidades nas condições reais e as receitas resultantes desta alocação, considerando igualmente as receitas reais obtidas pelas unidades de geração de energia, incluindo restrições técnicas¹⁷¹ e a reserva de regulação (secundária e terciária).

¹⁶⁵ Definidos nos CAE como os “serviços que uma Central pode fornecer para além da produção de Potência (Energia) Ativa, de acordo com os seus Parâmetros Dinâmicos. Incluem a produção ou absorção de Energia Reativa, a Regulação de Tensão e a Regulação de Frequência”.

¹⁶⁶ Definidos nos CAE como os “serviços que podem ser fornecidos apenas por grupos equipados para esse fim. Incluem a Telerregulação, a Compensação Síncrona, a Reserva Girante e a Bombagem que inclui o funcionamento do grupo como Bomba e o funcionamento como Grupo Lançador”.

¹⁶⁷ Neste caso, a venda por grosso da energia elétrica ainda é realizada no âmbito dos CAE e tem a REN Trading como único comprador da oferta gerada por ambas as empresas. A REN Trading, por sua vez, revende a energia comprada no âmbito dos CAE no mercado grossista.

¹⁶⁸ Vide, neste sentido, pág. 5 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

¹⁶⁹ Vide Preâmbulo e artigo 2.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

¹⁷⁰ Vide, em particular, o artigo 3.º, n.º 6, alínea d).

¹⁷¹ Por restrição técnica entende-se qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte, para que o fornecimento de energia elétrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade definidas no Procedimento n.º 6 do MPGGS.

243. A partir do 2º semestre de 2017, as compensações CMEC passaram a ser fixas e, portanto, independentes das variáveis supramencionadas¹⁷².
244. A diferença entre o preço de compra nos CAE e o preço recebido no mercado grossista, se negativa, é suportada pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes (em particular na tarifa de Uso Global do Sistema), na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)¹⁷³.
245. A remuneração prevista nos contratos CMEC, para o período 2007-2017, desdobra-se numa "parcela fixa" e numa "parcela de acerto", sobre a qual se aplica o mecanismo da revisibilidade.
246. A parcela fixa dos CMEC é determinada com base na diferença entre os pagamentos dos encargos fixos dos CAE e uma margem bruta de mercado calculada *ex ante*, assente em pressupostos iniciais (quantidades vendidas, regime hidrológico, preços de mercado e custos de combustíveis), sendo o valor apurado convertido numa renda anual fixa.
247. A componente de revisibilidade dos CMEC, calculada anualmente, apura a diferença entre a margem bruta calculada *ex ante* e a margem bruta que se apura *ex post*. Formalmente, o mecanismo da revisibilidade CMEC encontra-se definido no artigo 4.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, na fórmula explanada *infra*:

$$Revisão_{kt} = \left\{ \underbrace{\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi})}_{\text{Ajustamento do encargo fixo pela disponibilidade (EF)}} + \underbrace{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki} \right]}_{\text{Margem bruta ex-ante ajustada pela inflação}} \times \frac{1}{I_{ref}} - \underbrace{\left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim} \right]}_{\text{Margem bruta ex post}} + \underbrace{GP_{ki}}_{\text{Garantia de Potência}} + \underbrace{SS_{ki}}_{\text{Receitas serviços de sistema}} \left. \right\}$$

Ajustamento da margem bruta de mercado de produção

248. Em termos simplificados, e como legendado *supra*, a fórmula da revisibilidade dos CMEC desdobra-se em quatro componentes¹⁷⁴:

¹⁷² Vide o artigo 3.º, n.º 7, do Decreto-Lei n.º 240/2004.

¹⁷³ Vide em particular os artigos 3.º, n.º 1, e 5.º, n.º 2, ambos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

¹⁷⁴ Na expressão:

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 nº 2 do artigo 1º 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 respectivo 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 respectivo CAE e ajustado, em termos e condições a definir no acordo de cessação, de modo a ter em conta o efeito das variações no encargo fixo decorrentes da definição constante da alínea c) do presente artigo;

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 respectivo CAE, conforme definido na alínea f) do nº 2 do artigo 1º 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 nº 2 do artigo 1º do presente anexo;

- i. Ajustamento do Encargo Fixo (EF) ($[\sum_{m=1}^{12} EF_{kmi} \times (Km_{kmi} - Kp_{kmi})]$), determinado em função da diferença entre a disponibilidade contratada¹⁷⁵ no CAE original e a disponibilidade real demonstrada por cada central;
 - ii. Ajustamento da Margem Bruta de Mercado de Produção, calculada pela diferença entre a margem bruta de mercado calculada *ex ante*, ajustada pela inflação ($[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^5 (VT_{kimh} \times PT_{mh}) - VT_{ki} \times EVT_{ki}] \times \frac{1}{I_{ref}}$) – o valor inicialmente determinado aquando da entrada em funcionamento dos CMEC – e a margem bruta de mercado calculada *ex post* $\{\sum_{m=1}^{12} [\sum_{h=1}^5 (VV_{kimh} \times PV_{imh}) - VV_{kim} \times EVV_{kim}]\}$. Esse ajustamento depende da diferença entre os valores previstos e realizados dos preços de mercado de produção, dos custos dos combustíveis e outros encargos operacionais, do regime hidrológico e das quantidades ótimas determinadas pelo modelo VALORÁGUA *ex ante* vs *ex post*;
 - iii. Receitas de Garantia de Potência (GP_{ki}), que, no caso das centrais CMEC, nunca chegaram a ser auferidas;
 - iv. Receitas de Serviços de Sistema (SS_{ki}), nomeadamente pela prestação dos serviços de telerregulação, reserva de regulação (secundária e terciária) e restrições técnicas.
249. No mercado da produção (refletido na componente “Ajustamento da Margem Bruta de Mercado de Produção”), o mecanismo de revisibilidade tem em consideração as margens de lucro brutas ótimas (= vendas - custos de produção), as quais são calculadas com base em quantidades ótimas, determinadas *ex post* pelo modelo VALORÁGUA, que as centrais deveriam produzir com base em condições reais de mercado e de regime hidrológico. Tendo em conta esse referencial, caso a beneficiária dos CMEC, no caso a EDP Produção, se afaste das quantidades ótimas e realize menores margens de lucro, os consumidores não compensam essa perda; caso a EDP Produção consiga margens de lucro acima do nível ótimo, sendo mais eficiente do que o processo de otimização inerente ao VALORÁGUA, a mesma apropria-se dessa margem.

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 nº 2 do artigo 1º 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 nº 2 do artigo 1º 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 respetivo 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 respetivo 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.

Informação disponível em: <https://dre.pt/application/conteudo/353945>, acedida em 26.08.2019.

¹⁷⁵ “Disponibilidade” deve ser entendida como a situação em que o centro electroprodutor se encontra em estado de poder funcionar.

250. No mercado de serviços de sistema (última componente da fórmula expressa no parágrafo 248), a fórmula de revisibilidade estabelece que as receitas auferidas pelas centrais em regime CMEC nos leilões dos mercados de serviços de sistema (incluindo o mercado de banda de regulação secundária) são deduzidas ao valor das margens de lucro brutas ótimas do mercado de produção. Adicionalmente, as centrais em regime CMEC não têm referencial de otimização a respeitar, ao contrário do que sucede para o mercado da produção.
251. Assim, caso a EDP Produção realize, com as centrais em regime CMEC, receitas em serviços de sistema inferiores às que poderia otimamente realizar, as compensações que os consumidores pagam sobem automaticamente na exata medida das receitas que deixaram de ser auferidas.
252. Das componentes da revisibilidade CMEC acima explanadas, verifica-se que a EDP Produção controlará efetivamente o nível de disponibilidade e o nível de receitas em serviços de sistema das centrais em regime CMEC, em particular no serviço de telerregulação, de participação voluntária (até 2014).
253. No que respeita às quantidades ótimas VALORÁGUA, condições hidrológicas e custos dos combustíveis, estas são matérias exógenas à conduta da Visada, que assim escapam ao respetivo controlo, pelo que a EDP Produção não tem possibilidade de condicionar o respetivo resultado.

II.4.1.1.2 Enquadramento do serviço de telerregulação na revisibilidade anual CMEC

254. Como referido na secção II.4.1.1.1 *supra*, os contratos CMEC tiveram o propósito de manter o equilíbrio contratual dos CAE, no âmbito dos quais os pagamentos incluíam a venda de energia elétrica e a prestação de serviços de sistema.
255. Com a transição de CAE para CMEC, mantendo-se o equilíbrio contratual, a remuneração prevista no regime CMEC continuou, em conformidade com o anterior objeto contratual, a incluir tanto a energia como a prestação de serviços de sistema.
256. No âmbito do quadro contratual dos CAE, os encargos relativos a serviços especiais, como a telerregulação, prestados por centrais hidroelétricas estabelecem que **[CONFIDENCIAL]**.
257. No que respeita aos encargos de Operação e Manutenção (O&M), os CAE das centrais hidroelétricas, no respetivo ponto 11.1.2., definem a obrigação de Operação e Manutenção, segundo a qual **[CONFIDENCIAL]**. Por outro lado, para os CAE de centrais hidroelétricas, no Anexo 1, onde se define a fórmula de cálculo do Encargo de Potência, identifica-se uma parcela “OM – Encargos de operação e Manutenção Corrente”, a qual **[CONFIDENCIAL]**.
258. Nos acordos de rescisão dos CAE hidroelétricos, datados de 27 de janeiro de 2005, ficou estabelecido um conjunto de obrigações para o Produtor, nomeadamente em matéria de Manutenção Programada e Serviços Complementares:
- i. O n.º 1 da cláusula 12.ª define o princípio segundo o qual as partes (RNT e EDP Produção) **[CONFIDENCIAL]**.
 - ii. O n.º 2 da cláusula 12.ª estabelece que **[CONFIDENCIAL]**.
259. Nos termos do disposto no Anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a produção de cada centro electroprodutor (doravante, central) a considerar para efeitos da determinação do valor da compensação da revisibilidade CMEC é determinada com base nas simulações do modelo VALORÁGUA. Tais simulações são conduzidas por uma equipa de trabalho constituída por elementos da REN – enquanto concessionária da RNT – e por elementos da EDP Produção – enquanto produtor –, que se reúne anualmente nos prazos legalmente previstos.

260. Paralelamente, existe uma Comissão Paritária – composta igualmente por elementos da REN e da EDP Produção –, que se pronuncia sobre questões relacionadas com a interpretação ou execução do disposto no referido diploma.
261. Os procedimentos técnicos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC encontram-se estipulados no Manual de Procedimentos, datado de junho de 2007, subscrito tanto pela EDP Produção como pela REN. Segundo o Manual de Procedimentos¹⁷⁶, o serviço de telerregulação prestado pelas centrais em regime CMEC era enquadrado como uma condicionante exógena ao modelo VALORÁGUA, para que o produtor não fosse prejudicado com a prestação do serviço. Com efeito, a otimização da produção de cada centro electroprodutor no modelo VALORÁGUA reconhecia os serviços de sistema, incluindo a banda de regulação secundária, oferecidos pelas centrais em regime CMEC como restrição ao modelo, de modo que as eventuais reduções de capacidade produtiva seriam aceites pelo referido modelo.
262. São várias as referências no Manual de Procedimentos relativamente à abordagem conceptual seguida para o serviço de telerregulação:
- i. Revisão da Produção (ponto 4, pág. 11) – **[CONFIDENCIAL]**
 - ii. Condicionantes à exploração das centrais hidroelétricas (ponto 4.3.2, pág. 17 e Tabela 5, pág. 50) – **[CONFIDENCIAL]**
 - iii. Dados necessários ao cálculo e tratamento das afluências (pág. 19 e Tabela 5, pág. 50) – **[CONFIDENCIAL]**
 - iv. Outras ocorrências que resultam em perda de produção mas que o produtor, no âmbito dos CAE, não é penalizado por não produzir essa energia (pág. 40) – **[CONFIDENCIAL]**.
263. Adicionalmente, os relatórios anuais de Revisibilidade CMEC, subscritos pela REN e pela EDP Produção, referem a forma como o serviço de telerregulação foi imposto ao modelo VALORÁGUA, nomeadamente no ponto 2.3.2 do relatório de 2015 – *“Os condicionamentos à exploração das centrais hidroelétricas decorrentes do fornecimento de serviços de telerregulação foram considerados na simulação com o modelo VALORÁGUA. A forma de modelização destes condicionamentos foi a seguinte: a) Nos períodos em que ocorreu telerregulação nos 1º, 2º e 3º postos horários, limitou-se a potência disponível à potência verificada; se a telerregulação ocorreu nos 4º e 5º postos horários, impõe-se uma potência correspondente à soma da base de telerregulação com a correspondente energia de regulação; b) Nos períodos em que não houve telerregulação mas o produtor ofereceu banda de regulação e caso coincida com os 1º, 2º e 3º postos horários, limita-se a potência disponível a um valor correspondente à potência máxima deduzida de metade da potência de banda; c) Em todos os outros períodos, não foi imposta qualquer restrição”*¹⁷⁷.
264. Refira-se, ainda, que a Comissão Paritária REN/EDP Produção em apenas uma ocasião, e de forma neutra, se pronunciou especificamente em relação à participação das centrais em regime CMEC

¹⁷⁶ Fonte: EDP/REN, Procedimentos para o cálculo da Revisibilidade anual dos CMEC (Reservado), junho de 2007. Vide o ficheiro PROCEDIMENTOS REVISIBILIDADE CMEC - 08 Junho 2007_FINAL.pdf, que consta do Anexo 1 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

¹⁷⁷ Vide o ficheiro Documento_Ajustamento CMEC_2015_versão final.pdf, que consta do Anexo 2(v) do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

no mercado de banda de regulação secundária, conforme consta da Ata da Reunião de 28 de outubro de 2010, ponto 7, alínea b)¹⁷⁸.

265. Por outro lado, da consulta às Atas das Reuniões do Grupo de Trabalho REN/EDP Produção, que reúne anualmente para calcular a revisibilidade CMEC, constata-se que em apenas uma de 49 reuniões efetuadas até 2013 (antes da intervenção do Secretário de Estado da Energia, através do Despacho n.º 4694/2014), a EDP Produção apresentou questões potenciais relacionadas especificamente com a prestação do serviço de telerregulação em si mesmo. Em particular, **[CONFIDENCIAL]**¹⁷⁹, conforme consta da Ata da 1ª Reunião de Coordenação da Revisibilidade CMEC de 2012, datada de 6 de dezembro de 2012¹⁸⁰. Assim, a questão suscitada pela EDP Produção nessa reunião é externa à questão da aplicação dos condicionamentos exógenos ao modelo VALORÁGUA.
266. Só depois do Despacho n.º 4694/2014 é que a EDP Produção começa a colocar limitações ao modelo VALORÁGUA específicas ao tratamento do serviço de telerregulação prestado por centrais CMEC, conforme se constata nas Atas das Reuniões de 2014¹⁸¹, 2015¹⁸² e 2016¹⁸³.
267. Decorre do que antecede que, de acordo com as Atas das Reuniões do Grupo de Trabalho e da Comissão Paritária, em momento algum até ao final de 2013 a EDP Produção se pronunciou especificamente sobre desincentivos relacionados com a oferta do serviço de telerregulação pelas centrais em regime CMEC, à exceção da questão relacionada com **[CONFIDENCIAL]**.
268. Conforme se demonstra *supra*, a simulação *ex post* aceita a telerregulação oferecida como restrição ao modelo de simulação VALORÁGUA. Assim, o processo de otimização da produção de cada centro electroprodutor tem em consideração a banda de regulação secundária real oferecida pelas centrais em regime CMEC. Note-se que, caso a EDP Produção decidisse não prestar telerregulação, o processo de otimização *ex post* VALORÁGUA não assumia essa restrição, podendo aumentar a energia produzível pela central e assim as receitas ótimas em mercado. Pelo contrário, se a restrição fosse imposta, a energia produzível pela central em mercado poder-se-ia reduzir, mas a empresa não era prejudicada por essa situação, em conformidade com a remuneração garantida no CAE original.

¹⁷⁸ Comissão Paritária REN / EDP Produção, Ata da 19.ª Reunião. Vide o ficheiro Ata 19ª reunião.pdf, que consta da pasta Anexo 2(i)/Atas Com.Parit do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423). De acordo com o ponto 7, alínea b), **[CONFIDENCIAL]**.

¹⁷⁹ De notar que estas penalizações aplicam-se a todas as centrais habilitadas a telerregular, independentemente do regime económico de exploração.

¹⁸⁰ Grupo de Trabalho REN / EDP Produção, Revisibilidade dos CMEC de 2012, Ata da 1.ª Reunião de Coordenação. Vide o ficheiro Acta_1ªReunião de Coordenação_06 de dezembro 2012_vfinal.pdf, que consta da pasta Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2011 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

¹⁸¹ Vide o ficheiro Acta_1ª Reunião de Coordenação_02 de dezembro 2014 - V4.pdf, que consta do Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2014 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

¹⁸² Vide os ficheiros Acta_2ª Reunião de Coordenação_06 de janeiro 2015_V 12Jan_rev EDP.pdf, Acta_3ª Reunião de Coordenação_22 de janeiro 2015_VFINAL.pdf, Acta_4ª Reunião de Coordenação_03 de fevereiro 2015_VFINAL.pdf, Acta_5ª Reunião de Coordenação_11 de fevereiro 2015_VFINAL.pdf, Acta_6ª Reunião de Coordenação_16 de fevereiro 2015.pdf e Acta_1ª Reunião de Coordenação_30 de novembro 2015_V1.pdf, que constam das pastas Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2014 e Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2015 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

¹⁸³ Vide os ficheiros Acta_2ª Reunião de Coordenação_6 de janeiro 2016_V12jan_rev EDP P.pdf, Acta_4ª Reunião de Coordenação_25 de janeiro 2016 (v5fev).pdf, Acta_5ª Reunião de Coordenação_5 de fevereiro 2016_v(12fev).pdf e Acta_6ª Reunião de Coordenação_12 de fevereiro 2016(15fev).pdf, que constam da pasta Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2015 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

II.4.1.1.3 Interposição dos interesses da EDP Produção na gestão da banda de regulação secundária das centrais CMEC

269. Como demonstrado na secção II.3 *supra*, desde 2007, a EDP Produção deteve, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, quotas de mercado sempre superiores a 84% em termos de capacidade instalada e a 68% ao nível do fornecimento.
270. Além da EDP Produção, apenas três outros operadores estiveram ativos no mercado de banda de regulação secundária durante o período de referência (a central termoelétrica a carvão do Pego, explorada pela REN Trading, a central de ciclo combinado a gás natural do Pego, explorada pela Endesa, e a central hidroelétrica da Aguieira, explorada pela Iberdrola, por cedência da EDP Produção).
271. Por outro lado, a EDP Produção dispõe de centrais em regime CMEC e de centrais em regime de mercado para a prestação do serviço de telerregulação, com efeitos distintos para a EDP Produção do ponto de vista da captação das receitas geradas no mercado de banda de regulação secundária. Com efeito, as receitas do mercado de banda de regulação secundária auferidas pelas centrais em regime de mercado revertem totalmente para a empresa, ao passo que as receitas geradas pelas centrais em regime CMEC revertem para a liquidação dos encargos fixos dos CAE antecipadamente cessados em 2007.
272. A maior participação das centrais em regime CMEC no mercado de banda de regulação secundária reduz a procura residual das centrais em regime de mercado (seja as da EDP Produção seja as dos operadores concorrentes). Adicionalmente, a maior participação das unidades CMEC da EDP Produção nesse mercado reduz a compensação anual paga à EDP Produção pelos consumidores na revisibilidade dos CMEC e reduz também a receita auferida pelas centrais operadas em regime de mercado pela EDP Produção.
273. A gestão simultânea das centrais em regime CMEC e das centrais em regime de mercado, conjugada com a posição da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, criou condições para que a Visada pudesse substituir oferta de capacidade de centrais em regime CMEC por oferta de capacidade de centrais em regime de mercado, assim influenciando a respetiva remuneração. Estes factos são, aliás, assumidos pela própria Visada¹⁸⁴.
274. Refira-se que, antes da cessação dos CAE, a EDP Produção não dispunha desta autonomia de gestão da sua capacidade. Com efeito, a EDP Produção beneficiava de uma remuneração garantida, que cobria os mercados da produção e dos serviços de sistema e que serviu de referencial à substituição dos contratos CAE pelo regime CMEC, mas, em contrapartida, cedia o controlo comercial das suas centrais ao comprador único, que atuava de forma independente. O GGS era, então, a entidade responsável por decidir quais as centrais da EDP Produção a serem utilizadas no mercado de banda de regulação secundária.
275. Com a cessação dos CAE e o início do MIBEL, a EDP Produção continuou a beneficiar de uma remuneração garantida, através do regime CMEC, mas passou também a beneficiar do controlo comercial das centrais. Atenta a posição da EDP Produção e o carácter voluntário da prestação do serviço de telerregulação, tal controlo permitiu-lhe, por um lado, gerir a composição da oferta de telerregulação (centrais em regime CMEC e/ou centrais em regime de mercado) e, por outro, influenciar, ainda que parcialmente (i.e., na parte relativa às receitas relacionadas com

¹⁸⁴ Vide o relatório económico da FTI – Compass Lexecon Energy, *Assessment of EDP's behaviour concerning its participation in the ancillary services market* (fls. 550-589), em particular as respetivas secções 3 e 4.

telerregulação/serviços de sistema), a compensação que iria auferir, seja na revisibilidade dos CMEC, seja nas receitas obtidas pelas centrais em regime de mercado.

276. Como se demonstrará *infra*¹⁸⁵, neste quadro, a EDP Produção adotou comportamentos que conduziram a compensações mais elevadas, suportadas *a final* pelos consumidores, em benefício dos seus próprios lucros.

II.4.1.1.4 Intervenção do Secretário de Estado da Energia em 1 de abril de 2014

277. Como aludido na secção I.1.2. *supra*, o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia determinou a adoção de um conjunto de medidas, com vista a corrigir os problemas assinalados pela ERSE e pela AdC no mercado de banda de regulação secundária, concretamente em matéria de preços e de subparticipação das centrais em regime CMEC.
278. Foi, assim, introduzida uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a ter em conta para efeitos de revisibilidade CMEC¹⁸⁶. De acordo com essa regra, deverá considerar-se o valor mais alto entre (i) o valor das receitas reais da banda de regulação secundária das centrais CMEC no ano a que se reporta a revisibilidade e (ii) o valor do produto entre a receita total da banda de regulação secundária das centrais do produtor e o quociente produção das centrais CMEC com capacidade de telerregulação / produção total das centrais com capacidade de telerregulação do produtor, no ano a que se reporta a revisibilidade¹⁸⁷. O novo regime institui, portanto, que as receitas advindas dos serviços de telerregulação são diretamente proporcionais à participação das unidades de geração que operam no mercado de banda de regulação secundária em regime legal (CMEC), com o objetivo de incentivar a utilização das unidades CMEC.
279. Foi igualmente fixado um limite administrativo ao preço da banda de regulação secundária¹⁸⁸, baseado na média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, conforme publicado pela *Red Electrica de España* (REE), desde que as observações horárias verificadas em Espanha não ultrapassem em 20% o custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural (“CCGT”), conforme publicado mensalmente pela ERSE. Tal limite administrativo significa, na prática¹⁸⁹, que, nas situações em que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal supere o preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, o preço em Portugal será revisto pela aplicação do menor valor entre (i) o preço do serviço de telerregulação em Espanha e (ii) 120% do custo marginal estimado de produção de uma CCGT.

¹⁸⁵ Vide as secções II.4.2, II.4.3 e II.5 *infra*.

¹⁸⁶ Vide o artigo 2.º do Despacho n.º 4694/2014.

¹⁸⁷ Este item pode ser representado da seguinte forma, onde t= ano e i= empresa prestadora do serviço de telerregulação ao operador do sistema elétrico:

$$\text{Receita Total Telerregulação}_{ti} \times \left(\frac{\text{Produção Total com capacidade telerregulação CMEC}_{ti}}{\text{Produção Total com capacidade telerregulação (CMEC + Mercado)}_{ti}} \right)$$

¹⁸⁸ Vide o artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014.

¹⁸⁹ Vide o estipulado na Diretiva n.º 3/2017 – “Formação do preço da banda de regulação secundária” e refletido nos Procedimentos 12 e 21 do MPGGS.

II.4.1.2 Funcionamento do mercado de banda de regulação secundária

280. A cabal análise do comportamento da Visada pressupõe, igualmente, a compreensão do funcionamento do mercado de banda de regulação secundária, em particular no que respeita à ordem de mérito das diferentes tecnologias/centrais e à formação de preços no mercado.

II.4.1.2.1 A ordem de mérito

281. A ordenação dos centros electroprodutores por custo de produção permite definir uma “ordem de mérito” de utilização das centrais na satisfação da procura de eletricidade:

- i. As centrais de mais baixo custo são utilizadas em praticamente 100% das horas, parando sobretudo para manutenção. Estas centrais marcam, geralmente, o preço nas horas da noite (horas de vazio), sendo denominadas de “centrais de carga base”.
- ii. As centrais que ocupam a posição intermédia – “centrais intermédias” – são utilizadas eminentemente durante o dia (horas fora de vazio), parando ou reduzindo a sua produção durante a noite.
- iii. As centrais mais caras – “centrais de ponta” – são utilizadas, sobretudo, nos períodos de maior procura (horas de ponta), marcando o preço nesses períodos.

282. As centrais de carga base apresentam, tipicamente, custos fixos elevados e custos variáveis reduzidos, invertendo-se a lógica no caso das centrais de ponta, que apresentam custos fixos reduzidos e custos variáveis altos. As centrais intermédias encontram-se numa posição intermédia em termos de custos de produção.

283. No âmbito da PRO¹⁹⁰, as centrais térmicas a carvão são as que apresentam menor custo de produção, embora possam ficar mais caras se se tomar em consideração o custo do CO₂. Por sua vez, as centrais a gás natural ocupam uma posição intermédia, enquanto as centrais a fuelóleo são as de custo mais elevado.

284. Já o custo da produção hídrica varia consoante o tipo de aproveitamento hidroelétrico. As centrais de fio-de-água têm reduzida capacidade de armazenamento de água, turbinando o caudal do rio, pelo que o custo marginal de produção destas centrais é próximo de zero, dependendo o nível de produção, essencialmente, do nível de afluência de água. No que respeita a uma albufeira, a determinação do seu custo é bastante mais complexa, na medida em que depende de modelos de previsão de pluviosidade, do nível de armazenamento e dos preços futuros da energia. Apesar de o custo marginal de produção ser próximo de zero, como nos fios-de-água, a existência de capacidade de armazenamento permite uma gestão dilatada, pelo que a utilização da água tem associado um custo de oportunidade, que será tanto maior quanto maior a escassez do recurso.

285. No âmbito da PRE¹⁹¹, em particular a energia eólica e solar apresentam custos marginais de zero (apesar de terem custos fixos de investimento elevados) e um perfil de utilização que depende da disponibilidade do recurso, ou seja, da intensidade do vento no que respeita à eólica e da intensidade do sol no que concerne à solar fotovoltaica.

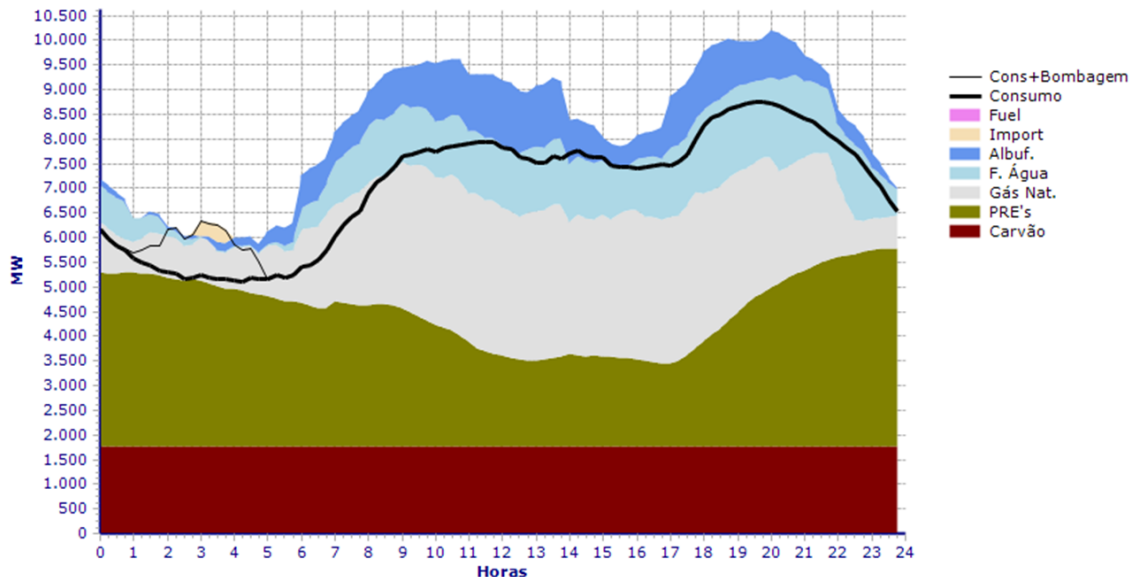
286. A Figura 3 mostra o perfil de geração na satisfação da procura do SEN, no dia de maior pico do ano de 2017. A análise do diagrama de consumo daquele dia permite confirmar que algumas tecnologias, como o carvão, fornecem uma base de eletricidade constante ao longo das 24 horas

¹⁹⁰ Vide a nota 84 *supra*.

¹⁹¹ Vide a nota 85 *supra*.

do dia e que outras, como as centrais a gás natural e as albufeiras, produzem mais eletricidade nas horas de ponta (reduzindo a produção nas horas do vazio). Por sua vez, a PRE (por exemplo, eólica, solar fotovoltaica) e os fios-de-água produzem, basicamente, quando o recurso está disponível.

Figura 3 – Diagrama do consumo total de eletricidade no SEN, no dia 19-01-2017¹⁹²



Fonte: REN¹⁹³

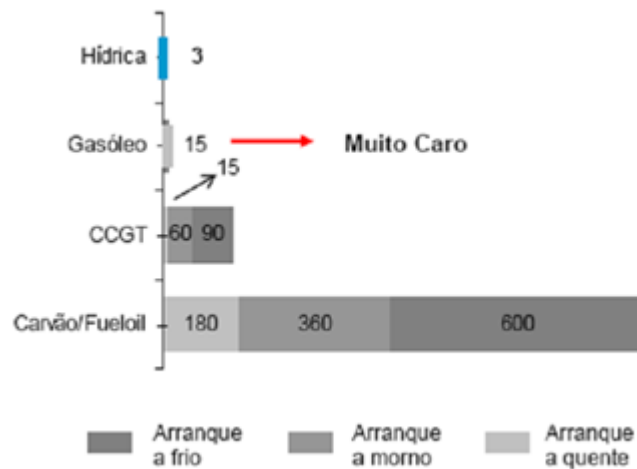
287. Adicionalmente, e conforme se pode observar na Figura 4, a tecnologia com um tempo de arranque¹⁹⁴ menor é a hídrica, sendo as tecnologias a carvão e a fuelóleo as mais lentas no arranque. Em termos médios, no pressuposto que nenhuma esteja a produzir, uma central hídrica pode produzir em 3 minutos, uma central CCGT necessita de entre 60 a 90 minutos (em função do estado de arranque) para começar a fornecer e uma central a carvão necessita de 180 e 600 minutos para produzir eletricidade.

¹⁹² Quando a linha do “Consumo” se posiciona abaixo da produção, o SEN está a exportar eletricidade para o Sistema Espanhol. Em sentido contrário, quando a linha do “Consumo” está acima da produção, o SEN está a importar eletricidade do país vizinho.

¹⁹³ Vide <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>, acedida em 26.08.2019.

¹⁹⁴ I.e. o tempo que o grupo gerador de uma determinada central demora até entrar no denominado “mínimo técnico de produção”.

Figura 4 – Tempo de arranque por tecnologia (em minutos)



Fonte: AdC¹⁹⁵

288. No âmbito do mercado de banda de regulação secundária, na medida em que a prestação de serviços de sistema exige um elevado grau de flexibilidade produtiva, *i.e.*, a capacidade de fazer variar a produção dentro de um curto espaço de tempo, a mais-valia (técnica) dos centros electroprodutores dependerá, também, do respetivo tempo de resposta face a uma instrução de despacho do GGS.
289. A tecnologia hídrica terá, à partida, sendo as condições hidrológicas favoráveis, menores custos marginais de produção e maior flexibilidade e, nessa medida, maior capacidade para prestar serviços de telerregulação.

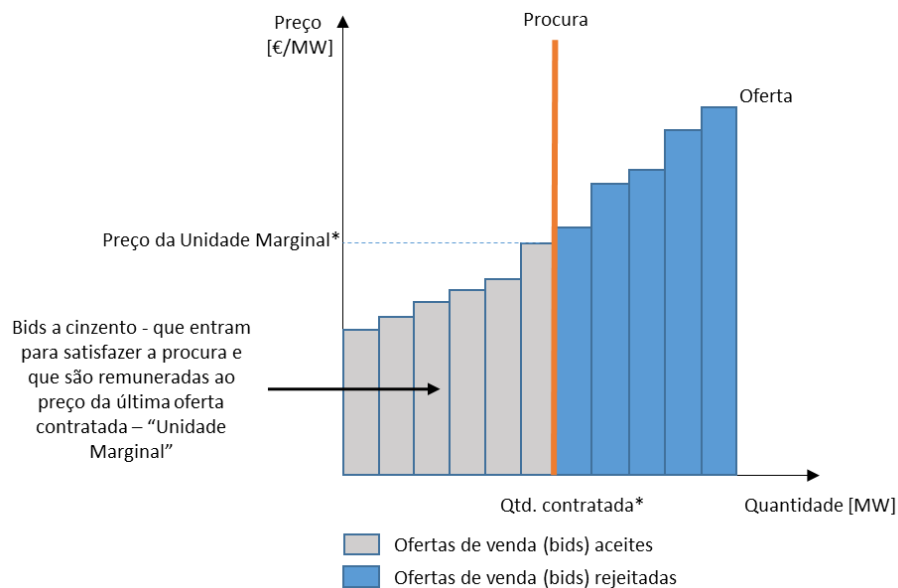
II.4.1.2.2 Formação dos preços no mercado de banda de regulação secundária

290. Nos termos do disposto no MPGGS¹⁹⁶, a banda de regulação secundária contratada no leilão valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada período de programação (*i.e.*, em cada hora leiloadada). A marcação do preço em cada leilão horário de banda de regulação secundária faz-se, dessa forma, pela unidade de produção marginal, conforme ilustrado na Figura 5.

¹⁹⁵ Vide a Decisão de 25 de junho de 2008, Processo Ccent. n.º 06/2008 – EDP / Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), p. 51, Gráfico 2, tendo por base informação da EDP.

¹⁹⁶ Vide Procedimento n.º 12 do MPGGS.

Figura 5 – Formação do preço no mercado de banda de regulação secundária



Fonte: Cálculos da AdC

291. Os leilões horários do mercado de banda de regulação secundária seguem o princípio do menor encargo para o sistema. Nesse sentido, as ofertas são ordenadas segundo a ordem de mérito, (i.e., da mais barata para a mais cara) do *portfolio* de centrais em regime ordinário habilitadas a prestar o serviço de telerregulação, neste caso limitado à tecnologia hídrica e térmica.
292. Como se analisou na secção II.4.1.2.1. (para a atividade de produção), no âmbito da tecnologia térmica, as centrais a carvão são, normalmente, mais competitivas (menor custo de produção) do que as centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, a competitividade das centrais termoelétricas sempre dependerá de fatores exógenos, nomeadamente o custo de aquisição da matéria-prima nos mercados internacionais, o custo do transporte da matéria-prima e, no caso concreto do carvão, do custo do CO₂.
293. Por sua vez, o posicionamento das centrais hidroelétricas na ordem de mérito varia consoante disponham ou não de capacidade de armazenamento, apesar de terem custos marginais próximos do zero. Nesse contexto, as centrais fio-de-água, sem capacidade de armazenamento, funcionam mediante a disponibilidade do recurso hídrico e, nesse sentido, tanto podem posicionar-se nos períodos de preço mais baixos (recurso hídrico abundante) como nos períodos de preço mais elevados (recurso hídrico escasso). As centrais de albufeira, com capacidade de armazenamento, funcionam segundo o princípio do custo de oportunidade e, nessa medida, tenderão a posicionar-se nos períodos de preço mais elevados.
294. Adicionalmente, a procura do mercado de banda de regulação é rígida, ou seja, as quantidades procuradas não variam perante variações do preço, o que significa que o GGS contrata as quantidades de banda necessárias para manter o sistema equilibrado, independentemente do preço pago no mercado.
295. Em condições concorrenciais, a ordenação da oferta no mercado de banda de regulação secundária encontrar-se-ia, assim, relacionada com os custos de produção de cada uma das unidades que participam nos leilões horários – no caso das centrais termoelétricas, do custo do carvão e do gás natural e, no caso das centrais hidroelétricas, da disponibilidade do recurso hídrico.

II.4.2 Utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção

296. Entre 2008 e 2011, a prestação do serviço de telerregulação foi dominada pelas centrais de ciclo combinado a gás natural da EDP Produção em regime de mercado, as quais representaram sempre acima de 56% do total do mercado, tendo atingido um máximo de 66% em 2009.¹⁹⁷
297. A partir de 2012, as centrais hidroelétricas em regime de mercado da EDP Produção passam a ser as principais fontes de prestação do serviço, tendo registado um máximo de 65,6% em 2013¹⁹⁸.
298. A tecnologia hídrica em regime CMEC reduziu-se substancialmente no período entre 2009-2013. Com efeito, no segundo semestre de 2007 e em 2008, representou entre 37% e 64% da prestação do serviço de banda de regulação secundária. No período 2009-2013 baixa para valores entre 8% e 16%. A partir de 2014, no seguimento do Despacho do Secretário de Estado da Energia, as centrais hidroelétricas em regime CMEC retomam a prestação do serviço para quotas entre 22% e 36% do total do mercado¹⁹⁹.
299. No período 2011-2013, as centrais hidroelétricas em regime CMEC foram sempre menos utilizadas na prestação deste serviço face às centrais hidroelétricas em regime de mercado da EDP Produção, ou mesmo comparativamente às centrais de ciclo combinado a gás natural²⁰⁰.
300. Note-se que o ano de 2012, ano de menor participação de centrais hidroelétricas em regime CMEC, as quais não foram além de 8,4% do total, foi também o ano de menor quota de mercado global da EDP Produção: 68,8%²⁰¹.
301. Na Figura 6, é possível verificar que, entre o início de 2009 e o final de 2013, se reduziu substancialmente a representatividade das centrais em regime CMEC, todas elas exploradas pela EDP Produção, face quer ao período pré 2009, quer ao período pós-2013. Em contrapartida, as centrais em regime de mercado aumentaram a sua preponderância no fornecimento de telerregulação.

¹⁹⁷ Vide a Tabela 4 *supra*.

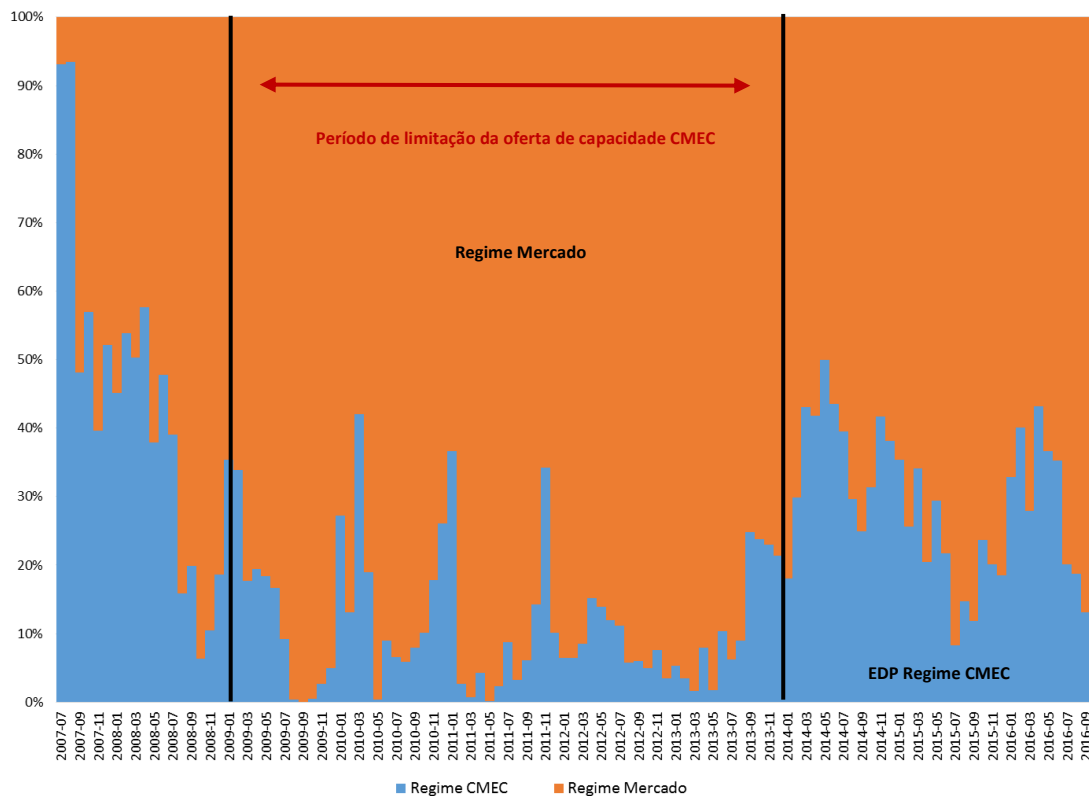
¹⁹⁸ *Idem*.

¹⁹⁹ *Idem*.

²⁰⁰ *Idem*.

²⁰¹ *Idem*.

Figura 6 – Evolução mensal da quota de mercado de banda de regulação secundária por regime económico

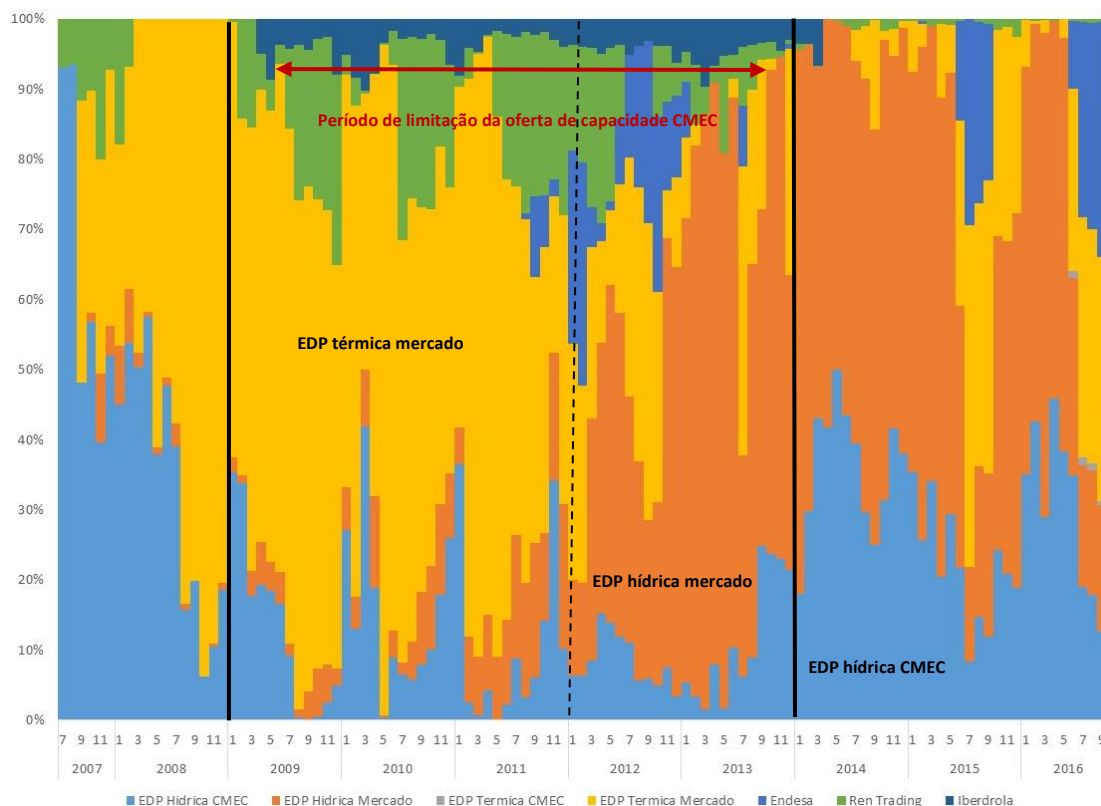


Fonte: REN²⁰², cálculos da AdC

302. Na Figura 7, detalha-se a composição do fornecimento de telerregulação por operador, tecnologia e regime económico, no mesmo período reportado na Figura 6.

²⁰² Para o período 2008-2016, vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

Figura 7 – Evolução mensal da quota de mercado de banda de regulação secundária por operador, tecnologia e regime económico



Fonte: REN²⁰³, cálculos da AdC

303. Da leitura da figura, é possível confirmar a predominância entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 das centrais em regime de mercado da EDP Produção face às centrais em regime CMEC. Adicionalmente, do ponto de vista da tecnologia utilizada em substituição das centrais CMEC, identificam-se dois subperíodos distintos (divididos pela linha a tracejado). No primeiro subperíodo, entre 2009 e 2011, predominam as centrais térmicas em regime de mercado da EDP Produção (a amarelo), verificando-se ainda uma participação das centrais operadas pelas suas concorrentes REN Trading (a verde) e Iberdrola (a azul escuro). No segundo subperíodo, entre 2012 e final de 2013, predominam as centrais hidroelétricas em regime de mercado da EDP Produção (a laranja), verificando-se uma redução da participação da central termoelétrica a carvão do Pego, gerida pela REN Trading.
304. Note-se que o início do segundo subperíodo, marcado pela linha a tracejado, corresponde ao momento em que entraram em funcionamento os novos reforços de potência hídrica, em regime de mercado, de Picote 4 e Bemposta 4, da EDP Produção. Até esse momento, a capacidade de telerregulação em regime de mercado da EDP Produção era quase exclusivamente de tecnologia térmica (à exceção da central hidroelétrica de Alqueva).

²⁰³ Para o período 2008-2016, vide

<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

305. É ainda visível na Figura 7 que a participação das centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção é mais intensa nos períodos pré-2009 e pós-2013.
306. A Tabela 5 mostra o rácio fornecimento / capacidade instalada de banda de regulação secundária das centrais hidroelétricas da EDP Produção no período em análise.

Tabela 5 – Posição em capacidade instalada com telerregulação vs posição no fornecimento de banda de regulação secundária das centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção

Ano	Capacidade Instalada	Fornecimento Banda	Rácio Fornecimento/Capacidade
2007	[50-60]%	[60-70]%	[>1]
2008	[50-60]%	[30-40]%	[<1]
2009	[40-50]%	[10-20]%	[<0,5]
2010	[40-50]%	[10-20]%	[<0,5]
2011	[30-40]%	[10-20]%	[<0,5]
2012	[30-40]%	[<10]%	[<0,5]
2013	[30-40]%	[10-20]%	[<0,5]
2014	[30-40]%	[30-40]%	[>1]
2015	[30-40]%	[20-30]%	[<1]
2016	[30-40]%	[20-30]%	[<1]

Fonte: REN, cálculos da AdC

307. Nos anos de 2009 a 2013, o peso das centrais hidroelétricas em regime CMEC no fornecimento de banda de regulação secundária foi também substancialmente inferior à respetiva proporção na capacidade instalada para telerregular (área destacada a cinzento). O rácio fornecimento/capacidade no período 2009-2013 é muito distinto, e bastante inferior, ao registado fora desse período temporal, quer pré-2009, quer pós-2013.
308. Traçado o quadro geral, no que se segue, apresentam-se factos adicionais que consubstanciam a subutilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção.

II.4.2.1 Relação entre produção de energia elétrica e fornecimento de telerregulação

309. Conforme referido anteriormente, para fornecerem banda de regulação secundária ao sistema, as centrais habilitadas para telerregular precisam de estar em serviço/funcionamento, ou seja, a produzir eletricidade.
310. Nesse sentido, existe uma relação entre produção de eletricidade e oferta de telerregulação, que pode ser avaliada em termos de duas unidades de medida: (i) numa relação entre horas de produção e horas de telerregulação e (ii) numa relação entre MWh gerado em produção e MW colocado em banda de regulação secundária²⁰⁴.
311. A relação entre produção de eletricidade e oferta de telerregulação resulta não só das características do serviço de telerregulação, mas também da forma como este serviço se relaciona sequencialmente com o mercado ibérico grossista de eletricidade MIBEL. Note-se que o leilão

²⁰⁴ Note-se que foi nesta relação que se baseou o novo critério de participação no mercado de banda de regulação secundária para as centrais CMEC aptas a telerregular, proporcional ao peso da produção dessas centrais na produção total da EDP Produção, constante do Despacho n.º 4694/2014.

organizado pelo GGS para a alocação da banda de regulação secundária aos produtores habilitados realiza-se a seguir ao mercado diário e à primeira sessão do mercado intradiário do MIBEL, no qual todos os produtores vendem e ajustam a energia que programam produzir no dia seguinte.

312. Recorde-se que, para fornecerem banda de regulação secundária, as centrais têm de respeitar as condições de potência máxima (máximo técnico de produção) e potência mínima (mínimo técnico de produção), o que condiciona a quantidade total de energia oferecida no MIBEL. Nessa medida, os produtores detentores de centrais equipadas para telerregular tenderão a prestar o serviço desde que tal represente um lucro extra, o que depende, por um lado, de os preços do leilão de banda de regulação secundária serem superiores aos custos de oferecer o serviço e, por outro, do custo de oportunidade de não oferecer e vender a quantidade total dessa unidade (máximo técnico de produção) no MIBEL.
313. As Figura 8 a Figura 10 *infra* mostram que a relação entre horas de telerregulação e horas de produção na tecnologia hídrica é positiva, ou seja, quanto mais horas produz uma central no mercado de produção mais horas poderá fornecer telerregulação no mercado de banda de regulação secundária. Essa relação é visível nos três períodos representados (2007-2008, 2009-2013 e 2014-2016).
314. No período 2007-2008, existe uma relação positiva entre horas de telerregulação e horas de produção equivalente para o conjunto de centrais hidroelétricas geridas pela EDP Produção, independentemente do regime económico de exploração.

Figura 8 – Rácio horas de banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2007-2008)

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

315. Neste período (2007-2008), o conjunto de centrais hidroelétricas habilitadas a telerregular da EDP Produção forneceu telerregulação ao sistema em mais de metade das horas de produção de eletricidade, conforme ilustra a Tabela 6. Observa-se ainda que o padrão de fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas não apresenta contraste consoante o regime económico de exploração, CMEC ou Mercado.

Tabela 6 – Rácio horas banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2007-2008)

Ano	Hídrica	
	CMEC	Mercado
2007	[<1]	[<1]
2008	[<0,5]	[<1]
Total	[<1]	[<1]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

316. No período 2009-2013, ilustrado na Figura 9, apesar de continuar a existir uma relação positiva entre horas de telerregulação e horas de produção para todas as centrais, constata-se uma alteração no padrão de participação em telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC, exploradas pela EDP Produção, face às centrais hidroelétricas em regime de mercado, detidas pela EDP Produção e pela sua concorrente Iberdrola.

317. Com efeito, neste período, não obstante registarem horas de produção significativas, as centrais em regime CMEC apresentam uma reduzida utilização de telerregulação, o que se traduz numa curva substancialmente menos inclinada do que aquela apresentada para o período 2007-2008 (uma inclinação de apenas [$<0,5$] em 2009-2013, face a uma inclinação de [<1] em 2007-2008).
318. Ao invés, as centrais hidroelétricas em regime de mercado tendem a telerregular mais horas do que as centrais em regime CMEC para as mesmas horas de produção, o que se traduz em curvas mais inclinadas para as centrais em regime de mercado face às centrais em regime CMEC. As centrais hidroelétricas em regime de mercado (relembre-se que em finais de 2011 entraram em funcionamento novos grupos hidroelétricos em regime de mercado – Bemposta 4, Picote 4 e Alqueva II), em particular, apresentam igualmente uma alteração no padrão de participação em telerregulação comparativamente ao período 2007-2008, o que se traduz numa curva mais inclinada.

Figura 9 – Rácio horas de banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2009-2013)

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

319. Neste período de 2009-2013, as centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção registam uma redução significativa no fornecimento de telerregulação ao sistema, numa proporção média de [<50] horas de telerregulação por cada 100 horas de produção de eletricidade. Este registo contrasta com o padrão de fornecimento da mesma tecnologia, mas com regime de exploração em mercado: as centrais hidroelétricas em regime de mercado da EDP Produção forneceram [50-100] horas de telerregulação por cada 100 horas de produção de eletricidade.

Tabela 7 – Rácio horas de banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2009-2013)

Ano	Hídrica	
	CMEC	Mercado
2009	[$<0,5$]	[<1]
2010	[$<0,5$]	[<1]
2011	[$<0,5$]	[<1]
2012	[$<0,5$]	[<1]
2013	[$<0,5$]	[<1]
Total	[$<0,5$]	[<1]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

320. Em termos gráficos, no período 2014-2016, restaura-se a relação entre horas de telerregulação e horas de produção para as centrais hidroelétricas em regime CMEC, exploradas pela EDP Produção, verificada no período 2007-2008 (*vide* Figura 10 *versus* Figura 8). Constata-se ainda uma aproximação destas centrais ao padrão de participação em telerregulação verificado nas centrais (hidroelétricas) em regime de mercado.

Figura 10 – Relação horas de banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2014-2016)

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

321. Neste período 2014-2016, as centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção forneceram telerregulação ao sistema em cerca de um quarto das horas de produção de eletricidade, conforme ilustra a Tabela 8. À semelhança do observado no período 2007-2008, o padrão de fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas não evidencia o contraste consoante o regime económico de exploração em causa, CMEC ou Mercado, que se verifica na Tabela 7 para o período 2009-2013.

Tabela 8 – Rácio horas de banda de regulação secundária / horas de produção de energia elétrica, das centrais hídricas, por regime económico de exploração (2014-2016)

Ano	Hídrica	
	CMEC	Mercado
2014	[<0,5]	[<0,5]
2015	[<0,5]	[<0,5]
2016	[<0,5]	[<0,5]
Total	[<0,5]	[<0,5]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

322. A análise desenvolvida *supra* mostra que, no período 2009-2013, houve uma alteração no padrão de fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção face às restantes centrais hidroelétricas em regime de mercado.
323. A Tabela 9 permite confirmar que a redução do fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC, no período 2009-2013, não teve correspondência no mercado da produção de eletricidade.

Tabela 9 – Produção de energia do portfolio de centrais habilitadas a telerregular da EDP Produção (excluindo Agueira entre abril de 2009 e março de 2014²⁰⁵ e Sines²⁰⁶), em MWh

Ano	CMEC	Mercado	Total EDP	Peso CMEC (%)
2007 ⁽¹⁾	[<5M]	[<5M]	[<5M]	[20-30]%
2008	[<5M]	[5-10M]	[10-20M]	[20-30]%
2009	[<5M]	[5-10M]	[10-20M]	[30-40]%
2010	[5-10M]	[5-10M]	[10-20M]	[50-60]%
2011	[<5M]	[<5M]	[5-10M]	[40-50]%
2012	[<5M]	[<5M]	[<5M]	[40-50]%
2013	[<5M]	[<5M]	[5-10M]	[50-60]%
2014	[5-10M]	[<5M]	[5-10M]	[50-60]%
2015	[<5M]	[5-10M]	[5-10M]	[30-40]%
2016 ⁽²⁾	[5-10M]	[5-10M]	[10-20M]	[40-50]%
Total	[30-40M]	[50-60M]	[90-100M]	[40-50]%
2009-2013	[20-30M]	[20-30M]	[40-50M]	[40-50]%
2007-2008 & 2014-2016	[10-20M]	[20-30M]	[40-50M]	[30-40]%

⁽¹⁾ Entre julho e dezembro.

⁽²⁾ Entre janeiro e outubro.

*As centrais Bemposta4, Picote4, Alqueva2, Miranda, Ribeiradio foram classificadas como estando equipadas para telerregular de acordo com as datas de descrição das unidades físicas disponíveis no site www.mercado.ren.pt

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

324. Com efeito, as centrais em regime CMEC representaram, no período 2009-2013, entre [30-40]% e [50-60]% do total de produção de eletricidade do *portfolio* de centrais com capacidade de telerregular da EDP Produção.
325. A Figura 11 permite contrastar o peso das centrais em regime CMEC na produção de eletricidade face ao peso que estas centrais registaram no fornecimento de telerregulação ao sistema (que conjuga a informação da Tabela 5 e da Tabela 9 *supra*).

Figura 11 – Peso das centrais em regime CMEC na produção de energia elétrica vs. Peso das centrais em regime CMEC no fornecimento de banda de regulação secundária, em %

[CONFIDENCIAL]

⁽¹⁾ 2007: Entre julho e dezembro.

⁽²⁾ 2016: Entre janeiro e outubro.

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

326. Apesar da variabilidade anual da produção com origem em centrais em regime CMEC equipadas para telerregular no período 2009-2013, estas nunca representaram menos de 1/3 da produção total das centrais da EDP Produção com possibilidade de telerregular. Em 2012, o ano em que as centrais em regime CMEC tiveram menor peso na prestação relativa de telerregulação ([<10]%),

²⁰⁵ A central hidroelétrica da Agueira foi cedida pela EDP Produção à Iberdrola, entre abril 2009 e março de 2014, na sequência de compromissos assumidos pela EDP com a AdC, no âmbito do procedimento Ccent. n.º 6/2008 (EDP / Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva)).

²⁰⁶ Apesar de a central termoelétrica a carvão de Sines se encontrar equipada para telerregular, a EDP Produção só colocou a central no mercado de banda de regulação em 2016.

produziram ainda assim [40-50]% do total da energia proveniente de centrais da EDP Produção habilitadas a telerregular.

327. No que diz respeito às receitas obtidas com a participação no mercado de banda de regulação secundária, no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, verifica-se que as centrais hidroelétricas em regime CMEC chegaram a representar, em 2013, apenas [10-20]% do total das receitas de telerregulação da EDP Produção, pese embora tenham representado [50-60]% do total de produção das centrais com capacidade de telerregular da EDP Produção.

Tabela 10 – Receitas de Banda de regulação secundária vs Produção de energia elétrica das centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção, em %

Ano	% Receitas Telerregulação	% Produção	Rácio Receitas Telerregulação / Produção
2007		[20-30]%	
2008	[30-40]%	[20-30]%	[>1]
2009	[10-20]%	[30-40]%	[<0,5]
2010	[20-30]%	[50-60]%	[<0,5]
2011	[10-20]%	[40-50]%	[<0,5]
2012	[10-20]%	[40-50]%	[<0,5]
2013	[10-20]%	[50-60]%	[<0,5]
2014	[30-40]%	[50-60]%	[<1]
2015	[20-30]%	[30-40]%	[<1]
2016	[30-40]%	[40-50]%	[<1]
Total	[20-30]%	[40-50]%	[<0,5]
2009-2013	[10-20]%	[40-50]%	[<0,5]
2007-2008 & 2014-2016	[30-40]%	[30-40]%	[<1]

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

328. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o peso das centrais (hidroelétricas) em regime CMEC nas receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção foi inferior, quer ao peso que essas centrais tiveram em termos de capacidade instalada de telerregulação (entre 37% e 49% – *vide* Tabela 2), quer à respetiva proporção na produção de energia por centrais da EDP Produção habilitadas a telerregular (média de [40-50]% para o período 2009-2013 – *vide* Tabela 9). Fora do período em análise, o peso das centrais em regime CMEC nas receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção foi sempre superior a [20-30]%, conforme demonstra a Tabela 10.
329. A Tabela 10 ilustra também como o rácio entre, por um lado, as receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção com base nas centrais CMEC e, por outro, a produção de energia das centrais em regime CMEC da EDP Produção desce substancialmente no período 2009-2013 – com uma média de [<0,5] – face aos períodos antes (2007-2008) e depois (2014-2016) – onde a média do rácio é de [<1].
330. Por fim, a Tabela 11 detalha a origem das receitas do serviço de telerregulação e confirma que o total de receitas auferidas pelas centrais em regime CMEC face às unidades em regime de mercado representou, em média, apenas [10-20]% do total das receitas auferidas pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em 2009-2013. Este valor contrasta com os [30-40]% registados, em média, fora do período 2009-2013.

Tabela 11 – Repartição das receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção, por regime económico de exploração (em Euros)

Ano	CMEC	Mercado	Total	% CMEC
2008	[10-20M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
2009	[<5M]	[30-40M]	[30-40M]	[10-20]%
2010	[10-20M]	[40-50M]	[50-60M]	[20-30]%
2011	[5-10M]	[40-50M]	[50-60M]	[10-20]%
2012	[5-10M]	[70-80M]	[80-90M]	[10-20]%
2013	[5-10M]	[70-80M]	[70-80M]	[10-20]%
2014	[10-20M]	[30-40M]	[50-60M]	[30-40]%
2015	[10-20M]	[30-40M]	[40-50M]	[20-30]%
2016	[5-10M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
Total	[<100M]	[300-400M]	[400-500M]	[20-30]%
2009-2013	[<50M]	[200-300M]	[300-400M]	[10-20]%
2008; 2014-2016	[<100M]	[100-150M]	[150-200M]	[30-40]%

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

II.4.2.2 O fornecimento de telerregulação pela EDP Produção: centrais em regime CMEC versus centrais em regime de mercado

331. A EDP Produção é o único produtor que detém no seu *portfolio* de telerregulação (i) centrais com dois regimes económicos de exploração distintos – CMEC e mercado – e (ii) centrais de tecnologias diferentes – hidroelétricas (fios-de-água e albufeiras), carvão e de ciclo combinado a gás natural.
332. As centrais hidroelétricas, nomeadamente as centrais de fio-de-água instaladas na bacia do Douro, são a principal origem do padrão do fornecimento de telerregulação no sistema elétrico nacional, conforme demonstra a Tabela 12.

Tabela 12 – Fornecimento de telerregulação, em %, por tecnologia vs Regime Hidrológico

Ano	Fios de Água Douro	Outras hídricas	Total hídrica	CCGT	Carvão	Total	Índice de produtividade hídrica ⁽¹⁾
2007	[40-50]%	[10-20]%	[60-70]%	[20-30]%	[10-20]%	100,0%	[<1]
2008	28,4%	11,1%	39,5%	57,9%	2,6%	100,0%	0,56
2009	7,8%	10,2%	18,0%	65,9%	16,1%	100,0%	0,77
2010	4,0%	23,9%	27,9%	60,0%	12,1%	100,0%	1,31
2011	6,7%	20,2%	26,8%	58,7%	14,5%	100,0%	0,92
2012	27,0%	21,3%	48,4%	40,5%	11,1%	100,0%	0,47
2013	51,1%	30,8%	81,9%	13,3%	4,8%	100,0%	1,17
2014	66,3%	30,3%	96,6%	2,7%	0,7%	100,0%	1,27
2015	56,8%	13,1%	70,0%	29,3%	0,7%	100,0%	0,74
2016	44,2%	26,1%	70,3%	29,1%	0,6%	100,0%	1,33
Total	[30-40]%	[20-30]%	[50-60]%	[30-40]%	[5-10]%	100,0%	
2009-2013	19,7%	21,9%	41,6%	46,9%	11,5%	100,0%	
2007-2008; 2014-2016	[50-60]%	[20-30]%	[70-80]%	[20-30]%	[<5]%	100,0%	

⁽¹⁾ Este índice reflete o regime hidrológico de cada ano, sendo que o regime médio é igual a 1. Assim, os anos com índices superiores a 1 são considerados “húmidos” (i.e., com afluências hidrológicas acima da média) e os anos com índices inferiores a 1 são considerados “secos” (i.e., com afluências hidrológicas abaixo da média).

Fonte: REN²⁰⁷, cálculos da AdC

333. A leitura da Tabela 12 permite verificar que o fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas de fio-de-água do Douro desce significativamente, no subperíodo 2009-2011, para valores entre 4% e 7,8%. Este padrão de participação das centrais do Douro contrasta com o verificado nos períodos fora de 2009-2013, onde estas unidades forneceram, em média, 51,2% da telerregulação total. O registo das centrais do Douro no subperíodo 2012-2013, marcado por valores entre 27% e 51,1% do total do fornecimento de telerregulação, resulta, não de uma maior participação das centrais em regime CMEC do Douro, mas antes da entrada em funcionamento dos novos reforços de potência hídrica de Picote 4 e Bemposta 4, explorados pela EDP Produção em regime de mercado, conforme melhor se ilustra na Tabela 13.
334. O peso das centrais hidroelétricas no fornecimento de telerregulação (coluna “Total hídrica”) reduz-se no subperíodo 2009-2011. Contudo, a volatilidade da produção hidroelétrica, refletida na coluna “Índice de produtividade hídrica”, não explica esta insuficiente participação das centrais do Douro, exploradas em regime CMEC pela EDP Produção. Com efeito, a menor participação das centrais do Douro foi registada em 2010 (4%), que foi o segundo ano mais húmido do período 2007-2016. Este registo contrasta com o peso de 27%, alcançado em 2012, o ano mais seco do período 2007-2016.
335. Com efeito, como se constata na Tabela 13, entre 2009 e 2011, o peso das centrais de fio-de-água do Douro no fornecimento total de telerregulação da tecnologia hídrica reduz-se para valores

²⁰⁷ Para o período 2008-2016, vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acessada em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

abaixo de 50%. O padrão de participação destas centrais no período 2009-2011 desvia-se significativamente do padrão comum de fornecimento de telerregulação do sistema elétrico nacional, que tem nas hidroelétricas de fio-de-água do rio Douro a sua principal origem.

Tabela 13 – Peso das centrais hidroelétricas do Douro no fornecimento total de telerregulação da tecnologia hídrica, em % e por regime económico

Ano	Peso centrais Douro total na tecnologia hídrica	Peso centrais Douro CMEC na tecnologia hídrica	Peso centrais Douro Mercado na tecnologia hídrica
2007	[70-80]%	[70-80]%	-
2008	71,9%	71,9%	-
2009	43,1%	43,1%	-
2010	14,4%	14,4%	-
2011	24,8%	23,2%	1,5%
2012	55,9%	11,7%	44,2%
2013	62,4%	8,1%	54,3%
2014	68,6%	21,8%	46,9%
2015	81,2%	27,0%	54,2%
2016	62,9%	17,9%	45,0%
Total	[60-70]%	[20-30]%	[30-40]%
2009-2013	47,3%	14,3%	33,0%
2007-2008; 2014-2016	[70-80]%	[30-40]%	[40-50]%

Fonte: REN²⁰⁸, cálculos da AdC

336. A estrutura de oferta de telerregulação da tecnologia hídrica, nomeadamente a instalada na bacia do Douro, sofreu alterações durante o período em análise. Com efeito, até ao final de 2011, só existiam centrais hidroelétricas de fio-de-água em regime CMEC a atuar no mercado de banda de regulação secundária. No final de 2011, regista-se a entrada em funcionamento dos reforços de potência de Picote (“Picote 4”) e de Bemposta (“Bemposta 4”), em regime de mercado, aumentando a capacidade de telerregulação do Douro.
337. A entrada em funcionamento dos reforços de potência em regime de mercado traduz-se numa alteração no padrão de fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas do Douro, a partir de 2012, que é consistente com a subutilização de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC.
338. Entre 2009 e 2011, não obstante existirem centrais em regime CMEC no Douro disponíveis para prestar este serviço, o contributo total da tecnologia hídrica no fornecimento de banda de regulação secundária, nesse período, não foi além dos 28% do total do mercado.²⁰⁹
339. A partir de 2012, o padrão altera-se na sequência do crescimento elevado da capacidade instalada de telerregulação em regime de mercado da tecnologia hídrica no rio Douro. Não obstante 2012

²⁰⁸ Para o período 2008-2016, vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acessada em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

²⁰⁹ Vide a Tabela 12 *supra*.

ter sido o ano mais seco do período em análise, registou-se, ainda assim, um crescimento importante da tecnologia hídrica no fornecimento de telerregulação, que subiu para 48,4% do total do mercado de banda de regulação secundária.²¹⁰ No que diz respeito em particular às centrais de fio-de-água do Douro, o fornecimento de telerregulação destas centrais aumentou de 6,7% para 27% do total entre 2011 e 2012.²¹¹

340. Note-se, contudo, que as centrais hidroelétricas em regime CMEC prestaram substancialmente menos telerregulação do que os recém-entrados aproveitamentos de “Picote 4” e “Bemposta 4”. Como decorre da Tabela 13, em 2012 e 2013 as centrais em regime CMEC do Douro representaram apenas 11,7% e 8,1%, respetivamente, do fornecimento total de telerregulação da tecnologia hídrica, ao passo que os novos grupos geradores hídricos em regime de mercado asseguraram, respetivamente, 44,2% e 54,3% desse fornecimento.
341. A limitação da oferta de telerregulação com origem em centrais hidroelétricas do rio Douro da EDP Produção, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, não se afigura, por todo o exposto, suscetível de ser explicada por razões de afluência hídrica. Por outro lado, tal restrição da oferta terá permitido, nos termos que melhor serão demonstrados *infra*²¹², a maximização conjunta dos lucros de mercado e das compensações associadas às centrais em regime CMEC.

II.4.2.2.1 Central hidroelétrica de Picote: CMEC versus Mercado

342. A central hidroelétrica de Picote dispõe atualmente de três grupos em regime CMEC (“Picote”) e de um grupo em regime de mercado (“Picote 4”). Esta central hidroelétrica está localizada na bacia do rio Douro, cabendo à EDP Produção alocar o afluxo hidrológico a cada um dos grupos disponíveis.
343. O grupo em regime de mercado “Picote 4” apenas entrou em funcionamento em finais de 2011. Por outro lado, os três outros grupos da central de “Picote” estiveram sob o regime CMEC até 31 de dezembro de 2013, tendo transitado para o regime de mercado em 1 de janeiro de 2014. Dessa forma, identificam-se três períodos distintos no que diz respeito à exploração da central hidroelétrica de Picote pela EDP Produção:
- i) Até finais de 2011, a central hidroelétrica de Picote foi totalmente explorada em regime CMEC – “Picote”;
 - ii) Entre finais de 2011 e 31 de dezembro de 2013, a central hidroelétrica de Picote passou a ser explorada sob dois regimes económicos distintos, i.e., três grupos em regime CMEC (“Picote”) e um grupo em regime de mercado (“Picote 4”);
 - iii) A partir de 1 de janeiro de 2014, a central hidroelétrica de Picote foi totalmente explorada em regime de mercado – “Picote” e “Picote 4”.
344. Os grupos encontram-se habilitados a telerregular, partilham o mesmo recurso hidrológico e encontram-se sob a mesma esfera de decisão, tendo, contudo, diferido, até 31 de dezembro de 2013, no regime económico de exploração. Como já referido, no regime de mercado, as receitas de banda de regulação secundária revertem para a empresa, ao passo que no regime CMEC essas mesmas receitas revertem para a liquidação dos encargos fixos dos CAE antecipadamente cessados em 2007.

²¹⁰ *Idem.*

²¹¹ *Idem.*

²¹² *Vide*, em particular, a secção II.5 *infra*.

345. A Figura 12 mostra o comportamento da central hidroelétrica de Picote (grupos “Picote” e grupo “Picote 4”) no fornecimento de telerregulação, entre julho de 2007 e outubro de 2016, dada pela relação entre fornecimento de banda de regulação secundária e produção de energia elétrica.

Figura 12 – Peso do fornecimento de banda de regulação secundária (em MW) na produção de energia elétrica (em MWh) da central hidroelétrica de Picote

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

346. Da leitura da Figura 12, constata-se que o comportamento da central difere nos três períodos identificados *supra*:
- Até finais de 2011: entre julho de 2007 e meados de 2008, os grupos em regime CMEC de “Picote” foram utilizados com frequência, ao que se seguiu um período de utilização pontual, marcado por longos momentos sem fornecimento de telerregulação até finais de 2011.
 - Entre finais de 2011 e final de 2013, os grupos em regime CMEC de “Picote” continuam o registo de utilização pontual, com longos momentos sem prestar o serviço de telerregulação; por sua vez, o novo grupo em regime de mercado “Picote 4” regista utilizações regulares e com taxas elevadas de fornecimento de telerregulação desde a sua entrada em funcionamento, em finais de 2011 – em média, superior a [60-70]%.
iii. A partir de 2014, com a transição para o regime de mercado, o padrão de atuação de “Picote” altera-se drasticamente face ao período em que os grupos da central eram explorados em regime CMEC; não só os grupos de “Picote” passam a ser utilizados mais frequentemente no fornecimento de telerregulação (relativamente à produção de energia), como chegam a existir meses em que são utilizados tanto ou mais do que o novo grupo em regime de mercado “Picote 4”.
347. O comportamento da central hidroelétrica de Picote no fornecimento de telerregulação ao sistema foi substancialmente diferente em função do regime económico de exploração dos seus grupos. O padrão de utilização da central no período entre finais de 2011 e final de 2013, em que a EDP Produção participou no mercado de banda de regulação secundária simultaneamente com grupos em regime CMEC e com o grupo em regime de mercado, partilhando o mesmo recurso hidrológico, proporciona um contrafactual importante.
348. Com efeito, em 2012, por cada MWh de energia elétrica produzida, o grupo em regime de mercado “Picote 4” forneceu [<1] MW de banda de regulação secundária, o que contrasta com os grupos em regime CMEC “Picote” que, por cada MWh de energia elétrica produzida, forneceram apenas [$<0,1$] MW de banda (vide Tabela 14). Esta alteração no padrão de utilização dos grupos em regime CMEC e do grupo em regime de mercado, para o fornecimento de telerregulação, resulta evidente nos reduzidos valores do rácio entre o Peso de “Picote” e o de “Picote 4” entre 2011 e 2013, seguidos de um aumento substancial a partir de 2014.

Tabela 14 – Rácio banda de regulação secundária (em MW) /Produção de energia elétrica (em MWh) da central hidroelétrica de Picote

Ano	“Picote” 3 grupos CMEC ⁽¹⁾	“Picote 4” 1 Grupo Mercado	Rácio Peso “Picote”/“Picote 4”
2007	[20-30]%		
2008	[10-20]%		
2009	[5-10]%		
2010	[<5]%		
2011	[<5]%	[20-30]%	[10-20]%
2012	[5-10]%	[60-70]%	[5-10]%
2013	[<5]%	[60-70]%	[<5]%
2014	[20-30]%	[40-50]%	[50-60]%
2015	[20-30]%	[50-60]%	[50-60]%
2016	[10-20]%	[30-40]%	[40-50]%
Total	[10-20]%	[50-60]%	[20-30]%
2009-2013	[<5]%	[60-70]%	[5-10]%
2007-2008; 2014-2016	[10-20]%	[40-50]%	[40-50]%

⁽¹⁾ Note-se que a partir de 2014 cessa o contrato CMEC referente a estes 3 grupos.
Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

349. A partir de 2014, tendo cessado o regime CMEC de “Picote”, esses grupos geradores passam a fornecer banda de regulação secundária numa relação que chega a 0,261 MW de banda fornecida por MWh de energia produzida (em 2015). Embora seja inferior ao registo de “Picote 4”, os valores de “Picote” são, ainda assim, muito superiores aos registados entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, período em que foram explorados em regime CMEC pela EDP Produção.
350. Em resultado, a diferença de comportamento dos grupos em regime CMEC de “Picote” face ao grupo em regime de mercado “Picote 4”, entre finais de 2011 e final de 2013, permite demonstrar que não foram condicionantes tecnológicas, de eficiência ou hidrológicas, que impediram o fornecimento de telerregulação por “Picote”. A subutilização dos grupos em regime CMEC “Picote” no mercado de banda de regulação secundária, mantendo ociosa capacidade disponível para telerregulação, permitiu à EDP Produção aumentar lucros, por um lado, transferindo telerregulação para o grupo em regime de mercado “Picote 4” e, por outro, aumentando a compensação recebida através do mecanismo de revisibilidade CMEC, pela menor dedução de receitas provenientes dos grupos em regime CMEC.

II.4.2.2.2 Centrais hidroelétricas do Douro: CMEC versus Mercado

351. No rio Douro, à data de criação do MIBEL, em julho de 2007, existiam cinco centrais hidroelétricas de fio-de-água em regime CMEC habilitadas para telerregular: Pocinho, Valeira, Picote, Régua e Torrão.
352. Posteriormente, registam-se novas entradas de centrais hídricas com capacidade de telerregular, em regime de mercado, nomeadamente:
- i) No final de 2011, além da entrada em funcionamento de “Picote 4”, também o reforço de potência da central hidroelétrica de Bemposta – “Bemposta 4” – entra em serviço;

- ii) A partir de 2014, regista-se a entrada em funcionamento do reforço de potência da central hidroelétrica de Miranda – “Miranda II”.
- iii) Adicionalmente, após a cessação do regime CMEC, os três grupos de "Bemposta" e de “Miranda” são equipados para telerregular pela EDP Produção (*vide* Tabela 15), o que evidencia a potencialidade das centrais hidroelétricas de fio-de-água do Douro no fornecimento de banda de regulação secundária.
- iv) Entre 2015 e 2016, há ainda a assinalar a entrada em funcionamento do aproveitamento hidroelétrico do Baixo Sabor (aproveitamentos a jusante e a montante).

Tabela 15 – Evolução da caracterização física dos aproveitamentos hídricos de Bemposta e de Miranda

	Tipo	Agente	Início	Fim	Pot. Máx. MW	Pot. Ref. MW	Banda Tel. MW
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 1	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-01-02	80,0	80,0	
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 1	Hídrica	EDPGP	2014-01-03		80,0	80,0	30,0
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 2	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-01-02	80,0	80,0	
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 2	Hídrica	EDPGP	2014-01-03		80,0	80,0	30,0
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 3	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-01-02	80,0	80,0	
Central Hidroeléctrica da Bemposta - Grupo 3	Hídrica	EDPGP	2014-01-03		80,0	80,0	30,0
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 1	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-04-23	60,0	60,0	
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 1	Hídrica	EDPGP	2014-04-24		60,0	60,0	20,0
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 2	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-04-23	60,0	60,0	
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 2	Hídrica	EDPGP	2014-04-24		60,0	60,0	20,0
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 3	Hídrica	EDPGP	2007-07-01	2014-04-23	60,0	60,0	
Central Hidroeléctrica de Miranda - Grupo 3	Hídrica	EDPGP	2014-04-24		60,0	60,0	20,0

Fonte: REN²¹³

353. À semelhança do observado na central hidroelétrica de Picote, o registo das centrais hidroelétricas do Douro no fornecimento de banda de regulação secundária (em relação à produção de energia elétrica) é substancialmente diferente consoante o regime económico de exploração das centrais. Esta diferença é evidente para o período em que a EDP Produção participa no mercado de banda de regulação secundária, simultaneamente, com centrais em regime CMEC e com centrais em regime de mercado, ou seja, a partir de finais de 2011.

²¹³ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadFisic.aspx>, acessada em 26.08.2019.

Figura 13 – Peso do fornecimento de banda de regulação secundária (em MW) na produção de energia elétrica (em MWh) das centrais hidroelétricas do Douro

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

354. Importa também comparar o rácio “banda de regulação secundária / produção de energia” entre centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado, todas hidroelétricas de fio-de-água instaladas na bacia do Douro. Em 2007 e 2008, as centrais em regime CMEC do Douro apresentaram, em conjunto, rácios banda de telerregulação (MW) / produção de energia elétrica (MWh) de [20-30]% e [50-60]%, respetivamente, que caíram para valores entre [<5]% e [10-20]% no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. A partir de 2014, o registo nas centrais hidroelétricas do Douro é bastante menos diferenciado entre centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado, conforme ilustra a Tabela 16.

Tabela 16 – Rácio de banda de regulação secundária (em MW) / Produção de energia elétrica (em MWh) das centrais hidroelétricas do Douro

Ano	Hídrica Douro CMEC	Hídrica Douro Regime Mercado	Rácio CMEC / Regime Mercado
2007	[50-60]%		
2008	[20-30]%		
2009	[5-10]%		
2010	[<5]%		
2011	[5-10]%		
2012	[10-20]%	[70-80]%	[<0,5]
2013	[5-10]%	[60-70]%	[<0,5]
2014	[20-30]%	[30-40]%	[<1]
2015	[20-30]%	[30-40]%	[<1]
2016	[10-20]%	[10-20]%	[<1]
Total	[10-20]%	[30-40]%	[<0,5]
2009-2013	[5-10]%	[60-70]%	[<0,5]
2007-2008; 2014-2016	[10-20]%	[20-30]%	[<1]

Fonte: REN e EDP Produção, cálculos da AdC

355. Nos anos de 2012 e 2013, assinala-se o contraste entre o desempenho dos reforços de potência em regime de mercado “Picote 4” e “Bemposta 4”, com rácios MW/MWh na ordem dos [70-80]%, e as centrais em regime CMEC (Pocinho, Valeira, Picote, Régua e Torrão), com rácios MW/MWh inferiores a [10-20]%. A partir de 2014, as centrais em regime CMEC passam a telerregular mais frequentemente, com o rácio MW/MWh a subir de [5-10]% para [20-30]%.
356. Refira-se que a maior participação das centrais em regime CMEC no fornecimento de telerregulação, a partir de 2014, ocorre após a Recomendação da AdC de novembro de 2013 ao Governo e antes da entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014²¹⁴.
357. Adicionalmente, regista-se a entrada de novas centrais hidroelétricas de fio-de-água em regime de mercado com capacidade de telerregular, nomeadamente os (três) grupos de “Picote”,

²¹⁴ Vide Auditoria CMEC, Relatório D2.

“Miranda” e “Bemposta”, pela extinção dos respetivos CMEC, e do reforço de potência “Miranda II”.

358. Em resultado, a diferença de comportamento das centrais hidroelétricas em regime CMEC face às centrais em regime de mercado, evidenciada a partir do final de 2011, aliada ao facto de os grupos das centrais hidroelétricas de Bemposta e Miranda terem sido equipadas para telerregular pela EDP Produção, após a cessação do regime CMEC, permite demonstrar que, à semelhança do já anotado em relação aos grupos hídricos de Picote, não foram condicionantes tecnológicas ou hidrológicas que impediram o fornecimento de telerregulação nas centrais hidroelétricas em regime CMEC do Douro. Ao invés, a restrição da oferta de telerregulação destas centrais só poderá ter estado relacionada com o objetivo de maximização do lucro total da EDP Produção, atenta a sua posição no mercado de banda de regulação secundária.

II.4.2.2.3 Análise do padrão de participação da central termoelétrica a carvão do Pego, em função da participação das centrais hidroelétricas

359. A restrição da oferta de telerregulação nas centrais hidroelétricas em regime CMEC do Douro, no período 2009-2013, é ainda passível de ser ilustrada através da comparação com o desempenho da central termoelétrica a carvão do Pego, explorada pela REN Trading.
360. Recorde-se que as centrais a carvão, pelas suas características técnicas, são, à partida, menos flexíveis no fornecimento de telerregulação para o sistema²¹⁵. Adicionalmente, as centrais termoelétricas são, normalmente, menos competitivas do que as centrais hidroelétricas, em particular as de fio-de-água.
361. Como ilustra a Figura 14, a central do Pego forneceu níveis significativos de banda de regulação secundária no período em que a participação das centrais hidroelétricas (fio-de-água) do Douro foi mais limitada, ou seja, entre 2009 e finais de 2011.
362. O nível de participação da central do Pego no fornecimento de telerregulação ao sistema, que chega a ultrapassar os 20% do fornecimento total em alguns meses dos anos de 2009, 2010 e 2011, evidencia o efeito de limitação da oferta de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC do Douro conduzida pela EDP Produção.²¹⁶ Importa notar que 2009 e 2011 foram anos intermédios em termos de condições hidrológicas e que 2010 foi o ano mais húmido de todo o período em análise.
363. Somente a partir de 2012 (o ano mais seco de todo o período em análise), com a entrada em funcionamento de novos grupos em regime de mercado habilitados a telerregular, é que as centrais hidroelétricas (fio-de-água) do Douro começam a fornecer banda de regulação secundária de forma mais frequente, relegando a oferta da central termoelétrica a carvão para o lugar residual que seria expectável atendendo à menor competitividade desta tecnologia face às hidroelétricas de fio-de-água, com custos marginais tendencialmente de zero quando o perfil hidrológico é favorável.

²¹⁵ Vide secção II.4.1.2.1.

²¹⁶ Vide a Tabela 12 *supra*.

Figura 14 – Quota de mercado no fornecimento de banda de regulação secundária das centrais hidroelétricas do Douro e da central termoelétrica a carvão do Pego

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN²¹⁷, cálculos da AdC

364. Se a EDP Produção não tivesse limitado a oferta das centrais de fio-de-água do Douro, a participação dos concorrentes, particularmente a REN Trading, no fornecimento de telerregulação teria sido mais reduzida. Note-se que a redução do peso da central do Pego no fornecimento de banda de regulação secundária, a partir de meados de 2012, não se deve a alterações do seu perfil de produção nem ao regime hidrológico²¹⁸, já que a central gerida pela REN Trading continuou a apresentar níveis de produção de eletricidade no MIBEL semelhantes ao padrão verificado entre 2009 e finais de 2011, conforme ilustra a Figura 15 *infra*.

Figura 15 – Energia produzida (em MWh) e banda de regulação secundária fornecida (em MW) pela central termoelétrica a carvão do Pego, gerida pela REN Trading

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN, cálculos da AdC

365. Decorre assim da análise dos dados *supra* que, em resultado da reduzida oferta de capacidade de banda de telerregulação das centrais hídricas em regime CMEC pela EDP Produção, a central termoelétrica a carvão do Pego, de uma tecnologia menos competitiva do que as hidroelétricas de fio-de-água, entrou mais frequentemente a satisfazer a procura.
366. Esta situação implica que o comportamento da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental resultou na perda de eficiência produtiva²¹⁹. Esta ineficiência em termos das tecnologias utilizadas para a satisfação da procura implica que a restrição da oferta de capacidade de telerregulação CMEC necessariamente contribuiu para a elevação dos preços no mercado de banda de regulação secundária.

II.4.2.2.4 Outras centrais hidroelétricas da EDP Produção: CMEC versus Mercado

367. Para além das centrais hidroelétricas de fio-de-água instaladas no rio Douro, a EDP Produção dispõe de outras centrais de tecnologia hídrica, todas albufeiras, equipadas para telerregular, distinguindo-se entre centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado:
- i) Em regime de mercado, identifica-se a central hidroelétrica de Alqueva²²⁰ e, a partir de 2012, o respetivo reforço de potência – “Alqueva II”. Em meados de 2015, há ainda a assinalar a entrada em funcionamento do aproveitamento hidroelétrico de Ribeiradio e o reforço de potência de Salamonde – “Salamonde II”.

²¹⁷ Para o período 2008-2016, vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

²¹⁸ Resulta sim das circunstâncias descritas no parágrafo anterior.

²¹⁹ Fala-se em eficiência produtiva quando os bens ou serviços são produzidos ao menor custo possível.

²²⁰ A central hidroelétrica de Alqueva foi controlada pela EDIA – Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva, S.A., até outubro de 2007.

- ii) Em regime CMEC, identificam-se as centrais hidroelétricas de Alto Lindoso, Castelo de Bode, Cabril, Frades e, por um período limitado, a Aguieira²²¹.
368. Entre novembro de 2007 e final de 2011, Alqueva foi a única central hidroelétrica (de albufeira) com capacidade de telerregulação explorada pela EDP Produção em regime de mercado.
369. O contraste entre o fornecimento de banda de regulação secundária da central hidroelétrica em regime de mercado de Alqueva (incluindo, a partir de 2012, o reforço de potência “Alqueva II”) face às restantes centrais hidroelétricas de albufeira revela um padrão semelhante ao que se apurou para as centrais hidroelétricas instaladas na bacia do Douro (*vide* Tabela 17).
370. Com efeito, o rácio Banda (MW) / Produção (MWh) das outras centrais hidroelétricas em regime CMEC, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, variou entre [<5]% e [10-20]%, em contraste com o rácio nas centrais em regime de mercado “Alqueva” e “Alqueva II”, que foi consistentemente superior a [10-20]%, tendo chegado a atingir um máximo de [60-70]% em 2012.

Tabela 17 – Peso do fornecimento de banda de regulação secundária (em MW) na produção de energia elétrica (em MWh) das outras centrais hidroelétricas da EDP Produção (para além das centrais do Douro)

Ano	Outras Hídricas CMEC EDP	Outras Hídricas Mercado EDP
2007	[20-30]%	[20-30]%
2008	[5-10]%	[10-20]%
2009	[<5]%	[10-20]%
2010	[10-20]%	[20-30]%
2011	[5-10]%	[40-50]%
2012	[5-10]%	[60-70]%
2013	[<5]%	[40-50]%
2014	[10-20]%	[10-20]%
2015	[5-10]%	[20-30]%
2016	[5-10]%	[10-20]%
Total	[5-10]%	[20-30]%
2009-2013	[5-10]%	[40-50]%
2007-2008 & 2014-2016	[10-20]%	[10-20]%

Fonte: REN²²² e EDP Produção, cálculos da AdC

II.4.2.2.5 *Portfolio* de centrais hidroelétricas da EDP Produção: CMEC versus Mercado

371. Quando se analisa o padrão de fornecimento de banda de regulação secundária do *portfolio* de centrais hidroelétricas da EDP Produção, no período em análise, constata-se que as centrais em

²²¹ A central hidroelétrica de Aguieira foi cedida pela EDP Produção à Iberdrola, durante cinco anos (entre abril de 2009 e março de 2014), com risco de mercado. Nesse período, esta central não deverá ser incluída no conjunto de centrais hidroelétricas em regime CMEC da EDP Produção.

²²² Para o período 2008-2016, *vide* <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acessada em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, *vide* o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

regime CMEC exibiram rácios MW/MWh particularmente reduzidos entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, face aos valores exibidos fora desse período (*vide* Tabela 18).

372. Com efeito, as centrais hidroelétricas em regime de mercado da EDP Produção, em particular no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, registaram rácios MW/MWh entre [10-20]% e [60-70]%, contrastando com as centrais hidroelétricas em regime CMEC, que registaram rácios entre [5-10]% e [10-20]%. A partir de 2014, os rácios MW/MWh das centrais hidroelétricas em regime CMEC sobem para níveis menos contrastantes relativamente aos praticados pelas centrais hidroelétricas em regime de mercado.
373. A última coluna da Tabela 18 – “Rácio EDP Hídrica CMEC/Mercado” – combina a informação das colunas anteriores, ilustrando a relação entre o rácio MW/MWh das centrais hidroelétricas em regime CMEC e o rácio MW/MWh das centrais hidroelétricas em regime de mercado. Da análise destes valores, verifica-se que o rácio se reduziu substancialmente entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, confirmando a redução do fornecimento de telerregulação das centrais hídricas em regime CMEC, ajustado pelas horas de produção, face ao registado nas centrais hídricas em regime de mercado. Com efeito, este último rácio ficou sempre aquém dos [$<0,5$] no período da conduta analisada e foi sempre igual ou superior a [<1] fora desse período.

Tabela 18 – Total hídricas EDP CMEC e não CMEC – Rácio Banda (MW) / Produção (MWh)

Ano	EDP Hídrica CMEC	EDP Hídrica Mercado	Rácio EDP Hídrica CMEC/Mercado
2007	[30-40]%	[20-30]%	[>1]
2008	[10-20]%	[10-20]%	[<1]
2009	[5-10]%	[10-20]%	[<0,5]
2010	[5-10]%	[20-30]%	[<0,5]
2011	[5-10]%	[40-50]%	[<0,5]
2012	[10-20]%	[60-70]%	[<0,5]
2013	[5-10]%	[50-60]%	[<0,5]
2014	[10-20]%	[20-30]%	[<1]
2015	[10-20]%	[30-40]%	[<1]
2016	[5-10]%	[10-20]%	[<1]
Total	[10-20]%	[30-40]%	[<0,5]
2009-2013	[5-10]%	[50-60]%	[<0,5]
2007-2008 & 2014-2016	[10-20]%	[20-30]%	[<1]

Fonte: REN²²³ e EDP Produção, cálculos da AdC

II.4.2.2.6 *Portfolio* de centrais (hidroelétricas e termoelétricas) da EDP Produção – CMEC versus Mercado

374. Apesar das centrais hidroelétricas constituírem o grosso da capacidade de telerregulação, a EDP Produção detém ainda, no seu *portfolio*, um conjunto de centrais termoelétricas com capacidade para prestar o serviço de telerregulação, exploradas maioritariamente em regime de mercado.
375. Fazem parte do seu *portfolio*, as seguintes centrais termoelétricas com capacidade de telerregulação:
- Em regime de mercado, a central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo e, a partir de 2009, a central de ciclo combinado a gás natural de Lares;
 - Em regime CMEC, a central termoelétrica a carvão de Sines²²⁴.
376. Quando se alarga o âmbito da análise igualmente às centrais termoelétricas habilitadas a prestar telerregulação, verifica-se que o padrão de fornecimento de banda de regulação secundária do *portfolio* de centrais exploradas pela EDP Produção, no período analisado, é consistente com o observado no subconjunto das centrais hidroelétricas (*vide* Tabela 19). Com efeito, constata-se que o conjunto das centrais em regime CMEC exibiu rácios MW/MWh particularmente reduzidos

²²³ Para o período 2008-2016, *vide* <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, *vide* o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

²²⁴ A aptidão da central termoelétrica a carvão de Sines para fornecer banda de regulação secundária é comprovada pelos relatórios da revisibilidade CMEC de 2014 e 2015 – *vide* os ficheiros que constam das pastas Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2014 e Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2015 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423). Apesar de a central termoelétrica a carvão de Sines se encontrar equipada com telerregulação, a EDP Produção só começou a oferecer a capacidade desta central no mercado de banda de regulação secundária em 2016.

entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 (média de [5-10]%), face aos valores exibidos fora do período da prática (média de [10-20]%).

377. Em 2007 e 2008, as centrais em regime CMEC registaram níveis de fornecimento de telerregulação superiores às centrais em regime de mercado. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, os rácios MW/MWh das centrais em regime de mercado da EDP Produção sobem para níveis entre [10-20]% e [50-60]%, contrastando com os níveis registados pelas centrais em regime CMEC, que descem para rácios entre apenas [5-10]% e [10-20]%. A partir de 2014, os níveis de fornecimento de telerregulação das centrais em regime CMEC sobem consideravelmente em comparação com os níveis apresentados pelas centrais em regime de mercado, que descem significativamente, aproximando-se dos níveis apresentados pelas centrais CMEC.

Tabela 19 – Total centrais EDP: Rácio Banda MW / Produção MWh

Ano	EDP CMEC (excluindo Sines)	EDP Mercado (incluindo CCGTs)	Total EDP (excluindo Sines)
2007	[30-40]%	[5-10]%	[10-20]%
2008	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
2009	[5-10]%	[10-20]%	[10-20]%
2010	[5-10]%	[20-30]%	[10-20]%
2011	[5-10]%	[30-40]%	[20-30]%
2012	[10-20]%	[50-60]%	[30-40]%
2013	[5-10]%	[50-60]%	[20-30]%
2014	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%
2015	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%
2016	[5-10]%	[10-20]%	[10-20]%
Total	[10-20]%	[20-30]%	[10-20]%
2009-2013	[5-10]%	[30-40]%	[20-30]%
2007-2008 & 2014-2016	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%

Fonte: REN²²⁵ e EDP Produção, cálculos da AdC

378. Importa ainda recordar que, no *portfolio* de centrais equipadas com telerregulação da EDP Produção, também consta a central termoelétrica a carvão em regime CMEC de Sines, exatamente com a mesma tecnologia que a central do Pego, explorada pela REN Trading.
379. Conforme ilustra a Tabela 20, apesar de estar equipada e habilitada a telerregular, a central de Sines não disputou o mercado de banda de regulação secundária até final de 2015. A partir de 2016, a central de Sines começou a fornecer telerregulação (0,4%), tendo mesmo ultrapassado a central do Pego (0,2%).

²²⁵ Para o período 2008-2016, vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acessada em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

Tabela 20 – Representatividade das centrais a carvão no mercado de banda de regulação secundária

Ano	Central do Pego (REN Trading)	Central de Sines (EDP Produção)
2007	[10-20]%	0,0%
2008	2,6%	0,0%
2009	16,1%	0,0%
2010	12,1%	0,0%
2011	14,5%	0,0%
2012	11,1%	0,0%
2013	4,8%	0,0%
2014	0,7%	0,0%
2015	0,7%	0,0%
2016	0,2%	0,4%
Total	[5-10]%	0,0%
2009-2013	11,5%	0,0%
2007-2008 & 2014-2016	[<5]%	0,1%

Fonte: REN²²⁶, cálculos da AdC

380. Da Tabela 20, e atendendo à análise que se desenvolveu *supra*, destaca-se que a retração da oferta de capacidade de telerregulação das centrais hídricas CMEC no período 2009-2013 criou espaço para tecnologias menos eficientes que hidroelétricas (fio-de-água), como o carvão, refletidas nas elevadas taxas de participação da central do Pego entre 2009 (16%) e 2012 (11%).
381. Entre 2009 e 2012, período em que a central do Pego foi mais utilizada no fornecimento de banda de regulação secundária, a central de Sines apresentou níveis de produção de eletricidade no MIBEL que lhe teriam permitido fornecer banda de regulação secundária²²⁷, mesmo considerando que Sines será, potencialmente, mais eficiente em termos de custos do que Pego²²⁸, e assim disputar o mercado de banda de regulação secundária com a central a carvão do Pego, conforme ilustra a Figura 16.

Figura 16 – Energia produzida (em MWh) pelas centrais termoelétricas a carvão do Pego, gerida pela REN Trading, e de Sines, gerida pela EDP Produção

[CONFIDENCIAL]

Nota: A energia produzida (em absoluto) pelas duas centrais termoelétricas a carvão não é diretamente comparável, na medida em que a central do Pego dispõe de 2 grupos com uma potência máxima de 288 MW (por grupo) e a central de

²²⁶ Para o período 2008-2016, vide

<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acessada em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, vide o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

²²⁷ Apesar de ter atravessado períodos de paragem de alguns dos seus quatro grupos geradores para realizar a instalação de sistemas de controlo de emissões de enxofre.

²²⁸ Dado não enfrentar custos com o transporte ferroviário do carvão entre Sines, terminal portuário em que o carvão é descarregado, e a localidade do Pego, no concelho de Abrantes.

Sines dispõe de 4 grupos com uma potência máxima de 295 MW (por grupo). Nesse sentido, será expectável que a central de Sines apresente níveis de produção de energia superiores aos apresentados pela central do Pego.

Fonte: REN, cálculos da AdC

382. Assim, a par da limitação da oferta das centrais hidroelétricas em regime CMEC, regista-se ainda a ausência de oferta de banda de regulação secundária da central termoelétrica a carvão em regime CMEC de Sines no período de 2009-2013. Em consequência, foi restringida a prestação global do serviço de telerregulação pelo portfólio de centrais CMEC da EDP Produção.
383. Ao não oferecer a capacidade da central de Sines, a EDP Produção pôde (i) aumentar o valor da compensação do mecanismo de revisibilidade dos CMEC, pela não dedução das receitas do mercado de banda de regulação secundária, e (ii) aumentar o valor das receitas auferidas pelas suas centrais em regime de mercado, em resultado da entrada no mercado de banda de regulação secundária de centrais potencialmente menos eficientes e, conseqüentemente, com custos superiores, determinando, igualmente, preços mais elevados.

II.4.3 Os preços e ofertas de venda da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária

384. Para além da limitação da participação no mercado de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC por via da não submissão de ofertas no mercado, a EDP Produção também submeteu ofertas com preços instrumentais, demasiado altos para que as respetivas centrais entrassem na satisfação da procura.
385. Tal limitação da oferta de capacidade de telerregulação CMEC, registada entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, contribuiu para o aumento significativo dos preços no mercado de banda de regulação secundária. Este aumento resulta de vários fatores, como seja, por um lado, a substituição de tecnologias menos competitivas (*supra* demonstrada), que introduz uma ineficiência produtiva no mercado, e por outro, a colocação das centrais hidroelétricas em regime CMEC a preços mais altos (para entrarem na satisfação da procura depois das centrais em regime de mercado) ou até a preços instrumentais (para não entrarem na satisfação da procura).
386. Adicionalmente, relembre-se que, para além do impacto no preço do mercado de banda de regulação secundária, que integra a componente de energia do preço final a pagar pelos consumidores, a sobrecompensação associada à substituição de capacidade em regime CMEC por capacidade em regime de mercado tem impacto na componente dos CIEG, paga por todos os consumidores na fatura de energia elétrica.
387. O impacto da limitação da oferta de capacidade de telerregulação CMEC no nível de preços analisa-se *infra*, tendo em conta de forma integrada os seguintes elementos:
- i. Preço das ofertas de venda (“*bids*”) nos leilões horários do mercado de banda de regulação secundária do *portfolio* de centrais da EDP Produção;
 - ii. Níveis de participação nos leilões horários do mercado de banda de regulação secundária;
 - iii. Comparação dos preços médios do mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha.

II.4.3.1 Preço das ofertas de venda no mercado de banda de regulação secundária

388. Como indicado no parágrafo 203 *supra*, a EDP Produção detém quotas muito elevadas no mercado de banda de regulação secundária, contando ainda com um *portfolio* de centrais com tecnologias (hídrica e CCGT) e regimes económicos de exploração (CMEC e Mercado) distintos.

389. Como referido no parágrafo 204 *supra*, e em linha com a conclusão da ERSE no seu Estudo de 2013, a EDP Produção tem a capacidade de influenciar a formação do preço marginal da banda de regulação secundária, conforme ilustra a Tabela 21. Com efeito, constata-se que a EDP Produção marca o preço de grande parte dos leilões horários para a contratação do serviço de telerregulação, apresentando valores consistentemente acima dos 86,9%²²⁹.
390. Adicionalmente, as centrais em regime de mercado da EDP Produção marcaram a maioria dos preços nos leilões de banda de regulação secundária entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. Contudo, a tecnologia utilizada pela EDP Produção para a marcação dos preços nos leilões de banda de regulação secundária nesse período diferem: entre 2009 e 2011 prevaleceram as centrais de ciclo combinado a gás natural em regime de mercado, sendo substituídas pelas centrais hidroelétricas em regime de mercado em 2012 e 2013.

Tabela 21 – Frequência de marcação dos preços nos leilões de banda de regulação secundária, por operador, regime económico de exploração e tecnologia

Ano	EDP Produção			Subtotal	REN Trading	Endesa	Iberdrola
	CMEC	Mercado			CAE	Mercado	Mercado
	Hídrica	Térmica	Hídrica		Térmica	Térmica	Hídrica
2008	17,5%	82,4%	0,2%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2009	19,3%	66,7%	5,2%	91,2%	4,8%	0,0%	4,0%
2010	27,3%	66,1%	6,0%	99,4%	0,4%	0,0%	0,2%
2011	26,6%	46,5%	24,8%	97,9%	1,8%	0,0%	0,3%
2012	27,8%	14,9%	46,7%	89,3%	5,4%	4,1%	1,2%
2013	31,0%	3,7%	64,0%	98,7%	1,1%	0,1%	0,1%
2014	64,6%	1,8%	31,5%	98,0%	0,7%	0,0%	1,3%
2015	45,5%	16,0%	36,5%	98,0%	2,0%	0,0%	0,0%
2016	37,0%	12,1%	37,7%	86,9%	0,5%	12,6%	0,0%

Fonte: REN²³⁰, cálculos da AdC

391. Por outro lado, as centrais em regime CMEC da EDP Produção tenderam a marcar o preço nos leilões horários com maior frequência do que o peso que tinham no fornecimento de telerregulação (“peso no mercado”). A título ilustrativo, refira-se que, em 2012, as centrais em regime CMEC marcaram o preço em 27,8% do total de horas colocadas em leilão, pelo GGS, para contratar banda de regulação secundária, embora tenham correspondido a somente 8,4% do fornecimento de telerregulação daquele ano (*vide* Tabela 22 *infra*).

²²⁹ A expressão “marcar o preço” significa que o preço da oferta de venda da unidade marginal (i.e., a unidade que satisfaz a última quantidade procurada pelo GGS) estabelece o preço de todas as ofertas de venda inferiores. Por exemplo, no ano de 2016, os grupos geradores da EDP Produção marcaram o preço em 86,9% das 8.784 horas colocadas em leilão, pelo GGS, para contratar banda de regulação secundária.

²³⁰ *Vide* http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

Tabela 22 – Frequência de marcação de preço e peso no mercado dos leilões de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC da EDP Produção

Ano	Frequência de marcação do preço	Peso no mercado
2008	17,5%	36,9%
2009	19,3%	10,3%
2010	27,3%	15,9%
2011	26,6%	10,5%
2012	27,8%	8,4%
2013	31,0%	11,4%
2014	64,6%	35,8%
2015	45,5%	22,2%
2016	37,0%	28,3%

Fonte: REN²³¹, cálculos da AdC

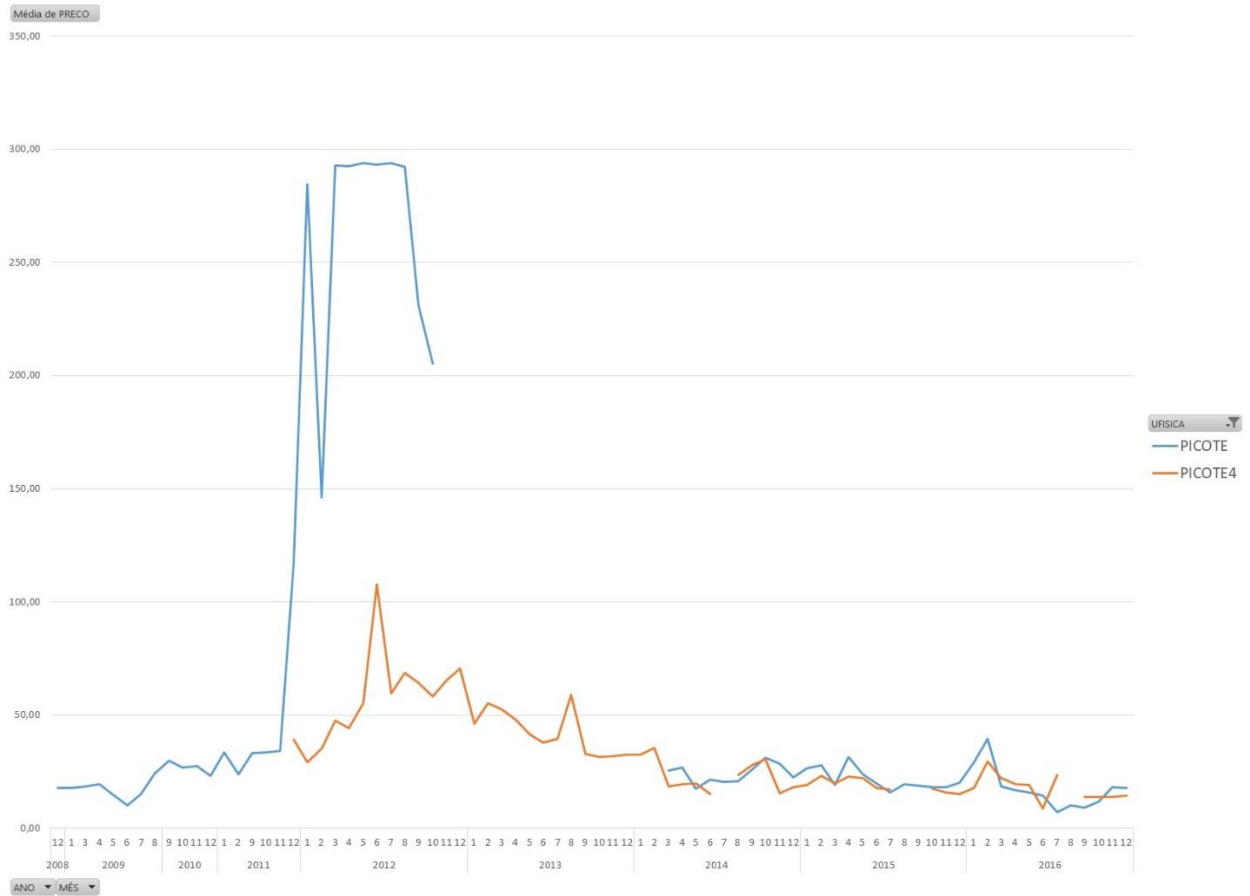
392. Para uma melhor observação do comportamento das ofertas de venda das centrais geridas pela EDP Produção, no período em análise, apresenta-se de seguida um conjunto de exemplos que ilustram, desde logo, um padrão distinto em 2012 das centrais hidroelétricas em regime CMEC.

Central hidroelétrica de Picote

393. Em 2012, o preço médio da oferta de venda (*bid*) dos grupos em regime CMEC de “Picote” superou em quase cinco vezes o preço médio da oferta de venda do grupo em regime de mercado “Picote 4”, levando a que nenhuma das ofertas de venda mais altas tivesse sido efetivamente aceite no mercado de banda de regulação secundária (*vide* Figura 17 e Tabela 23 *infra*).

²³¹ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx> e http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedidas em 26.08.2019.

Figura 17 – Evolução do preço médio do *bid* da central hidroelétrica de Picote nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW



Fonte: REN²³², cálculos da AdC

Tabela 23 – Preço médio anual do *bid* da central hidroelétrica de Picote nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW

€/MW	Picote CMEC ⁽¹⁾	Picote 4 Mercado	Dif. Picote/Picote 4	
			Abs.	%
2008	17,7			
2009	15,5			
2010	26,0			
2011	50,0	39,4	10,6	27,0%
2012	261,0	58,0	203,0	350,1%
2013	42,7	43,9	-1,2	-2,8%
2014	23,7	24,8	-1,1	-4,5%
2015	19,7	20,9	-1,2	-5,6%
2016	13,0	19,5	-6,5	-33,4%

⁽¹⁾ A partir de 2014, com a cessação do regime CMEC, esta central passou a ser explorada em regime de mercado.

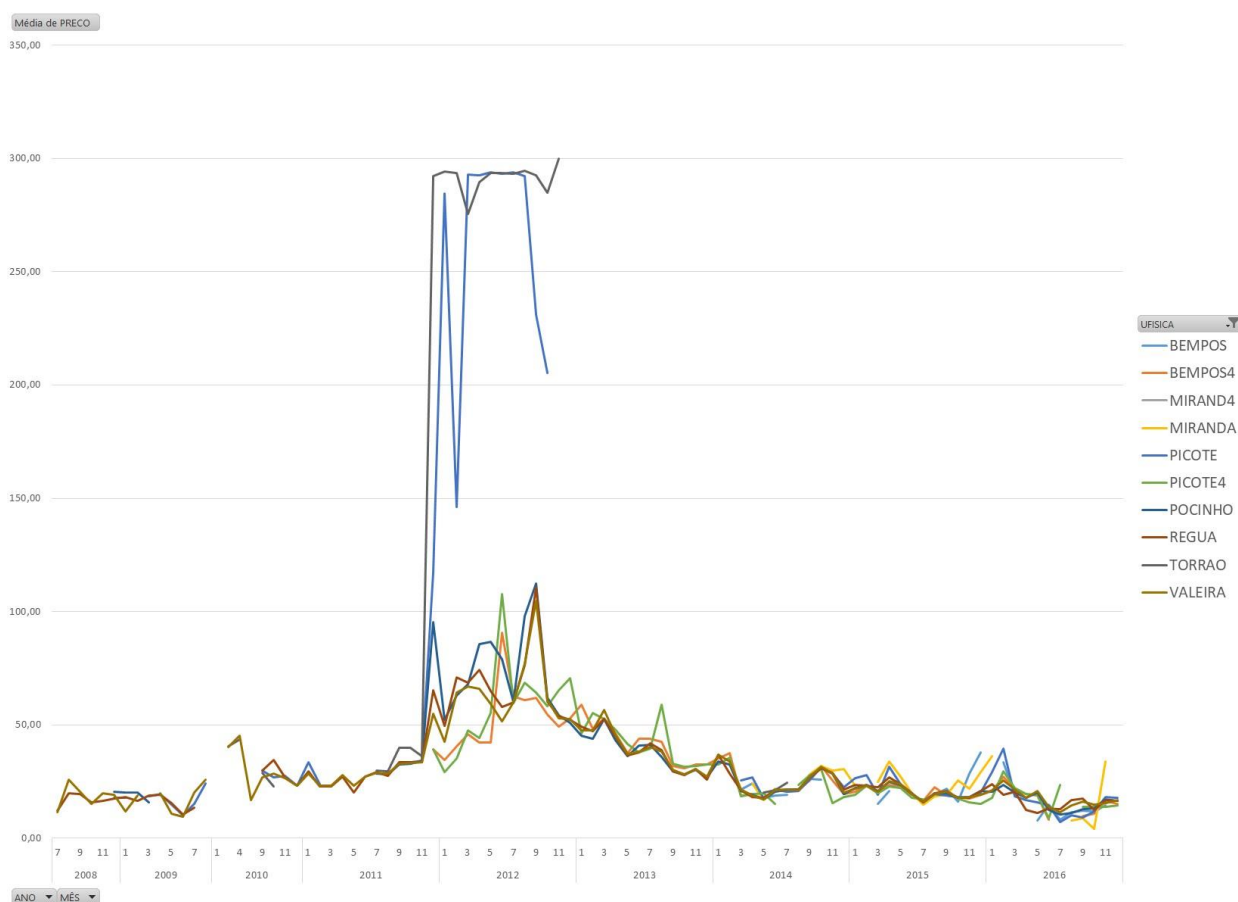
Fonte: REN²³³, cálculos da AdC

394. A análise aos dados apresentados *supra* permite concluir que a limitação da oferta de capacidade de telerregulação do grupo Picote em regime CMEC, no mercado de banda de regulação secundária, passou igualmente, pelo menos em alguns períodos (em particular em 2012), pela apresentação de ofertas de venda (*bids*) a preços insuscetíveis de serem aceites.

Centrais hidroelétricas do Douro da EDP Produção

395. O padrão observado na central hidroelétrica de Picote é extensível à central hidroelétrica de Torrão, quando se comparam as centrais hidroelétricas instaladas na bacia do Douro. As ofertas de venda (*bids*) da central de Torrão foram colocadas sistematicamente a preços significativamente superiores aos aceites, entre finais de 2011 e início de 2013.

Figura 18 – Centrais do Douro: Preço médio do *bid* nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW



Fonte: REN²³⁴, cálculos da AdC

396. A leitura da Tabela 24 permite ainda verificar que, em 2012, os *bids* médios de Pocinho, Régua e Valeira, em regime CMEC, ficaram significativamente acima dos *bids* de Picote 4 e Bemposta 4, em regime de mercado. Este padrão de comportamento das centrais em regime CMEC face às centrais em regime de mercado contribuiu para a subida do preço médio do mercado de banda

²³² *Idem.*

²³³ *Idem.*

²³⁴ *Idem.*

de regulação secundária em 2012, designadamente porque o GGS foi obrigado a contratar regulação secundária a preços mais elevados.

Tabela 24 – Centrais do Douro: Preço médio anual do *bid* nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW

€/MW	Bemposta	Bemposta 4	Miranda II	Miranda	Picote	Picote 4	Pocinho	Régua	Torrão	Valeira
	Mercado	Mercado	Mercado	Mercado	CMEC ⁽¹⁾	Mercado	CMEC	CMEC	CMEC	CMEC
2008					17,75		15,67	16,16		15,33
2009					15,46		19,29	16,30		16,08
2010					26,04		25,92	25,06	40,36	30,31
2011		39,15			50,01	39,38	48,30	36,24	161,97	34,40
2012		54,57			260,97	57,98	73,12	67,02	291,01	63,24
2013		44,31			42,69	43,94	34,37	35,23	83,19	35,92
2014	21,43	25,07	21,17	24,41	23,70	24,81	24,88	23,39	20,90	23,96
2015	19,50	20,46		22,47	19,70	20,87	20,89	21,52		21,08
2016	11,89	18,77		14,65	13,00	19,51	16,38	16,48		17,05

⁽¹⁾ A partir de 2014, com a cessão do regime CMEC, esta central passou a ser explorada em regime de mercado.

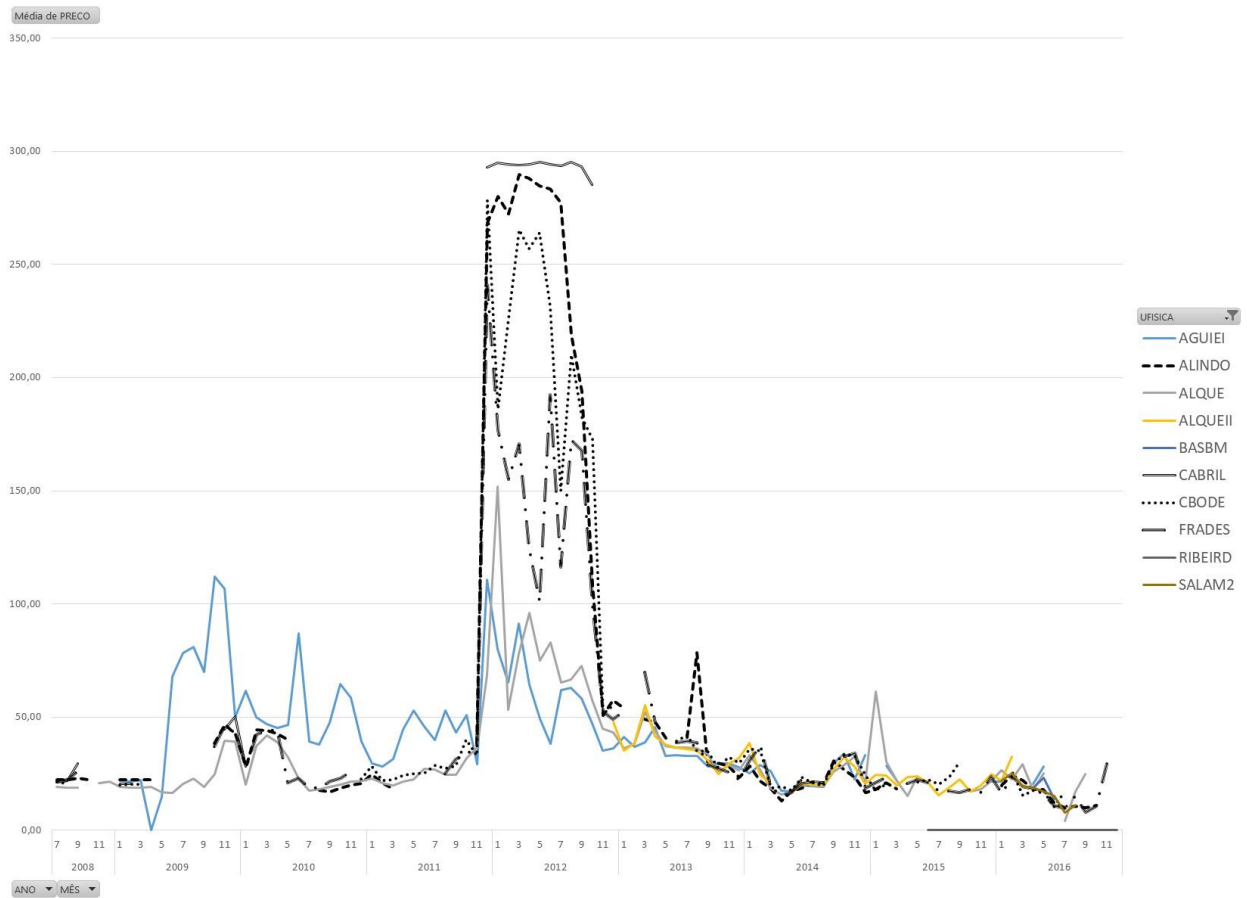
Fonte: REN²³⁵, cálculos da AdC

Outras centrais hidroelétricas da EDP Produção

397. Quando se alarga o âmbito de análise às outras albufeiras hidroelétricas em regime CMEC geridas pela EDP Produção, como sejam os casos das centrais do Alto Lindoso, Cabril, Castelo de Bode e Frades, verifica-se um padrão de comportamento semelhante ao descrito *supra*, conforme ilustra a Figura 19 *infra*.

²³⁵ *Idem*.

Figura 19 – Outras albufeiras hidroelétricas: Preço médio anual do *bid* nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW



Fonte: REN²³⁶, cálculos da AdC

398. Com efeito, em 2012, as ofertas de venda (*bids*) médias deste conjunto de centrais posicionaram-se consistentemente acima dos *bids* médios da central hidroelétrica em regime de mercado do Alqueva (“Alqueva” e “Alqueva II”)²³⁷, conforme ilustra a Tabela 25.

²³⁶ *Idem*.

²³⁷ Esse padrão de comportamento é extensível à central hidroelétrica de Aguieira que, recorde-se, foi explorada com risco de mercado pela Iberdrola entre 2009 e 2014.

Tabela 25 – Outras albufeiras hidroelétricas: Preço médio do *bid* nos leilões de banda de regulação secundária, em €/MW

€/MW	Aguieira	Alto Lindoso	Alqueva	Alqueva II	Cabril	Castelo de Bode	Frades
	Mercado ⁽¹⁾	CMEC	Mercado	Mercado	CMEC	CMEC	CMEC
2008	22,35	22,56	19,57		23,91	21,71	23,04
2009	72,07	39,93	24,91		27,03	20,21	41,00
2010	49,56	34,69	26,09		26,40	22,65	29,92
2011	47,30	94,19	29,23		285,46	43,15	76,66
2012	59,88	238,43	71,71	48,03	294,36	203,38	134,85
2013	35,84	36,90	36,72	36,78	83,70	37,19	32,73
2014	25,62	20,79	23,27	24,06	19,82	22,68	25,92
2015	25,95	19,53	21,32	22,08		21,04	20,39
2016	20,58	18,84	24,71	28,49		17,85	15,81

⁽¹⁾ Esta central foi explorada com risco de mercado, pela Iberdrola, entre 2009 e 2014. Fora desse período, a central regressou à esfera de decisão da EDP Produção, em regime de CMEC.

Nota: Em 2016, a central de Baixo Sabor (montante) e o reforço de potência da central de Salamonde (“Salamonde 2”) também participaram no mercado de banda de regulação secundária. Contudo, optou-se por não representá-las na tabela, de modo a facilitar a leitura dos resultados expostos.

Fonte: REN²³⁸, cálculos da AdC

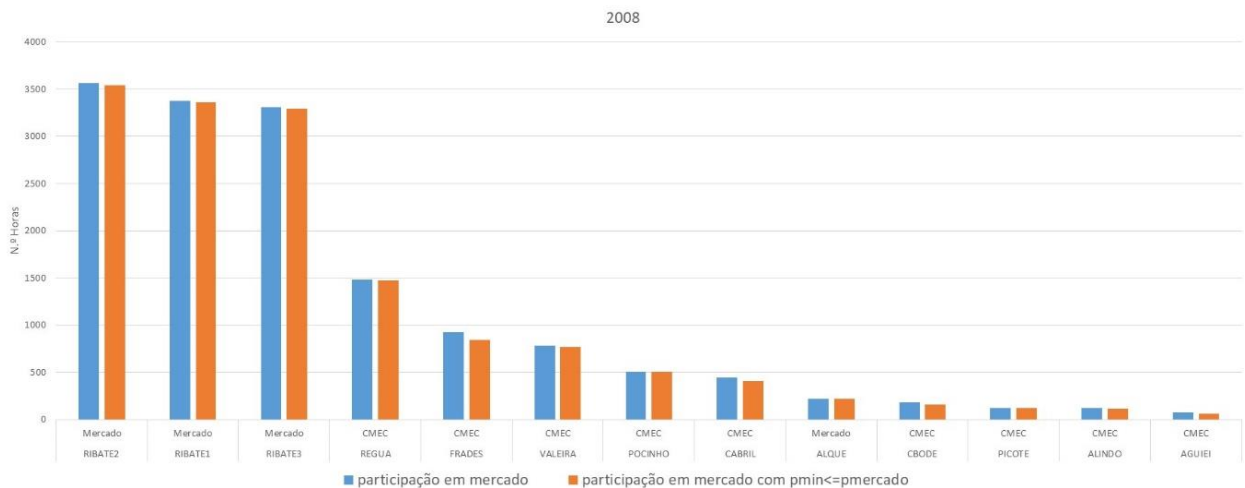
II.4.3.2 Subparticipação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária

399. Conforme se demonstrou, a utilização das centrais geridas pela EDP Produção no fornecimento de telerregulação, entre 2007 e 2016, apresenta um contraste consoante o regime económico de exploração, CMEC e mercado. Com efeito, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as centrais hidroelétricas em regime CMEC registaram níveis de participação significativamente mais reduzidos do que as centrais em regime de mercado, quer da própria EDP Produção quer dos seus concorrentes.
400. A subutilização das centrais hidroelétricas em regime CMEC no fornecimento de telerregulação não se deveu a restrições técnicas. Estas centrais tinham capacidade disponível para fornecer banda de regulação secundária, como demonstra o facto de o GGS as ter forçado a fornecer telerregulação fora de mercado em 2007 e 2008, mesmo não tendo elas participado nos leilões de banda de regulação secundária. Adicionalmente, o contraste na utilização de centrais hidroelétricas que partilham o mesmo recurso hidrológico, apenas diferindo no regime económico de exploração (como é o caso da central de Picote), demonstra que a subutilização das referidas centrais também não encontra justificação em restrições hidrológicas.
401. O padrão de participação das centrais geridas pela EDP Produção é passível de ser demonstrado igualmente pela análise da relação entre o número de horas em que cada uma das centrais participou nos leilões de banda de regulação (i.e., independentemente do preço oferecido) e o correspondente número de horas em que cada uma delas contratou/vendeu banda de regulação (i.e., em que o preço oferecido foi menor ou igual ao preço marginal do mercado).

²³⁸ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx> e http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedidas em 26.08.2019.

402. As Figura 20 a Figura 23 *infra*, referentes ao período 2008-2011, mostram que, quando participaram nos leilões de banda de regulação secundária, as centrais geridas pela EDP Produção foram bem-sucedidas a contratar o serviço de telerregulação, tendo o número de horas em que a banda de regulação secundária foi contratada/vendida (coluna a laranja) sido aproximadamente idêntico ao número de horas em que tais centrais participaram em leilão (coluna a azul).
403. Nesse período, as centrais da EDP Produção que registaram maiores níveis de participação foram as CCGTs do Ribatejo (“RIBATE1”, “RIBATE2”, “RIBATE3”) e de Lares (“LARES1” e “LARES2”), ambas em regime de mercado.
404. Por outro lado, regista-se uma diferença no padrão de participação da central hidroelétrica de Agueira (coluna “AGUIEI”) no período em que foi gerida pela EDP Produção, em regime CMEC, face ao período em que foi gerida, com risco de mercado, pela Iberdrola. A central de Agueira passou de um registo, em 2008, em que era a menos utilizada dentro do *portfolio* de centrais da EDP Produção no fornecimento de telerregulação, para um registo, em 2010 e 2011, em que foi mais utilizada do que qualquer central em regime CMEC.

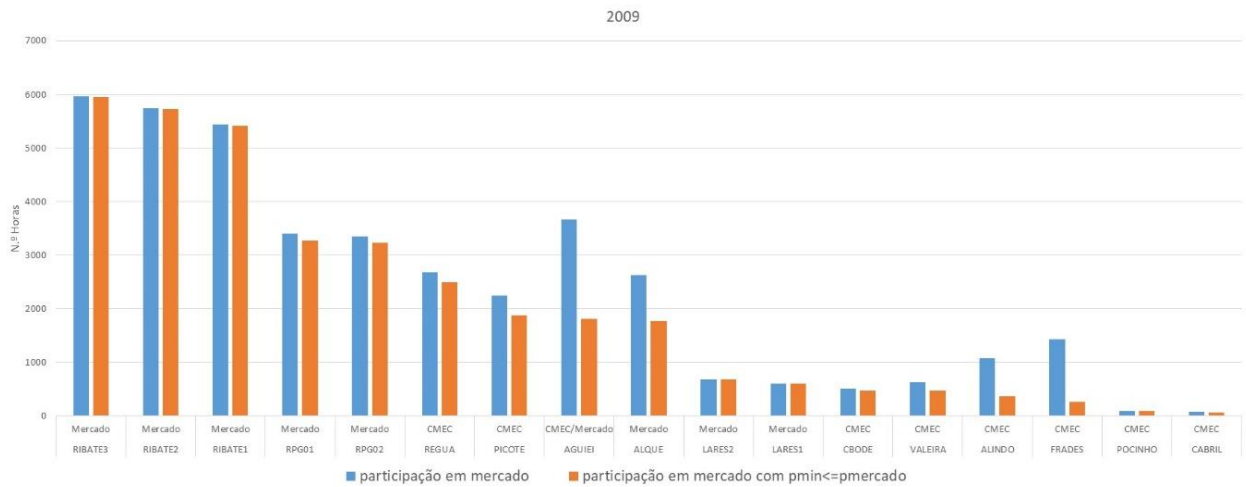
Figura 20 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2008



Fonte: REN²³⁹, cálculos da AdC

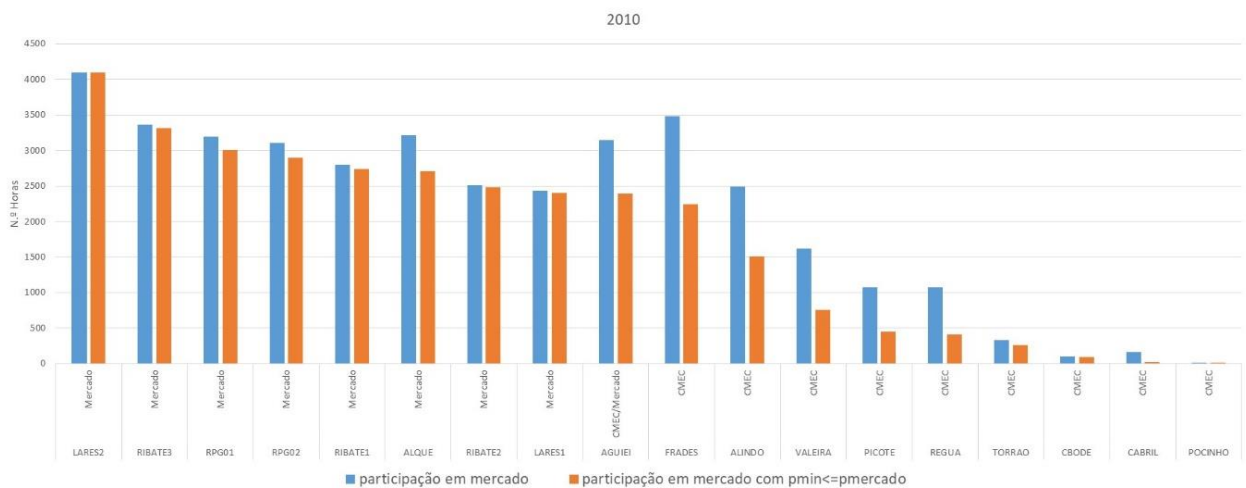
²³⁹ *Idem*.

Figura 21 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2009



Fonte: REN²⁴⁰, cálculos da AdC

Figura 22 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2010

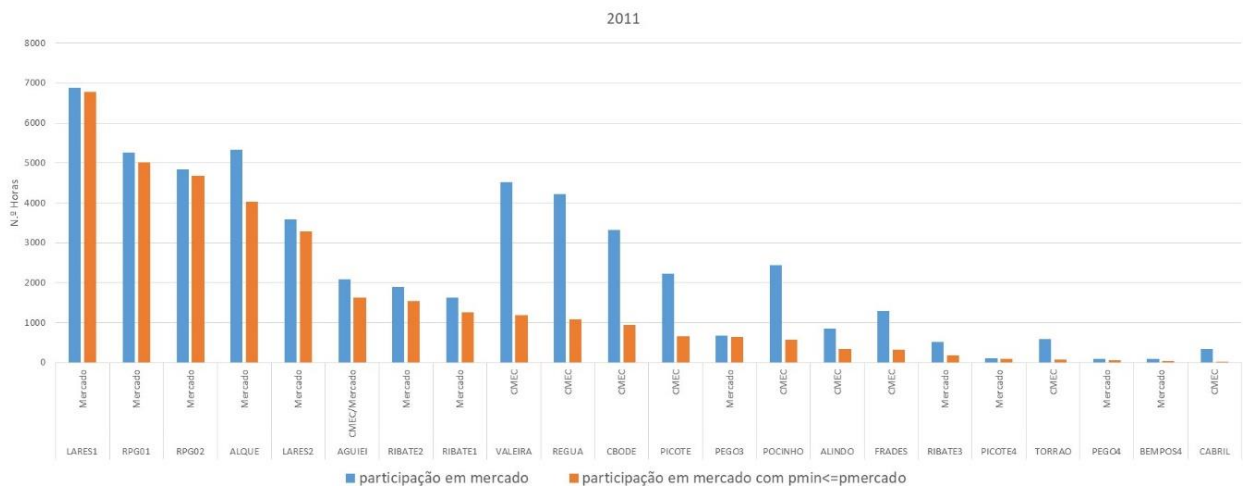


Fonte: REN²⁴¹, cálculos da AdC

²⁴⁰ *Idem.*

²⁴¹ *Idem.*

Figura 23 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2011



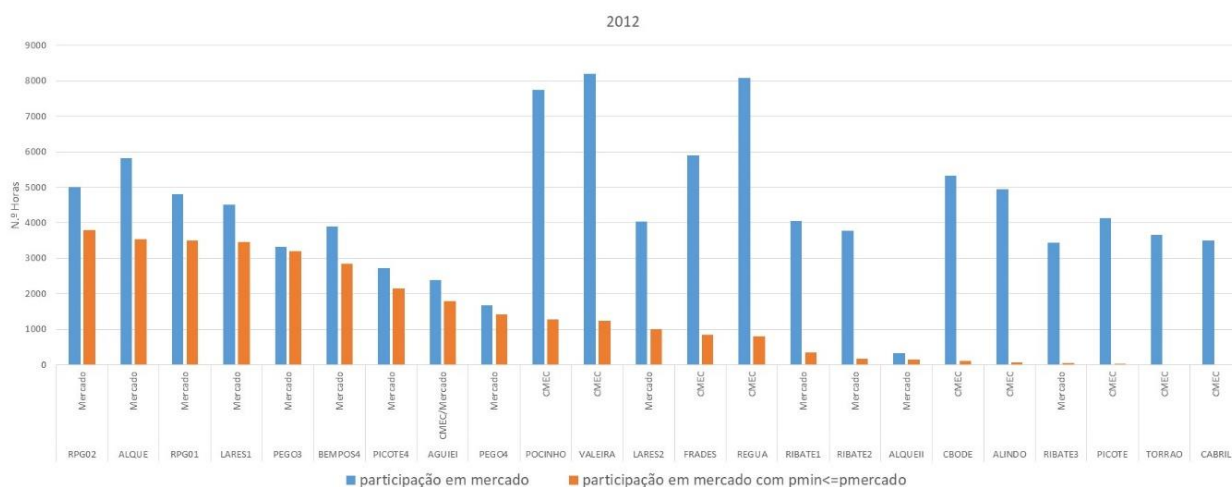
Fonte: REN²⁴², cálculos da AdC

405. Conforme ilustra a Figura 24, a partir de finais de 2011, o padrão de participação das centrais em regime CMEC no mercado de banda de regulação secundária altera-se significativamente. De facto, apesar de terem passado a participar muito mais horas no mercado de banda de regulação secundária (coluna a azul), as centrais em regime CMEC foram simultaneamente as que menos horas contrataram/venderam banda de regulação secundária em leilão, devido ao preço demasiado elevado (instrumental) a que foram colocadas no mercado (coluna a laranja).
406. Em 2012, as centrais da EDP Produção que registaram os maiores níveis de participação no fornecimento de banda de telerregulação foram as exploradas em regime de mercado, com predomínio dos grupos hídricos de Alqueva, Picote 4 e Bemposta 4 (“ALQUE”, “BEMPO4”, “PICOTE4”).
407. Adicionalmente, verifica-se a elevada participação de centrais concorrentes da EDP Produção, nomeadamente os dois grupos da central termoelétrica a carvão do Pego, gerida pela REN Trading (“RPG01” e RPG02”) e de um dos grupos da central de ciclo combinado a gás natural do Pego, gerida pela Endesa (“PEGO3”).
408. Em resultado da sua posição no mercado de banda de regulação secundária e da rigidez da procura²⁴³, a EDP Produção pôde antecipar, com algum grau de confiança, que embora a participação das centrais em regime CMEC nos leilões de banda de regulação fosse elevada, apenas uma parte reduzida dessas ofertas de venda seria efetivamente aceite. Sendo os preços médios dos *bids* das centrais em regime CMEC da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária consistentemente superiores aos dos *bids* das centrais em regime de mercado, tal oferta das centrais CMEC não seria vendida, ou pelo menos não seria vendida em grande parte.

²⁴² *Idem*.

²⁴³ *Vide* o parágrafo 294.

Figura 24 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2012

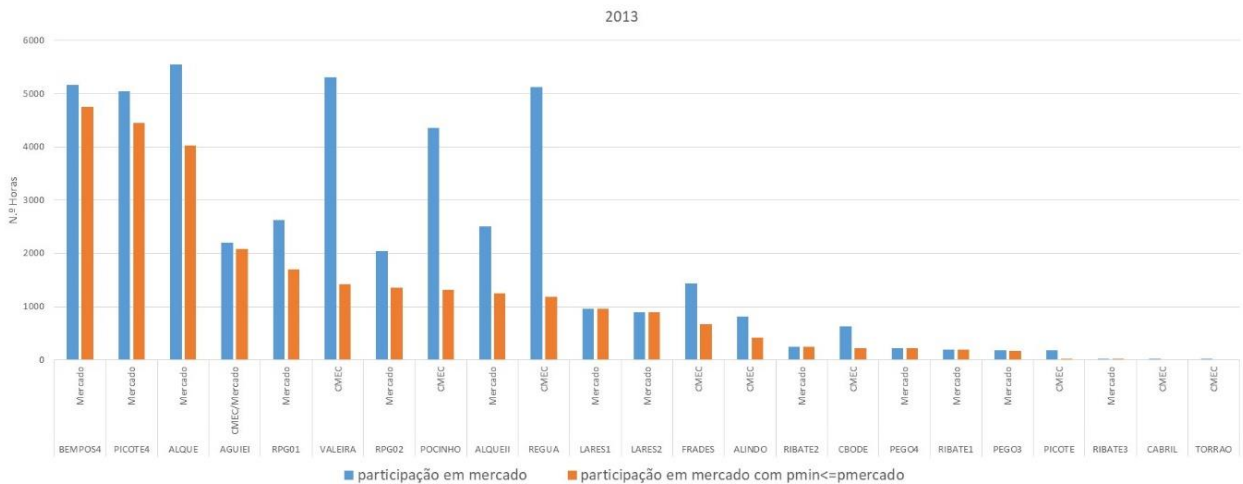


Fonte: REN²⁴⁴, cálculos da AdC

409. Em 2013, o padrão de participação das centrais em regime CMEC da EDP Produção, nomeadamente as hidroelétricas de fio-de-água da bacia do Douro, reduz-se, decrescendo igualmente a diferença entre o número de horas de participação no mercado de banda de regulação secundária e o número de horas com banda de regulação contratada/vendida por aquelas centrais (*vide* Figura 25).
410. As centrais da EDP Produção que registaram os maiores níveis de participação no fornecimento de banda de telerregulação foram, destacadamente, os reforços de potência hídrica de Bemposta 4 e Picote 4 (“BEMPOS4”, “PICOTE4”) e a central hidroelétrica de Alqueva (“ALQUE”), todos em regime de mercado.

²⁴⁴ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx> e http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedidas em 26.08.2019.

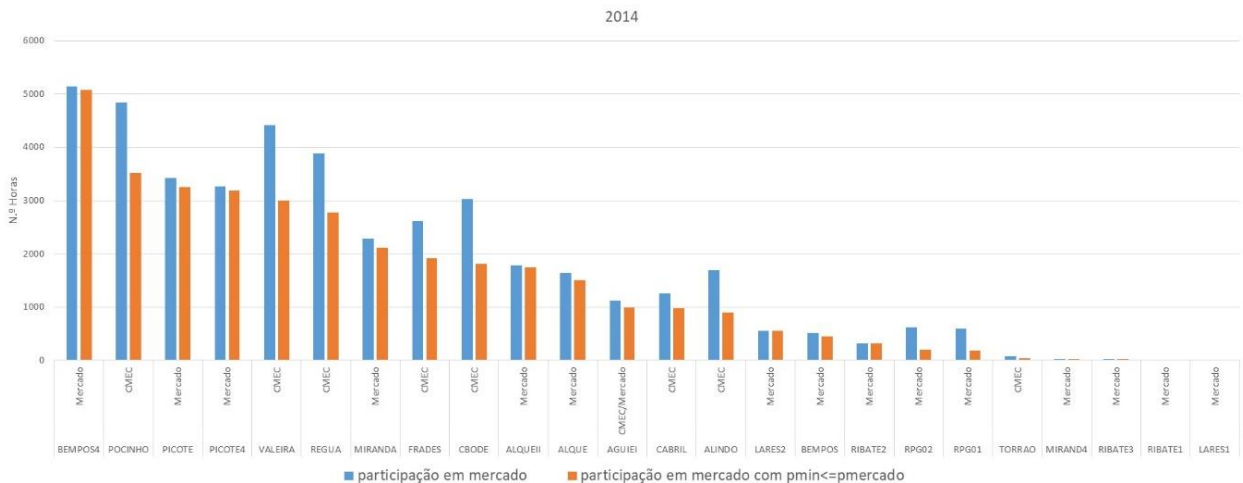
Figura 25 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2013



Fonte: REN²⁴⁵, cálculos da AdC

411. A partir de 2014, as centrais em regime CMEC da EDP Produção passam a participar com maior frequência no mercado de banda de regulação secundária, nomeadamente as centrais do Douro de Pocinho, Valeira e Régua (*vide* Figura 26 a Figura 28 *infra*). Em 2014, a central de Pocinho chega inclusive à segunda posição, quer ao nível de participação mais frequente em mercado (coluna azul), quer no que respeita à venda efetiva de banda de regulação secundária (coluna laranja).

Figura 26 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2014

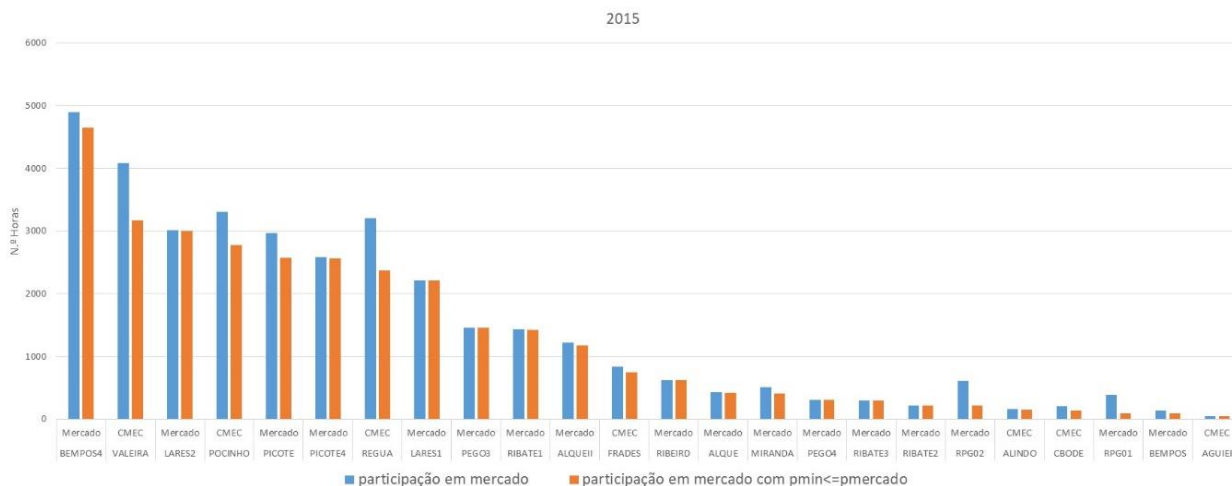


Fonte: REN²⁴⁶, cálculos da AdC

²⁴⁵ *Idem.*

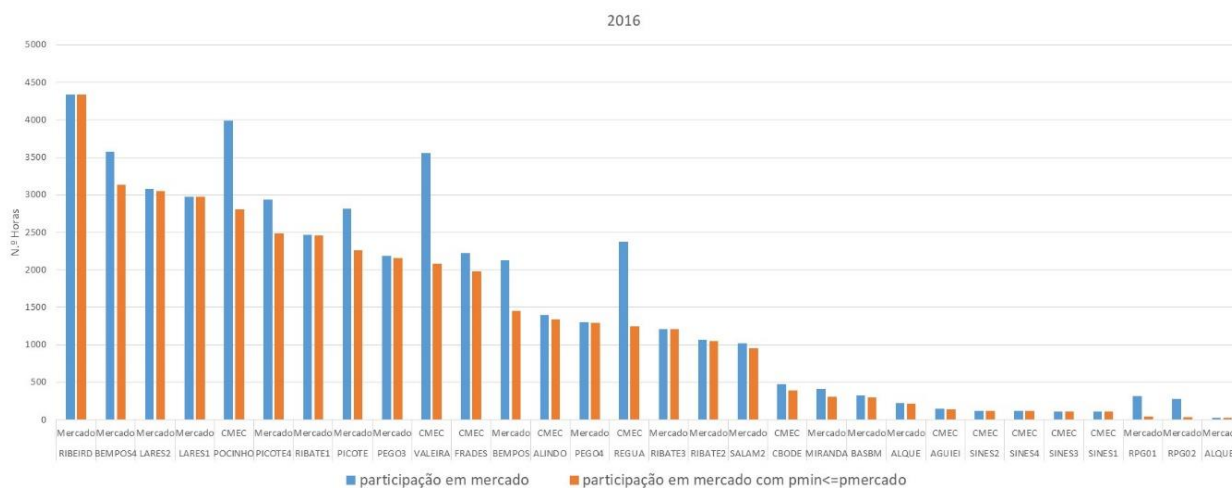
²⁴⁶ *Idem.*

Figura 27 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2015



Fonte: REN²⁴⁷, cálculos da AdC

Figura 28 – Participação das centrais nos leilões horários de banda de regulação secundária em 2016



Fonte: REN²⁴⁸, cálculos da AdC

412. O exposto *supra* permite demonstrar que o comportamento da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária passou também, por vezes, pela restrição da oferta de capacidade de telerregulação através da colocação de ofertas de venda nos leilões do mercado de banda de regulação secundária a preços instrumentais, insuscetíveis de aceitabilidade, em particular nos anos de 2011, 2012 e 2013.
413. A Tabela 26 *infra* apresenta, para cada ano, a taxa de sucesso das ofertas de venda colocadas nos leilões horários do mercado de banda de regulação secundária. Verifica-se que, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a taxa de sucesso das ofertas de venda das centrais em regime CMEC (coluna “% Vendas”) foi, em média, de 25% do total de horas leiloadas pelo GGS, o que contrasta com a taxa de sucesso de 79% das centrais em regime de mercado, geridas pela própria EDP

²⁴⁷ *Idem.*

²⁴⁸ *Idem.*

Produção e pelos concorrentes REN Trading, Endesa e Iberdrola. Adicionalmente, verifica-se um contraste no padrão de *bids* das referidas unidades CMEC no período fora da prática – 2008 e 2014-2016 –, onde a taxa de sucesso das ofertas de venda atingiu, em média, os 74%.

Tabela 26 – Rácio ofertas de venda (*bids*) / venda de banda de regulação secundária, em número de horas, por regime económico de exploração

Ano	Centrais em regime CMEC			Centrais em regime de Mercado		
	<i>Bids</i>	Vendas	% Vendas	<i>Bids</i>	Vendas	% Vendas
2008	4 631	4 457	96%	10 467	10 410	99%
2009	8 722	6 079	70%	31 458	28 453	90%
2010	10 322	5 732	56%	27 872	26 032	93%
2011	19 818	5 203	26%	33 025	29 255	89%
2012	51 560	4 399	9%	49 853	27 485	55%
2013	17 909	5 268	29%	27 879	22 359	80%
2014	21 803	14 925	68%	21 347	19 617	92%
2015	11 859	9 403	79%	23 310	21 718	93%
2016	14 621	10 415	71%	32 677	29 734	91%
Total	161 245	65 881	41%	257 888	215 063	83%
2009-2013	108 331	26 681	25%	170 087	133 584	79%
2008; 2014-2016	52 914	39 200	74%	87 801	81 479	93%

Fonte: REN²⁴⁹, cálculos da AdC

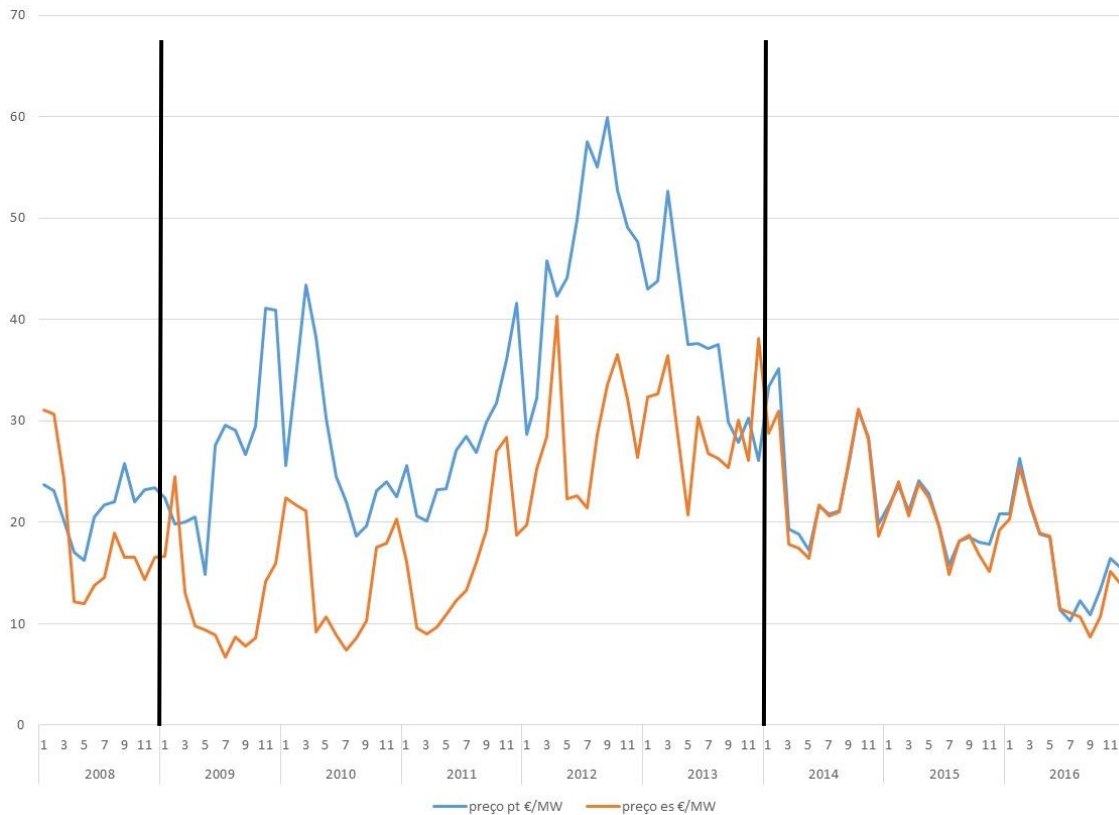
II.4.3.3 Comparação dos preços do mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha

414. A comparação dos preços do mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha constitui um elemento adicional na análise do comportamento da EDP Produção e do respetivo impacto. Apesar das diferenças no *mix* energético entre Portugal e Espanha, o mercado espanhol é, como reconhecido no Despacho n.º 4694/2014, do Secretário de Estado da Energia²⁵⁰, o que mais se assemelha ao mercado português. Note-se que a EDP Produção também participa no mercado de banda de regulação secundária em Espanha, com o *portfolio* de centrais que detém no território espanhol, embora observe uma quota de menor relevo nesse território.
415. A Figura 29 ilustra a evolução dos preços médios mensais do mercado de banda de regulação secundária em Portugal e em Espanha, entre 2008 e 2016.

²⁴⁹ *Idem*.

²⁵⁰ Nos termos do respetivo Preâmbulo: “A afirmação de um referencial mais eficiente e concorrencial no funcionamento do mercado de serviços de sistema em Portugal, não pode deixar de ter em consideração a integração a nível ibérico, pelo que importa introduzir princípios de formação do preço da banda de regulação secundária que considerem a referência ao mercado de serviços de sistema e restrições Espanhol que, pela sua dimensão e estrutura, pode ser considerado um referencial para os preços desses serviços em ambiente competitivo, para além de ser o mercado com um funcionamento mais semelhante ao mercado português”.

Figura 29 – Banda de regulação Secundária: preço em Portugal e em Espanha, em €/MW



Fonte: REN²⁵¹, REE²⁵², cálculos da AdC

416. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o preço médio do mercado de banda de regulação secundária em Portugal foi 65,8% superior ao preço observado pelo serviço equivalente em Espanha. A diferença de preços teve a sua maior expressão (absoluta) em 2012, onde o preço médio praticado em Portugal foi 18,81 €/MW superior ao preço médio praticado em Espanha. Em termos relativos, a maior diferença ocorreu em 2009, quando o preço em Portugal foi quase 2,5 vezes o preço de Espanha (*vide* Tabela 27 *infra*). A partir de finais de 2013, após a participação da ERSE e a Recomendação da AdC e, em particular após a publicação do Despacho n.º 4694/2014, os preços passaram a evoluir de forma semelhante em ambos os países.

²⁵¹ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

²⁵² Vide http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos_2016.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_v3.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2009.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2008_v4.pdf, acedidas em 26.08.2019.

Tabela 27 – Banda de regulação secundária: preço em Portugal e em Espanha

Ano	Preço médio PT €/MW	Preço médio ES €/MW	Diferença PT ES %	Diferença absoluta €/MW
2008	21,40	18,52	15,5%	2,88
2009	28,90	12,01	140,7%	16,89
2010	27,20	14,72	84,9%	12,49
2011	27,83	15,87	75,3%	11,95
2012	46,87	28,06	67,0%	18,81
2013	37,51	29,55	26,9%	7,96
2014	24,57	23,27	5,6%	1,30
2015	20,22	19,56	3,4%	0,66
2016	16,47	15,55	5,9%	0,92
2009-2013	33,84	20,41	65,8%	13,43

Fonte: REN²⁵³, REE²⁵⁴, cálculos da AdC

*O preço médio ES €/MW (2009-2013) foi calculado através dos valores da Procura no mercado português no referido período.

417. Face aos preços médios praticados em Espanha nesse período, o mercado de banda de regulação secundária em Portugal registou um sobrecusto de 155,4 milhões de Euros (*vide* Tabela 28). Note-se que, em 2012 e 2013, o aumento significativo do custo total da banda de regulação secundária em Portugal não é acompanhado pelo aumento da respetiva procura, que, pelo contrário, contrai face a 2011 e 2010. A subida significativa do preço médio do mercado de banda de regulação secundária em Portugal, que esteve na base do aumento do custo total, demonstra que a EDP Produção tinha capacidade e incentivo para marcar os preços nos leilões de banda de regulação secundária, atenta a rigidez da procura, conforme explicitado no capítulo II.3 *supra*.

²⁵³ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

²⁵⁴ Vide http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos_2016.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_v3.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2009.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2008_v4.pdf, acedidas em 26.08.2019.

Tabela 28 – Custo total banda de regulação secundária e sobrecusto face a Espanha

Ano	Custo total (Euros)	Procura (MW)	Sobrecusto preço nacional/preço espanhol (Euros)	SC PT/ES %
2009	49 764 818	1 721 709	29 087 096	140,7%
2010	68 957 817	2 534 873	31 653 847	84,9%
2011	69 740 294	2 506 349	29 956 038	75,3%
2012	114 198 763	2 436 667	45 831 556	67,0%
2013	88 916 909	2 370 392	18 866 572	26,9%
Total 2009-2013	391 578 601	11 569 989	155 395 109	65,8%

Fonte: REN²⁵⁵, REE²⁵⁶, cálculos da AdC

418. A conduta da EDP Produção na marcação dos preços do mercado de banda de regulação secundária, em 2011 e 2012, esteve na génese da participação remetida pela ERSE à AdC, em 2013²⁵⁷, tendo resultado na Recomendação n.º 1/2013 da AdC²⁵⁸. No seguimento da mesma, o Secretário de Estado da Energia determinou, pelo Despacho n.º 4694/2014, a aplicação de um limite administrativo máximo ao preço do fornecimento de banda de regulação secundária em Portugal, tendo por base a média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, com efeitos a partir de 1 de abril de 2014²⁵⁹.
419. O limite administrativo máximo imposto no referido Despacho, apesar de se basear na média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, determina ainda que, nas situações em que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Portugal supere o preço médio trimestral da banda de regulação secundária em Espanha, o preço em Portugal será revisto pela aplicação do valor mínimo entre (i) o preço do serviço de telerregulação em Espanha; e (ii) 120% do custo marginal estimado de produção de uma CCGT.
420. Como decorre da Tabela 27 *supra*, a partir da aplicação do limite de preço, a EDP Produção continuou a marcar o preço, mas passou a praticar preços aproximados aos verificados em Espanha, usando assim a sua posição no mercado para se alinhar com o limite máximo administrativo, que se afirma como preço focal na fixação do preço de mercado pela empresa.
421. Em resultado, o custo total do mercado de banda de regulação secundária em Portugal reduziu significativamente, correspondendo, em 2016, a menos de 1/3 do máximo histórico observado

²⁵⁵ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

²⁵⁶ Vide http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos_2016.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_v3.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2009.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2008_v4.pdf, acedidas em 26.08.2019.

²⁵⁷ Vide a secção I.1.1.

²⁵⁸ Vide a secção I.1.2.

²⁵⁹ Vide a secção II.4.1.1.4.

em 2012, para níveis de procura aproximadamente idênticos. Com efeito, conforme ilustra a Tabela 29, o custo total do mercado reduziu de 114 milhões de Euros em 2012, para 37 milhões de Euros em 2016, acompanhado de uma descida significativa do preço médio do mercado de banda de regulação secundária na ordem dos 30,4 €/MW.

Tabela 29 – Procura e valor total do mercado

Ano	Procura (MW)	Valor (Euros)	Preço Médio (€/MW)
2008	1 390 123	29 743 789	21,4
2009	1 721 709	49 764 818	28,9
2010	2 534 873	68 957 817	27,2
2011	2 506 349	69 740 294	27,8
2012	2 436 667	114 198 763	46,9
2013	2 370 392	88 916 909	37,5
2014	2 237 450	54 982 451	24,6
2015	2 223 356	44 952 384	20,2
2016	2 251 696	37 074 480	16,5
Total	19 672 614	558 331 706	28,4
2009-2013	11 569 989	391 578 601	33,8
2008 & 2014-2016	8 102 625	166 753 105	20,6

Fonte: REN²⁶⁰, cálculos da AdC

II.4.4 Os resultados apurados pela Auditoria CMEC

422. Os resultados apurados pela Auditoria CMEC confirmam, nos termos explanados *infra*, a análise desenvolvida pela AdC relativamente ao comportamento da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária.

II.4.4.1 Da transferência de telerregulação de centrais em regime CMEC para centrais em regime de mercado da EDP Produção

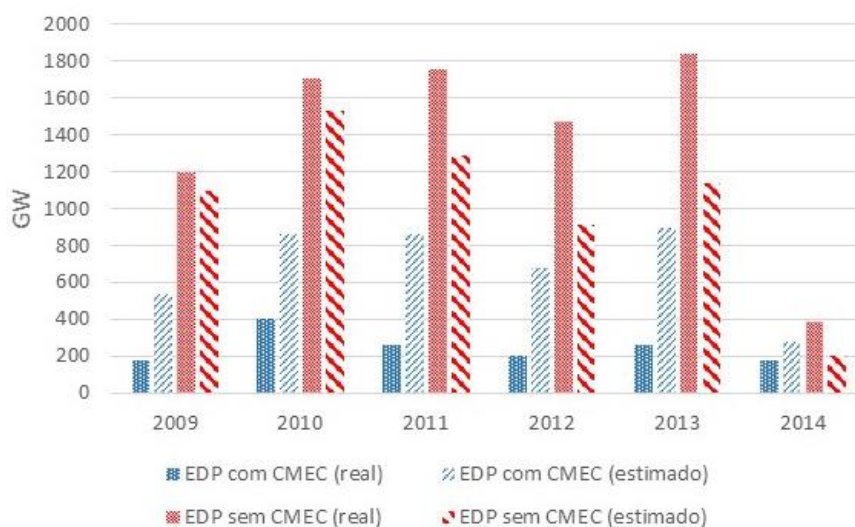
423. A Auditoria CMEC confirma a existência de um efeito de transferência de telerregulação entre centrais de regimes económicos distintos na mesma tecnologia. Em particular, o Auditor concluiu que:

- i. a oferta real de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC foi sistematicamente inferior àquela que teria sido realizável face às condições de mercado e de custos de operação daquelas centrais; e

²⁶⁰ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

- ii. a oferta real de banda de regulação secundária das centrais em regime de mercado da EDP Produção foi sistematicamente superior àquela que teria sido observada num mercado competitivo (em que os preços equivalem aos custos marginais).
424. Segundo o Auditor, este efeito verificou-se em todo o período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, demonstrando que se tratou de uma prática contínua (*vide* Figura 30). A diferença apurada entre as simulações do Auditor baseadas em comportamento competitivo e o comportamento real foi residual no primeiro trimestre de 2014, tanto no caso das centrais CMEC, como no caso das centrais não CMEC, indiciando o fim da prática de limitação da oferta de banda de regulação secundária pelas centrais CMEC neste período, após a Recomendação da AdC.

Figura 30 – Oferta de banda de regulação secundária em centrais da EDP Produção



Fonte: *The Brattle Group*²⁶¹

425. De acordo com as simulações do Auditor no período entre 2009 e o 1.º trimestre de 2014 (Tabela 30), as centrais CMEC teriam oferecido 2,78 vezes mais do que o serviço efetivamente oferecido (e 2,95 vezes mais durante janeiro de 2009 e dezembro de 2013)²⁶²; pelo contrário, as centrais em mercado da Visada teriam oferecido 0,73 vezes do serviço de telerregulação que ofereceram realmente entre 2009 e o 1º trimestre de 2014 (e 0,74 vezes durante janeiro de 2009 e dezembro de 2013)²⁶³.

²⁶¹ *Vide* Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 13 (p. 101) e 21 (p. 109), e Relatório D3, Tabelas 9 (p. 40) e 13 (p. 44).

²⁶² Rácio entre oferta de banda total das centrais com CMEC da EDP estimado e oferta de banda total das centrais com CMEC da EDP real (período 2009-1º trimestre 2014: 4.116/1.480 MW; período 2009-2013: 3.839/1.300 MW).

²⁶³ Rácio entre oferta de banda total das centrais sem CMEC da EDP estimado e oferta de banda total das centrais sem CMEC da EDP real (período 2009-1º trimestre 2014: 6.177/8.361 MW; período 2009-2013: 5.972/7.977 MW).

Tabela 30 – Oferta de banda de regulação secundária real e estimada na Auditoria CMEC

Real	2009	2010	2011	2012	2013	2014 1.º Trim.	Total
EDP com CMEC (real)	177	402	261	201	259	180	1480
EDP sem CMEC (real)	1199	1707	1755	1474	1842	384	8361
Total EDP	1376	2109	2016	1675	2101	564	9841
REN Trading	277	307	363	271	114	2	1334
Outros	68	120	127	490	155	27	987
Total	1722	2536	2506	2436	2370	593	12163

Estimado (comportamento competitivo)	2009	2010	2011	2012	2013	2014 1.º Trim.	Total
EDP com CMEC (estimado)	540	864	863	676	896	277	4116
EDP sem CMEC (estimado)	1101	1529	1286	914	1142	205	6177
Total EDP	1641	2393	2149	1590	2038	482	10293
REN Trading	58	122	226	415	231	33	1085
Outros	23	18	105	405	94	78	723
Total	1722	2533	2480	2410	2363	593	12101

Fonte: *The Brattle Group*²⁶⁴

II.4.4.2 Da limitação da oferta total de banda de regulação secundária da EDP Produção

426. A Auditoria CMEC apurou ainda a existência de um efeito de limitação da oferta total de banda de regulação secundária pela EDP Produção, entre 2009 e o 1.º trimestre de 2014, que se traduziu num fornecimento de banda de regulação secundária cerca de 4,4% inferior à banda de regulação que seria expectável de um operador eficiente e competitivo. Adicionalmente, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a oferta total real da EDP Produção foi inferior em cerca de 5,4% às quantidades simuladas totais de banda de regulação secundária da EDP Produção.

Tabela 31 – Diferença entre a oferta total de banda de regulação secundária real e estimada na Auditoria CMEC

Real-Estimada	2009	2010	2011	2012	2013	2014 1.º Trim.
Total EDP	-264	-284	-133	85	63	82
em % do estimado	-16,1%	-11,9%	-6,2%	5,3%	3,1%	17,0%

Fonte: *The Brattle Group*²⁶⁵, cálculos da AdC

427. Refira-se, contudo, que a limitação da oferta total de banda de regulação secundária, segundo o Auditor, circunscreve-se ao período entre 2009 e 2011, onde a EDP Produção forneceu telerregulação sistematicamente abaixo do seu potencial em centrais hidroelétricas em regime CMEC do Douro. Com efeito, o contributo das centrais de fio-de-água do Douro equivaleu a

²⁶⁴ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 13 (p. 101) e 21 (p. 109), e Relatório D3, Tabelas 9 (p. 40) e 13 (p. 44).

²⁶⁵ *Idem*.

somente 4-8% da oferta total de telerregulação naquele período, porque nesse período a EDP Produção não tinha centrais hidroelétricas em regime de mercado instaladas no Douro (*vide* Tabela 12), induzindo assim uma restrição total da oferta de banda de regulação.

428. A partir de 2012, a limitação da oferta total de banda de regulação secundária é atenuada, particularmente pela entrada de novas unidades hídricas, em regime de mercado, na oferta de banda de regulação (e.g., “Picote 4”, “Bemposta 4”, “Alqueva II”, “Miranda II”, “Bemposta”, “Miranda”). O ano de 2012, ano de menor participação de centrais hidroelétricas em regime CMEC, foi igualmente o ano de menor quota de mercado da EDP Produção (*vide* Tabela 4), ainda que existissem centrais hidroelétricas em regime CMEC disponíveis para oferecer banda de regulação secundária.

II.4.4.3 Da relação entre preços e custos de oferta do serviço de banda de regulação secundária

429. Segundo as estimativas da Auditoria CMEC, os preços do mercado de banda de regulação secundária, em Portugal Continental, registaram níveis muito superiores aos custos, em particular no caso das centrais em regime CMEC. No âmbito da Auditoria CMEC, o Auditor estimou os custos de oferta de banda de regulação secundária para todas as centrais. No caso das centrais em regime CMEC, essa estimativa foi obtida com base no modelo VALORÁGUA e, no caso das restantes centrais, o Auditor utilizou os preços das ofertas de venda colocadas no mercado diário e no mercado de reserva de regulação terciária.
430. Na Tabela 32, apuram-se os rácios entre as receitas reais e os custos estimados pelo Auditor, considerando o prémio de risco de 10 €/MW. No cenário real, entre 2009 e o 1.º trimestre de 2014, as receitas de banda de regulação secundária terão sido 31% superiores aos custos de capacidade (incluindo o prémio de risco 10 €/MW), tanto para as centrais CMEC como para as centrais em mercado. Essa diferença chegou a 61% no ano de 2012 para as centrais CMEC e a 33% para as centrais em mercado da EDP Produção.

Tabela 32 – Rácio Receitas / Custos estimados na Auditoria: Real – prémio de risco de € 10/MW

Ano	Centrais CMEC		Centrais sem CMEC	
	Receitas/Custos Capacidade (10 €/MW risk adder)	Receitas/ Custo Energia	Receitas/Custos Capacidade (10 €/MW risk adder)	Receitas/Custos Energia
2009	1,14	1,94	1,46	1,67
2010	1,34	2,55	1,18	1,31
2011	1,15	1,67	1,15	1,36
2012	1,61	1,36	1,33	1,18
2013	1,27	1,13	1,38	1,10
2014	1,24	2,33	1,41	2,25
Total	1,31	1,68	1,30	1,29

Fonte: *The Brattle Group*²⁶⁶, cálculos da AdC

431. Considerando, alternativamente, as receitas simuladas na Auditoria CMEC²⁶⁷, apura-se que as receitas simuladas das centrais CMEC, com preços reais, seriam 56% superiores aos custos com prémio de risco de 10 €/MW. Em 2012, no caso das centrais CMEC, a diferença entre receitas simuladas a preços de mercado e custos ascenderia a 90%, conforme ilustra a Tabela 33.

Tabela 33 – Rácio Receitas / Custos estimados na auditoria: Efeito quantidade – preços reais e quantidades simuladas – prémio de risco de 10€/MW

Ano	Centrais CMEC		Centrais sem CMEC	
	Receitas/Custos Capacidade	Receitas/Custos Energia	Receitas/Custos Capacidade	Receitas/Custos Energia
2009	1,60	1,47	1,80	1,47
2010	1,58	1,91	1,38	1,41
2011	1,22	1,49	1,30	1,42
2012	1,90	1,42	1,44	1,16
2013	1,63	1,23	1,54	1,15
2014	1,42	2,11	1,55	2,00
Total	1,56	1,48	1,48	1,32

Fonte: *The Brattle Group*²⁶⁸, cálculos da AdC

432. Como concluído pela Comissão de Acompanhamento da Auditoria CMEC²⁶⁹, o cenário de prémio de risco zero é aquele que tem maior aplicabilidade à realidade do MIBEL e das centrais CMEC,

²⁶⁶ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 11-12 (pp. 99-100), e Relatório D3, Tabelas 7-8 (pp. 38-39).

²⁶⁷ De acordo com a simulação (vide parágrafo 425), as centrais com CMEC poderiam ter fornecido 2,7 vezes mais telerregulação do que aquela que foi efetivamente fornecida enquanto as centrais sem CMEC teriam oferecido 70% do serviço de telerregulação que ofereceram realmente.

²⁶⁸ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 15-16 (pp. 103-104), e Relatório D3, Tabelas 11-16 (pp. 42-47).

²⁶⁹ Segundo a CA: "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." Continua a CA: "As centrais

acrescendo, em concreto, que o risco da EDP Produção em relação a resultados imprevisíveis de mercado era consideravelmente mais baixo, dado marcar o preço na grande maioria dos leilões de banda de regulação secundária realizados.

433. Na Tabela 34, considera-se o rácio entre receitas e custos apurados na Auditoria com um prémio de risco zero para as centrais CMEC. No cenário real, as receitas foram o dobro dos custos no período analisado, atingindo um máximo de 2,4 vezes em 2012. Por sua vez, com quantidades simuladas e preços reais, a Auditoria apurou receitas 2,87 vezes superiores aos custos, chegando a superar o triplo dos custos em 2012.

Tabela 34 – Rácio Receitas / Custos estimados na Auditoria para as centrais CMEC – Real e Efeito quantidade – preços reais e quantidades simuladas – prémio de risco de 0€/MW

Ano	Rácio receitas Real / custos prémio 0€/MW	Rácio receitas Efeito quantidade / custos prémio 0€/MW
2009	2,31	4,15
2010	2,31	3,08
2011	1,81	2,08
2012	2,40	3,23
2013	2,07	2,86
2014	2,35	2,86
Total	2,18	2,87

Fonte: *The Brattle Group*²⁷⁰, cálculos da AdC

Nota: retirou-se aos custos apurados no Relatório pelo Auditor o valor de 10€/MW multiplicado, respetivamente, pela banda real e simulada.

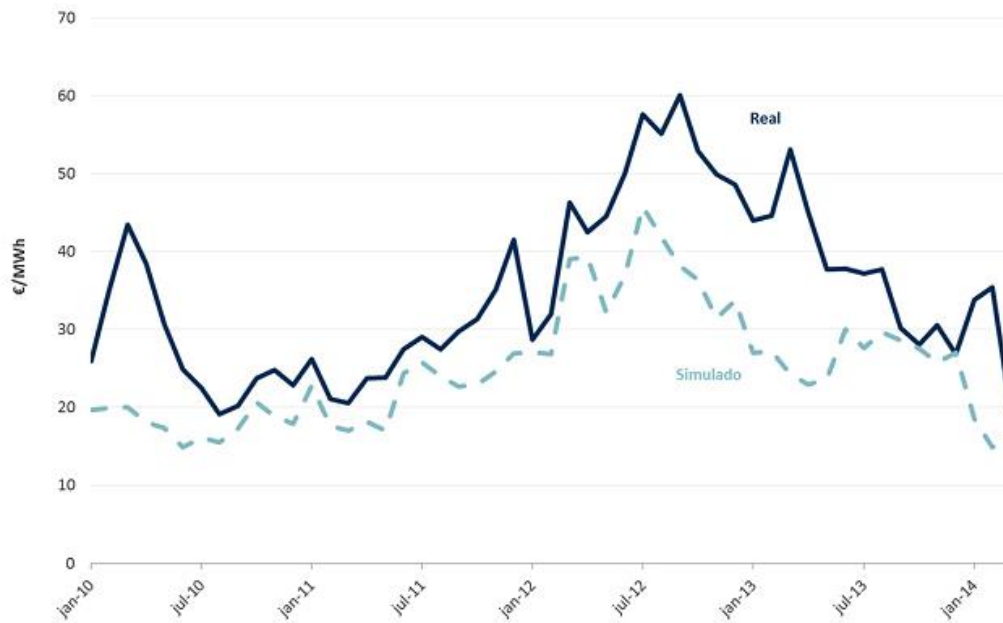
434. A simulação realizada pelo Auditor, utilizando uma estimativa do nível competitivo das ofertas que refletem o custo marginal (comportamento competitivo e eficiente) e sob a hipótese de um prémio de risco de 10 €/MW, conclui que os preços no cenário competitivo e eficiente teriam sido inferiores, estimando *“que esse impacto terá sido significativo principalmente em 2012 e 2013. É nestes anos em que a distribuição da reserva real e os preços sofrem o desvio máximo das nossas referências”*²⁷¹ (vide Figura 31 *infra*).

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).” Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, notas de rodapé 5 e 6 (p. 11).

²⁷⁰ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 11, 12, 13, 15,16 e 21 (pp. 99, 100, 101, 103, 104 e 109), e Relatório D3, Tabelas 7, 8, 9, 11, 13 e 16 (pp. 38, 39, 40, 42, 44 e 47).

²⁷¹ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, p. 61.

Figura 31 – Preço médio mensal, real versus simulado na Auditoria, da banda de regulação secundária em Portugal



Fonte: The Brattle Group²⁷²

435. Sem prejuízo de referir as limitações de comparabilidade que resultam das diferenças entre o mercado espanhol e o mercado português²⁷³, a Auditoria CMEC regista as semelhanças entre o preço de reserva secundária mensal em Portugal e o preço real em Espanha (*vide* Figura 32 *infra*).

²⁷² *Vide* Auditoria CMEC, Relatório D1, Figura 32 (p. 60).

²⁷³ *Vide* Auditoria CMEC, Relatório D1, nota de rodapé 79 (p. 59).

Figura 32 – Preços de reserva secundária em Portugal e Espanha, segundo o Auditor



Fonte: The Brattle Group²⁷⁴

II.4.5 Conclusões relativas ao comportamento da EDP Produção

436. Os factos apresentados *supra* apontam para a existência de dois subperíodos distintos entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, em que as circunstâncias de mercado se alteraram, com reflexo na estratégia e na conduta da EDP Produção:

- i. Período 2009-2011: A EDP Produção adotou uma estratégia de subutilização da capacidade no mercado de banda de regulação secundária, nomeadamente nas centrais hidroelétricas de fio-de-água em regime CMEC instaladas na bacia do Douro. O contributo das centrais do Douro, neste período, equivaleu a apenas entre 4% e 8% do fornecimento de telerregulação ao sistema, o que contrasta com o peso de [40-50]% em 2007 e 28% em 2008.²⁷⁵ Em resultado, outras centrais em regime de mercado, detidas quer pela EDP Produção quer pelos seus concorrentes (REN Trading e Iberdrola), participaram no mercado de banda de regulação secundária numa proporção superior àquela que resultaria caso a EDP Produção não tivesse subutilizado as centrais em regime CMEC.²⁷⁶

- a. A subutilização da capacidade de telerregulação das centrais CMEC neste período criou espaço para tecnologias menos competitivas, introduzindo uma perda de eficiência produtiva no mercado.²⁷⁷ Com efeito, nesse período, as centrais térmicas, com custos marginais tendencialmente mais elevados, marcaram a maioria dos preços horários da banda de regulação – a central termoelétrica a carvão da concorrente REN

²⁷⁴ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Figura 4 (p. 22).

²⁷⁵ Vide a Tabela 12 *supra*.

²⁷⁶ Vide a secção II.4.2.2 *supra*.

²⁷⁷ *Idem*. Vide, em particular, a secção II.4.2.2.3 *supra*.

- Trading chegou a marcar o preço em 4,8% das horas leiloadas em 2009 –, ainda que tenham sido as centrais de ciclo combinado a gás natural da EDP Produção a marcarem a maioria dos preços horários no mercado, num valor entre 46,5% e 66,7%.²⁷⁸
- b. Nessa medida, ao retirar centrais (em regime CMEC) mais competitivas do fornecimento de banda de regulação secundária e ao permitir que tecnologias mais caras entrassem na satisfação da procura, a conduta da EDP Produção contribuiu para uma subida dos preços do mercado de banda de regulação, acima do preço competitivo, em benefício das suas centrais termoelétricas em regime de mercado.²⁷⁹
 - c. A análise e as conclusões da AdC neste ponto são consistentes com os resultados da Auditoria CMEC, que identifica igualmente uma restrição total da oferta de telerregulação conduzida pela EDP Produção.²⁸⁰ A Auditoria CMEC demonstra que a participação real no mercado de banda de regulação secundária foi, neste período, inferior à participação estimada com base em comportamentos eficientes.²⁸¹
- ii. Período 2012-2013: Com a entrada em serviço dos novos reforços de potência hídrica em regime de mercado, com capacidade para telerregular (“Picote 4” e “Bemposta 4”), e com o fim do regime CMEC das centrais hidroelétricas de Picote, Miranda e Bemposta (estas duas últimas foram, subsequentemente, equipadas para telerregular), todas localizadas na bacia do Douro, a EDP Produção continuou a limitar a oferta de capacidade hídrica em regime CMEC, mas agora em benefício de um aumento de telerregulação das suas centrais hidroelétricas em regime de mercado.²⁸² O contributo das centrais hidroelétricas em regime CMEC do Douro, em 2012 e 2013, equivaleu a 11,7% e 8,1%, respetivamente, do fornecimento total de telerregulação da tecnologia hídrica, em contraste manifesto com o peso de 44,2% em 2012 e 54,3% em 2013 dos novos grupos geradores hídricos em regime de mercado.²⁸³ Note-se que a análise de experiências naturais (por exemplo, relativa aos grupos de Picote) permite afastar razões justificativas associadas ao padrão de hidraulicidade ou razões técnicas ou de eficiência para o padrão de fornecimento de telerregulação das centrais CMEC.²⁸⁴
- a. Neste período, a análise desenvolvida pela AdC identifica ainda a utilização de estratégias de ofertas com preços instrumentais²⁸⁵ pelas centrais em regime CMEC para restringir a oferta de capacidade de telerregulação destas centrais/grupos, o que contribuiu para o aumento significativo dos preços médios no mercado de banda de regulação secundária.²⁸⁶
 - b. As conclusões da análise desenvolvida pela AdC são, mais uma vez, consistentes com os resultados da Auditoria CMEC, a qual conclui que, neste período, a restrição/subutilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC terá sido mais que compensada pela participação das centrais em regime de mercado da EDP Produção.²⁸⁷

²⁷⁸ Vide a Tabela 21 *supra*.

²⁷⁹ Vide a secção II.4.3 *supra*.

²⁸⁰ Vide a secção II.4.4.2 *supra*.

²⁸¹ Vide a secção II.4.4.1 *supra*. Vide, em particular, a Tabela 30 *supra*.

²⁸² Vide as secções II.4.2.2.1 e II.4.2.2.2 *supra*.

²⁸³ Vide a Tabela 13 *supra*.

²⁸⁴ Vide os parágrafos 339 e ss. *supra*.

²⁸⁵ I.e. demasiado elevados para serem aceites.

²⁸⁶ Vide os parágrafos 405-413 *supra*.

²⁸⁷ Vide a secção II.4.4.1 *supra*.

- c. O objetivo da estratégia da EDP Produção, neste período, passou por maximizar a colocação das suas centrais em regime de mercado, as quais, a par de um aumento significativo dos preços acima do seu valor competitivo, obtiveram lucros adicionais através das respetivas receitas.

II.5 O impacto da restrição de utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção

437. A conduta da EDP Produção teve efeitos negativos sobre o bem-estar dos consumidores. No que se segue, avaliam-se os impactos da conduta da EDP Produção no período 2009-2013, em termos qualitativos (nomeadamente na qualidade da banda) e em termos quantitativos (em particular, o valor da sobrecompensação auferida).
438. Na secção II.5.1, analisam-se os impactos da estratégia conduzida pela EDP Produção na qualidade da banda de regulação secundária e nas quantidades totais contratadas no mercado. Na secção II.5.2, procede-se a uma avaliação quantitativa do impacto dessa estratégia nos lucros da EDP Produção por via da sobrecompensação CMEC, em contraste com a posição dos consumidores. Por fim, na secção II.5.3, confronta-se a análise desenvolvida pela AdC com os resultados apurados pela Auditoria CMEC.

II.5.1 Impacto nas quantidades totais contratadas no mercado e na qualidade da banda de regulação secundária

439. A limitação da oferta de capacidade de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC, pela EDP Produção, afetou a capacidade do GGS de obter, no mercado de banda de regulação secundária, as quantidades necessárias para equilibrar o SEN, tendo ainda gerado problemas na qualidade da banda de regulação secundária fornecida ao sistema.

II.5.1.1 Procura não servida em mercado em 2008 e 2009

440. Conforme analisado anteriormente, a capacidade de reserva secundária oferecida no mercado de banda de regulação secundária, durante grande parte de 2008 e até julho de 2009, era insuficiente para cumprir as necessidades de reserva do GGS²⁸⁸.
441. Para garantir as necessidades de reserva secundária requeridas, o GGS teve que recorrer a capacidade não oferecida no mercado de reserva secundária, nomeadamente à de centrais hidroelétricas em regime CMEC²⁸⁹. Pela prestação do serviço de telerregulação, não foi efetuado qualquer pagamento adicional, dado que o mecanismo de revisibilidade CMEC compensaria o subproveito com a “venda” forçada a custo zero do serviço. Note-se que esta situação não foi contestada pela EDP Produção nos grupos de trabalho da revisibilidade CMEC relativos a esses anos.

²⁸⁸ Conforme apurou a Auditoria CMEC (Relatório D3, página 2), “Em novembro de 2008, por exemplo, apenas era possível contratar 42% dos requisitos de reserva secundária da REN através do mercado”.

²⁸⁹ *Idem*, “Do mesmo modo, durante a primeira metade de 2009, pelo menos 34% da energia de regulação secundária ascendente era fornecida por essas unidades não contratadas no mercado”.

II.5.1.2 Qualidade da banda de regulação secundária

442. Em outubro de 2009, o GGS foi obrigado a aumentar a quantidade de reserva procurada em mercado, em resultado de queixas dos Gestores de Sistema vizinhos (Espanha e França)²⁹⁰ relacionadas com a qualidade da regulação de frequência do SEN, a qual depende da qualidade e quantidade de banda de regulação secundária fornecida em Portugal²⁹¹.
443. A principal responsabilidade pela restrição na oferta de banda de regulação secundária foi atribuída à EDP Produção, dada a sua posição no mercado. De acordo com a REN, as principais explicações para a frequência crescente de desvios na interligação Portugal-Espanha foram [CONFIDENCIAL].²⁹²
444. A limitação da oferta do serviço de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC e a consequente concentração do fornecimento do serviço nas centrais de ciclo combinado a gás natural, em particular até 2011, afetou a qualidade da banda de regulação secundária fornecida pelo SEN.
445. A deterioração da qualidade da banda de regulação secundária prestada pelas centrais habilitadas a telerregular foi uma das matérias abrangidas na intervenção regulamentar da ERSE, que teve lugar em outubro de 2010²⁹³. Nessa consulta pública, foi aprovada a revisão do Regulamento de Operação das Redes do Sector Elétrico, no sentido de melhorar a qualidade da banda de regulação secundária contratada pelo GGS, tendo a participação de cada grupo térmico nos mercados de serviços de sistema sido limitada à máxima variação de potência que fosse possível registar em cinco minutos.

II.5.2 Impacto da restrição da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção segundo a regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril

446. Conforme referido na secção II.4.1.1.4., o artigo 2.º do Despacho n.º 4694/2014 determinou a adoção de uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a considerar para efeitos da revisibilidade CMEC. Esta regra institui que as receitas auferidas no mercado de banda de regulação secundária são diretamente proporcionais à participação de todas as centrais naquele mercado em regime contratual CMEC²⁹⁴, assim incentivando a EDP Produção a utilizar as centrais em regime CMEC.

²⁹⁰ Recorde-se que, se não retificados, os desvios internos ao sistema nacional darão origem a variações/violações dos programas de troca de energia entre sistemas elétricos, cuja correção requererá o apoio do sistema elétrico vizinho, sob risco de degradação da qualidade do fornecimento de energia elétrica e, no limite, de interrupção da continuidade do fornecimento.

²⁹¹ Vide Auditoria CMEC, Relatório D3, págs. 8-10.

²⁹² Tradução do original em Francês. Vide o ficheiro IESOE_deviations_2009.pptx, que consta da pasta Questão 4 do CD anexo à resposta da REN de 1 de fevereiro de 2018 (fls. 470).

²⁹³ Vide 33.ª Consulta Pública da ERSE relativa à Revisão do Regulamento de Operação das Redes do Sector Elétrico, disponível em <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/33.aspx>, acedida em 26.08.2019. Vide, igualmente, a posição da AdC nesta consulta pública:

http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/33_2/ADC%20%E2%80%93%20Autoridade%20da%20Concorr%C3%Aancia.pdf, acedida em 26.08.2019.

²⁹⁴ Dado pelo valor mais alto entre (i) o valor das receitas reais da banda de regulação secundária das centrais CMEC no ano a que se reporta a revisibilidade e (ii) o valor do produto entre a receita total da banda de regulação secundária das centrais do produtor e o quociente produção das centrais CMEC com capacidade de telerregulação / produção total das centrais com capacidade de telerregulação do produtor, no ano a que se reporta a revisibilidade.

447. Como demonstrado *supra*²⁹⁵, a regra de proporcionalidade instituída pelo referido Despacho é equilibrada, na medida em que existe uma relação positiva entre produzir energia elétrica e oferecer banda de regulação secundária. Nesse sentido, considera-se que a regra da proporcionalidade é um instrumento adequado para avaliar o impacto da estratégia de restrição da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária.
448. A análise desenvolvida na presente secção consiste na aplicação retroativa da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014 ao conjunto de centrais hidroelétricas em regime CMEC²⁹⁶ da EDP Produção habilitadas a telerregular²⁹⁷. Para esse efeito, considerou-se todo o período que se estende de 2008 a 2016, com foco principal no período 2009-2013. Note-se ainda que a presente análise apenas incide sobre as quantidades oferecidas no mercado de banda de regulação secundária, assumindo os preços reais praticados no mercado. Em resultado, nesta subsecção apenas se estima uma parte do impacto da conduta da EDP Produção, ao qual acrescem impactos ao nível de um aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária, motivados pela conduta da EDP Produção²⁹⁸ e suportados também pelos consumidores.

II.5.2.1 Simulação das receitas de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC

449. Conforme demonstrado na secção II.4.2.1 *supra*, o peso das centrais em regime CMEC nas receitas totais de banda de regulação secundária auferidas pela EDP Produção, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, foi, em média, [10-20]%, valor abaixo dos níveis verificados nos demais períodos ([30-40]% em 2008 e entre [20-30]% e [30-40]% no período 2014-2016). A Tabela 35 indica as receitas auferidas pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, entre 2008 e 2016, desagregadas por regime económico de exploração.

²⁹⁵ Vide a secção II.4.2.1 *supra*.

²⁹⁶ Entre 2009 e 2014, a central hidroelétrica da Agueira foi explorada com risco de mercado pela Iberdrola, pelo que nesse período não figura no *portfolio* de centrais em regime CMEC da EDP Produção.

²⁹⁷ Nessa medida, excluiu-se a participação da central termoelétrica a carvão de Sines, o que corresponde ao critério mais favorável à empresa, já que a inclusão da central de Sines introduziria um acréscimo de receitas associadas à banda de regulação secundária.

²⁹⁸ Por via de ineficiência produtiva induzida pelo comportamento da EDP e de oferta de banda das centrais CMEC a preços instrumentais. Vide a secção II.4 *supra*.

Tabela 35 – Repartição das receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção, por regime económico de exploração (em Euros)

Euros	Receitas das centrais em regime CMEC	Receitas das centrais em regime de Mercado	Total de receitas auferidas	Peso das receitas das centrais em regime CMEC
2008	[10-20M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
2009	[<5M]	[30-40M]	[30-40M]	[10-20]%
2010	[10-20M]	[40-50M]	[50-60M]	[20-30]%
2011	[5-10M]	[40-50M]	[50-60M]	[10-20]%
2012	[5-10M]	[70-80M]	[80-90M]	[10-20]%
2013	[5-10M]	[70-80M]	[70-80M]	[10-20]%
2014	[10-20M]	[30-40M]	[50-60M]	[30-40]%
2015	[10-20M]	[30-40M]	[40-50M]	[20-30]%
2016	[5-10M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
Total	[<100M]	[300-400M]	[400-500M]	[20-30]%
2009-2013	[<50M]	[200-300M]	[300-400M]	[10-20]%

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

450. Em contraste, o peso da produção de energia elétrica das centrais em regime CMEC na produção total das centrais habilitadas a telerregular da EDP produção ascendeu, em média, a [40-50]%, no período 2009-2013. Veja-se, a este respeito, a Tabela 9 *supra*, aqui reproduzida.

Tabela 9 – Produção de energia do *portfolio* de centrais habilitadas a telerregular da EDP Produção (excluindo Agueira entre abril de 2009 e março de 2014 e Sines), em MWh

Ano	CMEC	Mercado	Total EDP	Peso CMEC (%)
2007 ⁽¹⁾	[<5M]	[<5M]	[<5M]	[20-30]%
2008	[<5M]	[5-10M]	[10-20M]	[20-30]%
2009	[<5M]	[5-10M]	[10-20M]	[30-40]%
2010	[5-10M]	[5-10M]	[10-20M]	[50-60]%
2011	[<5M]	[<5M]	[5-10M]	[40-50]%
2012	[<5M]	[<5M]	[<5M]	[40-50]%
2013	[<5M]	[<5M]	[5-10M]	[50-60]%
2014	[5-10M]	[<5M]	[5-10M]	[50-60]%
2015	[<5M]	[5-10M]	[5-10M]	[30-40]%
2016 ⁽²⁾	[5-10M]	[5-10M]	[10-20M]	[40-50]%
Total	[30-40M]	[50-60M]	[90-100M]	[40-50]%
2009-2013	[20-30M]	[20-30M]	[40-50M]	[40-50]%
2007-2008 & 2014-2016	[10-20M]	[20-30M]	[40-50M]	[30-40]%

Fonte: REN, cálculos da AdC

451. O contraste entre produção de energia elétrica e fornecimento de banda de regulação secundária é mais evidente entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. Com efeito, as centrais em regime CMEC representaram apenas entre [10-20]% e [20-30]% das receitas de banda de regulação secundária (*vide* Tabela 11 *supra*, também aqui reproduzida, embora tenham produzido entre [30-40]% e [50-60]% do total das centrais habilitadas a telerregular da EDP Produção (*vide* Tabela 9).

Tabela 11 – Repartição das receitas de banda de regulação secundária da EDP Produção, por regime económico de exploração (em Euros)

Ano	CMEC	Mercado	Total	% CMEC
2008	[10-20M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
2009	[<5M]	[30-40M]	[30-40M]	[10-20]%
2010	[10-20M]	[40-50M]	[50-60M]	[20-30]%
2011	[5-10M]	[40-50M]	[50-60M]	[10-20]%
2012	[5-10M]	[70-80M]	[80-90M]	[10-20]%
2013	[5-10M]	[70-80M]	[70-80M]	[10-20]%
2014	[10-20M]	[30-40M]	[50-60M]	[30-40]%
2015	[10-20M]	[30-40M]	[40-50M]	[20-30]%
2016	[5-10M]	[10-20M]	[20-30M]	[30-40]%
Total	[<100M]	[300-400M]	[400-500M]	[20-30]%
2009-2013	[<50M]	[200-300M]	[300-400M]	[10-20]%
2008; 2014-2016	[<100M]	[100-150M]	[150-200M]	[30-40]%

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

452. Face ao contraste *supra* evidenciado, a aplicação retroativa da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014 introduz um aumento significativo nos níveis de participação das

centrais em regime CMEC no mercado de banda de regulação secundária e, conseqüentemente, no nível de receitas que essas centrais poderiam ter auferido pelo fornecimento de telerregulação.

453. A Tabela 36 exprime o resultado da aplicação da referida regra de proporcionalidade nas receitas geradas pelas centrais em regime CMEC no mercado de banda de regulação (coluna “Receitas estimadas”). Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as receitas estimadas de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC ascendem a [100-200] milhões de Euros, um valor cerca de [<5] vezes superior às receitas reais de banda de regulação secundária efetivamente auferidas ([<50] milhões de Euros).

Tabela 36 – Comparação entre receitas reais e receitas estimadas segundo a regra do Despacho n.º 4694/2014, das centrais em regime CMEC da EDP Produção (em Euros)

Euros	Receitas reais das centrais CMEC	Receitas estimadas das centrais CMEC	Diferença Estimado/Real
2008	[10-20M]	[5-10M]	-[<5M]
2009	[<5M]	[10-20M]	[5-10M]
2010	[10-20M]	[30-40M]	[10-20M]
2011	[5-10M]	[20-30M]	[10-20M]
2012	[5-10M]	[30-40M]	[20-30M]
2013	[5-10M]	[40-50M]	[30-40M]
2014	[10-20M]	[20-30M]	[10-20M]
2015	[10-20M]	[10-20M]	[<5M]
2016	[5-10M]	[10-20M]	[<5M]
Total	[<100M]	[200-300M]	[100-200M]
2009-2013	[<50M]	[100-200M]	[100-200M]

Fonte: EDP Produção, cálculos da AdC

454. A diferença entre o valor estimado pela aplicação da regra do Despacho n.º 4694/2014 e o valor efetivamente auferido assume maior expressão em 2012 e 2013, tendo ascendido respetivamente a [20-30] e [30-40] milhões de Euros, em grande medida refletindo o aumento significativo dos preços médios do mercado de banda de regulação secundária desse período. Em 2008, pelo contrário, a diferença negativa entre o valor das receitas estimadas e o valor das receitas reais significa que o peso das centrais em regime CMEC no fornecimento de telerregulação ultrapassou o respetivo peso na produção de energia elétrica.
455. Em termos relativos, a diferença entre o valor das receitas estimadas pela aplicação retroativa da regra do Despacho n.º 4694/2014 e as receitas reais de banda de regulação secundária, no período 2009-2013, corresponde a [20-30]% da dimensão total do mercado de banda de regulação secundária (*vide* Tabela 37).

Tabela 37 – Comparação entre receitas adicionais estimadas segundo a regra do Despacho n.º 4694/2014 e o custo total do mercado de banda de regulação secundária (em Euros)

Euros	Custo total do mercado de banda	Diferença entre Receitas estimadas e Receitas Reais	Diferença (%)
2008	[20-30M]	-[<5M]	-[10-20]%
2009	[40-50M]	[5-10M]	[10-20]%
2010	[60-70M]	[10-20M]	[20-30]%
2011	[60-70M]	[10-20M]	[20-30]%
2012	[100-200M]	[20-30M]	[20-30]%
2013	[80-90M]	[30-40M]	[40-50]%
2014	[50-60M]	[10-20M]	[10-20]%
2015	[40-50M]	[<5M]	[5-10]%
2016	[30-40M]	[<5M]	[5-10]%
Total	[500M-600M]	[100-200M]	[20-30]%
2009-2013	[300-400M]	[100-200M]	[20-30]%

Fonte: EDP Produção, REN²⁹⁹, cálculos da AdC

456. As receitas adicionais que a aplicação retroativa do Despacho n.º 4694/2014 permitiria, no valor de [100-200] milhões de Euros, seriam deduzidas ao valor da compensação auferida pela EDP Produção na revisibilidade CMEC.
457. Em resultado, a avaliação do impacto da restrição da oferta de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC mediante aplicação retroativa da regra do Despacho n.º 4694/2014 estima que as receitas deduzidas à compensação paga à EDP Produção no âmbito da revisibilidade CMEC teriam sido superiores em [100-200] milhões de Euros, i.e., mais de 1/4 do valor total do mercado de banda de regulação secundária no período 2009-2013, caso as centrais em regime CMEC tivessem oferecido banda de regulação secundária conforme a regra de proporcionalidade estipulada no referido Despacho.

II.5.2.2 Simulação dos custos de oportunidade das centrais em regime CMEC

458. Além da estimativa de receitas, a aplicação da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014 exigiria, adicionalmente, que a “simulação com o modelo VALORÁGUA para efeitos dos ajustamentos anuais, previstos no Decreto-Lei 240/2004, de 27 de dezembro, deve ser efetuada tendo em conta as restrições decorrentes do facto de as centrais estarem a prestar serviços de sistema”³⁰⁰. Nessa medida, as receitas ótimas das centrais em regime CMEC, a determinar *ex post* pelas simulações do modelo VALORÁGUA, seriam necessariamente afetadas com a aplicação retroativa da regra de proporcionalidade (que determina que a oferta de banda de regulação secundária seja proporcional à produção de energia elétrica).
459. Conforme ficou demonstrado na secção anterior, a aplicação retroativa da referida regra implicaria um acréscimo das receitas de banda de regulação secundária auferidas pelas centrais em regime CMEC.

²⁹⁹ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

³⁰⁰ Nos termos do artigo 2.º, n.º 2, do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril.

460. Contudo, a maior participação no mercado de banda de regulação secundária também se traduziria no aumento de custos dessas centrais. Note-se que o custo da banda de regulação secundária realmente fornecida no período em causa já foi implicitamente incluído nas simulações *ex post* do modelo VALORÁGUA das revisibilidades CMEC, nomeadamente através das restrições que foram introduzidas ao modelo nas simulações conduzidas pelo grupo de trabalho com elementos da REN e da EDP Produção³⁰¹.
461. A Tabela 38 mostra o resultado da aplicação da referida regra de proporcionalidade nas quantidades de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC (coluna “Banda estimada”).
462. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as quantidades estimadas de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC ascendem a [<5] TW ([<5M] MW), um valor cerca de [<5] vezes superior às quantidades reais de banda de regulação secundária efetivamente oferecidas no respetivo mercado ([1-2] TW).

Tabela 38 – Comparação entre banda de regulação secundária estimada segundo a regra do Despacho n.º 4694/2014 e banda real oferecida no mercado (em MW)

MW	Banda real centrais CMEC	Banda estimada centrais CMEC	Diferença Estimada/Real
2007	[500-600K]	[200-300K]	-[300-400K]
2008	[500-600K]	[300-400K]	-[100-200K]
2009	[100-200K]	[400-500K]	[200-300K]
2010	[400-500K]	[1-2M]	[700-800K]
2011	[200-300K]	[900K-1M]	[700-800K]
2012	[200-300K]	[700-800K]	[500-600K]
2013	[200-300K]	[1-2M]	[900K-1M]
2014	[800-900K]	[1-2M]	[300-400K]
2015	[400-500K]	[600-700K]	[100-200K]
2016	[500-600K]	[600-700K]	[100-200K]
Total	[4-5M]	[7-8M]	[3-4M]
2009-2013	[1-2M]	[4-5M]	[3-4M]

Fonte: EDP Produção, REN³⁰², cálculos da AdC

Nota: Em 2016, a central de Sines ofereceu ao sistema elétrico nacional [<10.000] MW de banda de regulação secundária, que não estão representados na tabela.

463. Para efeitos da simulação do custo de oportunidade das centrais³⁰³, importa considerar o acréscimo de quantidades de banda de regulação secundária que resultaria da aplicação da regra

³⁰¹ Vide a secção II.4.1.1.2. *supra*.

³⁰² Para o período 2008-2016, *vide*

<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/BandaContratada.aspx>, acedida em 26.08.2019; para o 2ºS 2007, *vide* o ficheiro 3x_xi_xii_xiii_xiv.xls, que consta da pasta “Informação operacional_mercado” do CD anexo à resposta da REN de 3 de janeiro de 2017 (fls. 294).

³⁰³ A maior participação no mercado de banda de regulação secundária traduzir-se-ia no aumento de custos dessas centrais e nessa medida, é necessário ter em consideração esses custos caso as centrais em regime CMEC tivessem oferecido banda de regulação secundária conforme a regra de proporcionalidade estipulada no Despacho n.º 4694/2014. O custo de oportunidade das centrais que aqui se pretende simular visa incorporar esse aumento de custos na simulação da margem total adicional resultante da aplicação retroativa da regra do Despacho n.º 4694/2014.

de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014 (refletidos na coluna “Diferença Estimada/Real”).

464. No cálculo do custo de oportunidade horário, como suporte à estimativa de custos das centrais, utiliza-se uma estimativa maximalista dos custos que é o preço médio do mercado de banda de regulação secundária em Espanha³⁰⁴. Este critério corresponde à adoção de um *benchmark* (ou índice de referência) de preço de um mercado vizinho com características relativamente idênticas, que depende de preços grossistas do mercado diário aproximados aos do mercado nacional (*vide* Tabela 39).
465. Este critério é aquele que fornece a medida de custo de oportunidade mais alto, sendo, portanto, o critério mais favorável à Visada.

Tabela 39 – Custo de oportunidade médio ponderado segundo o preço do mercado de banda de regulação secundária em Espanha (em €/MW)

Ano	Critério
2008	18,52
2009	12,01
2010	14,72
2011	15,87
2012	28,06
2013	29,55
2014	23,27
2015	19,56
2016	15,55

Fonte: REE³⁰⁵, cálculos da AdC

466. O resultado do produto entre o custo de oportunidade médio anual (Tabela 39) e o acréscimo de quantidades de banda de regulação secundária que resultaria da aplicação da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014 (Tabela 38) confere uma estimativa do custo adicional total das centrais. Se às receitas adicionais estimadas (Tabela 37) se retirarem os custos adicionais, obtêm-se os lucros adicionais gerados pela aplicação retroativa da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril.

³⁰⁴ Recorde-se que o preço em Espanha tem funcionado com preço máximo administrativo em Portugal sem que o mercado tenha entrado em disrupção por défice de oferta.

³⁰⁵ *Vide* http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos_2016.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos.xlsx
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_v3.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2009.pdf
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2008_v4.pdf, acedidas em 26.08.2019.

467. A Tabela 40 mostra as estimativas dos custos adicionais e dos respetivos lucros adicionais gerados pela aplicação retroativa da regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014, considerando o critério *supra*, i.e., as estimativas de custos mais favoráveis à Visada. Com base no preço do serviço equivalente em Espanha, o impacto estimado do comportamento da EDP Produção sobre os consumidores entre 2009-2013, em resultado da sobrecompensação à EDP Produção, corresponderia a um sobrecusto da ordem dos [30-40] milhões de Euros, equivalente a [10-20]% do valor total do mercado, sendo este o valor mais baixo de todas as medidas consideradas³⁰⁶.

Tabela 40 – Margem total adicional resultante da aplicação retroativa da regra do Despacho n.º 4694/2014 ao período 2009-2013, considerando o preço de mercado de banda em Espanha para o cálculo dos custos de oferta de banda de regulação secundária

Ano	Valor Total mercado Banda Secundária	Receitas adicionais Banda Secundária centrais CMEC regra Despacho 4694/2014	Receitas adicionais em % do mercado	Custos adicionais com preço de banda Espanhol	Lucros adicionais regra Despacho 4694/2014	Lucros adicionais em % do mercado
2008	29 743 789	-[<5M]	-[10-20]%	-[<5M]	-[<1M]	-[<5]%
2009	49 764 818	[5-10M]	[10-20]%	[<5M]	[5-10M]	[10-20]%
2010	68 957 817	[10-20M]	[20-30]%	[10-20M]	[5-10M]	[10-20]%
2011	69 740 294	[10-20M]	[20-30]%	[10-20M]	[5-10M]	[5-10]%
2012	114 198 763	[20-30M]	[20-30]%	[10-20M]	[10-20M]	[5-10]%
2013	88 916 909	[30-40M]	[40-50]%	[20-30M]	[5-10M]	[5-10]%
2014	54 982 451	[10-20M]	[10-20]%	[5-10M]	[<5M]	[<5]%
2015	44 952 384	[<5M]	[5-10]%	[<5M]	-[<1M]	-[<5]%
2016	37 074 480	[<5M]	[5-10]%	[<5M]	-[<1M]	-[<1]%
2009-2013	391 578 601	[100-200M]	[20-30]%	[60-70M]	[30-40M]	[10-20]%

Fonte: EDP Produção, REN³⁰⁷, REE³⁰⁸, cálculos da AdC

468. Em resultado, a avaliação do impacto da restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção segundo a regra de proporcionalidade do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, foi de pelo menos [30-40] milhões de Euros. Ou seja, os consumidores terão pago a mais um valor equivalente a, pelo menos, [10-20]% do valor do mercado de banda de regulação secundária no período 2009-2013, face ao que resultaria caso as

³⁰⁶ Note-se que este valor é próximo, mas inferior, ao valor mais baixo calculado na Auditoria, que ascendeu a 44,9 milhões de Euros (*vide infra* Figura 33 – Valor da sobrecompensação apurado pelo Auditor (efeito quantidade) descontadas as margens perdidas referentes ao 1º trimestre de 2014).

³⁰⁷ Vide http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx, acedida em 26.08.2019.

³⁰⁸ Vide http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos_2016.xlsx

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/5_mercados_electricos.xlsx

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2012_v2.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_v3.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2009.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2008_v4.pdf, acedidas em 26.08.2019.

centrais em regime CMEC tivessem oferecido banda de regulação secundária conforme a regra de proporcionalidade estipulada no referido Despacho.

469. A compensação paga à EDP Produção em sede de revisibilidade CMEC é suportada pelos consumidores na componente dos CIEG na tarifa de energia elétrica.

II.5.3 Os resultados apurados pela Auditoria CMEC

II.5.3.1 Efeito quantidade – Quantidades estimadas e Preços reais

470. De acordo com o mecanismo de revisibilidade CMEC, as centrais da EDP Produção abrangidas por este regime recebem *ex post* os encargos fixos contratados deduzidos da margem bruta de mercado ótima (i.e. a diferença entre receitas ótimas VALORÁGUA, calculadas com quantidades ótimas VALORÁGUA e preços reais, e custos estimados) e das receitas de serviços de sistema.
471. De acordo com o princípio da manutenção do equilíbrio contratual dos CAE, estando a remuneração garantida às centrais em regime CMEC, caso a EDP Produção aufera receitas pela participação destas centrais no mercado de serviços de sistema, estas são deduzidas à compensação anual no âmbito da revisibilidade CMEC devida à EDP Produção.
472. Até à aplicação do Despacho n.º 4694/2014, em vigor desde 1 de abril de 2014, a banda de regulação secundária fornecida ao SEN pelas centrais em regime CMEC era imposta como restrição ao processo de otimização *ex post* do modelo VALORÁGUA, para que a empresa não fosse prejudicada pela prestação desse serviço. O fornecimento de serviço de telerregulação era, assim, considerado como uma condicionante à exploração das centrais na simulação da produção com o modelo VALORÁGUA, seguindo, contudo, uma forma específica de modelização³⁰⁹. Assim, caso a empresa decidisse não prestar esse serviço, o processo de otimização *ex post* VALORÁGUA não impunha a respetiva restrição para efeitos de otimização, aumentando a quantidade de energia a ter em consideração para efeitos de ajustamento da margem de mercado ótima. Pelo contrário, se a empresa fornecesse telerregulação, essa restrição era imposta ao modelo de otimização, reduzindo a quantidade de energia a considerar para efeitos de ajustamento da margem de mercado.
473. A avaliação da restrição de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC estimada pelo Auditor teve por base uma simulação do mercado de banda de regulação secundária, no pressuposto de que cada operador ofereceria o serviço de telerregulação ao respetivo custo marginal (comportamento competitivo e eficiente). Nesse contexto, o Auditor estimou as receitas, margens e custos, considerando (i) os custos diretos relacionados com combustíveis e com operação e manutenção (O&M), incorporando valores variáveis do prémio de risco (3 cenários: 10 €/MW, 5 €/MW e 0 €/MW); e (ii) os custos de oportunidade por conta da energia (e margens de lucros associadas a essa energia) que deixou de ser vendida no mercado diário, no mercado de reserva de regulação terciária e no mercado de restrições técnicas.
474. Os resultados apurados pelo Auditor estimam que, caso a EDP Produção tivesse participado nos leilões horários do mercado de banda de regulação secundária, colocando as centrais em regime CMEC disponíveis ao respetivo custo marginal, teria realizado uma margem total superior àquela que essas centrais efetivamente realizaram num montante entre 44,9 e 70,2 milhões de Euros

³⁰⁹ Vide parágrafo 263 *supra*.

entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 (considerando os preços reais de mercado)³¹⁰, consoante se considere um prémio de risco de 10 €/MW ou 0 €/MW (vide Figura 33, excluindo os valores relativos ao 1º trimestre de 2014).

Figura 33 – Valor da sobrecompensação apurado pelo Auditor (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.

Fonte: Parecer da Comissão de Acompanhamento, Tabela 1 (p. 3).

475. De acordo com as regras do mecanismo de revisibilidade CMEC, o custo total de banda de regulação secundária seria, assim, deduzido num montante entre 44,9 e 70,2 milhões de Euros, equivalente a entre 11,5% a 17,9% do custo total de banda de regulação secundária no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013³¹¹. Noutros termos, a estratégia de limitação da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC aumentou a dimensão do mercado, no período considerado, numa parcela entre 11% e 18% do total pago pelo SEN pelo fornecimento de banda de regulação secundária.
476. Contudo, os resultados apurados pelo Auditor são conservadores. Com efeito, considera-se que existem outros fatores que apontam para uma sobreavaliação dos custos da oferta de banda de regulação secundária, nomeadamente por incluírem:
- Custos fixos de capital e de O&M³¹²: Nas centrais em regime CMEC esses custos estão garantidos contratualmente pelos encargos fixos dos CAE/CMEC³¹³, pelo que haveria apenas a considerar os custos marginais do serviço, baseados no respetivo custo de oportunidade. Por outro lado, o custo de O&M já está incluído no encargo específico, que cobre todas as atividades da central, mas não depende do nível de utilização da central, seja em banda de regulação secundária, seja em produção.
 - Perdas de eficiência: O Auditor considerou também que existe perda de eficiência das centrais em regime CMEC quando fornecem telerregulação. Nas centrais térmicas, a máxima

³¹⁰ Dados da Figura 33, descontadas as margens perdidas referentes ao 1º trimestre de 2014.

³¹¹ Dados da Tabela 40, coluna “Valor Total mercado Banda Secundária” (cerca de 391,6 milhões de Euros).

³¹² Operação e Manutenção.

³¹³ Em conformidade com o definido nos CAE, o preço do serviço de telerregulação foi fixado em zero.

eficiência obtém-se à máxima potência, pelo que uma redução do nível de produção implica uma perda de eficiência e, conseqüentemente, um aumento do custo unitário de produção. Contudo, no caso das centrais hidroelétricas, esta premissa é, no mínimo, ambígua, conforme melhor se demonstrará *infra*³¹⁴, sendo que o modelo VALORÁGUA tem em consideração as eficiências médias das centrais hidroelétricas.

- iii. Custos de oportunidade relacionados com os mercados de reserva de regulação terciária e de restrições técnicas: O Auditor considerou que o custo de oportunidade se mede pela margem perdida³¹⁵ em outros mercados para além do mercado diário, nomeadamente o de reserva de regulação terciária e o de restrições técnicas. O preço da energia de regulação terciária é idêntico ao preço da energia de regulação secundária, pelo que as perdas de margens apenas se poderão dever à possibilidade de o volume de energia secundária fornecido ser inferior ao de energia terciária. Por outro lado, os mercados de restrições técnicas têm reduzido peso em Portugal, dado ser diminuta a probabilidade de congestionamentos internos à rede portuguesa.

II.5.3.2 Efeito total – Quantidades e Preços estimados

477. Para além do efeito quantidade, o Auditor estimou ainda o efeito total da restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção.
478. Nesse contexto, o Auditor simulou o mercado de banda de regulação secundária, estimando as quantidades e os preços que resultariam da ordem de mérito eficiente, i.e., com base em custos competitivos.
479. No efeito total, os preços simulados de banda de regulação secundária são substancialmente mais baixos do que os preços reais observados no mercado, corroborando o efeito que a estratégia de restrição de capacidade de telerregulação CMEC da EDP Produção teve no mercado, em termos da subida significativa dos preços médios. Os resultados da simulação efetuada pelo Auditor constam da Figura 34:

³¹⁴ *Vide* a secção II.6.1.2.2.1. *infra*.

³¹⁵ Dada pela diferença entre o preço dos respetivos mercados e o custo marginal das centrais.

Figura 34 – Valor da sobrecompensação apurado pelo Auditor (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.

Fonte: Parecer da Comissão de Acompanhamento, Tabela 2 (p. 4).

480. No caso das centrais em regime CMEC (“EDP com CMEC” na simulação), apesar de fornecerem na simulação mais banda de regulação secundária, vendem-na a preço mais baixo. Na medida em que o efeito de redução de preço prepondera sobre as maiores quantidades vendidas, as centrais em regime CMEC teriam obtido uma margem inferior à margem real que efetivamente observaram, num valor que varia entre 2,2 e 15,2 milhões de Euros, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 €/MW ou 0 €/MW³¹⁶. Em resultado, apesar de terem obtido uma margem superior à margem que resultaria de um mercado competitivo, o valor a deduzir à compensação CMEC *ex post*, com preços mais baixos, teria sido menor, pelo que o valor da compensação da revisibilidade CMEC teria sido maior comparativamente àquela que foi efetivamente paga à EDP Produção.
481. É importante recordar que as compensações CMEC são totalmente suportadas pelos consumidores de energia elétrica, através da tarifa de acesso às redes. Do ponto de vista da EDP Produção, os lucros das centrais em regime CMEC foram determinados nos CAE e, de acordo com o princípio do equilíbrio contratual, não podem ser ultrapassados, mas também não podem ser inferiores aos constantes desses contratos de longa duração. Resulta que, independentemente do cenário de preços ou quantidades observadas, os lucros das centrais em regime CMEC são relativamente estáveis.
482. No caso das centrais em regime de mercado da EDP Produção (“EDP sem CMEC” na simulação), para além de venderem a preços mais baixos no mercado, também as quantidades de banda de regulação secundária teriam sido mais baixas. Note-se que, no efeito total, o Auditor estima que estas centrais teriam oferecido menos banda de regulação secundária, em contrapartida de um aumento da oferta pelas centrais em regime CMEC. Em resultado, as centrais em regime de mercado da EDP Produção teriam tido lucros substancialmente mais baixos do que os lucros reais observados, num valor que varia entre 55,1 e 134,8 milhões de Euros, no período 2009-2013, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 €/MW ou 0 €/MW³¹⁷.

³¹⁶ Dados da Figura 34, descontadas as margens perdidas referentes ao 1º trimestre de 2014.

³¹⁷ *Idem*.

483. Como refere a Comissão de Acompanhamento da Auditoria CMEC³¹⁸, “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.”
484. O acréscimo de lucros estimado ao nível das centrais em regime de mercado da EDP Produção onera os consumidores - que suportam já a remuneração garantida pelos contratos CAE por via dos CMEC, através da tarifa de acesso às redes - pelo aumento do preço da energia.

II.5.4 Conclusões relativas ao impacto da restrição de utilização da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção

485. A análise *supra* permite demonstrar que a restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC pela EDP Produção, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, teve impactos negativos de natureza distinta sobre o bem-estar dos consumidores.
486. Desde logo, a restrição da capacidade de telerregulação hidroelétrica (em regime CMEC) gerou problemas na qualidade da banda de regulação secundária e afetou a capacidade do GGS em obter no respetivo mercado de banda de regulação secundária, entre 2008 e 2009, as quantidades necessárias para equilibrar o SEN.
487. Adicionalmente, o mesmo comportamento permitiu à EDP Produção ser compensada duplamente em prejuízo dos consumidores do SEN. Com efeito, caso não tivesse restringido a oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC, a EDP Produção teria recebido um valor menor na compensação CMEC, apurado em sede de revisibilidade, como teria ainda auferido um valor de receitas de telerregulação significativamente mais baixo pela participação das suas centrais em regime de mercado. Em resultado, os consumidores de energia elétrica foram duplamente prejudicados, ao suportarem tarifas de acesso às redes (onde a compensação CMEC está refletida) e preços de energia (onde o sobrecusto do mercado de banda de regulação secundária está refletido) mais elevados.
488. O impacto da restrição de capacidade das centrais em regime CMEC, no período 2009-2013, em termos de sobrecusto para o SEN e para os consumidores de energia elétrica, conforme as estimativas desenvolvidas na secção II.5.2., também corroboradas pelos resultados da Auditoria CMEC apresentados na secção II.5.3. diferem consoante o critério utilizado, e sintetizam-se na Tabela 41:

³¹⁸ Vide Parecer da Comissão de Acompanhamento (p. 3).

Tabela 41 – Estimativas do sobrecusto associado à restrição da oferta de capacidade de telerregulação pela EDP Produção, em milhões de Euros, por tipo de critério, no período 2009-2013

Critério	Centrais em regime CMEC (ponto de vista dos consumidores)		Centrais em regime de Mercado (ponto de vista da EDP Produção)	
	Minorante	Majorante	Minorante	Majorante
Regra do Despacho n.º 4694/2014 (secção II.5.2.)	[30-40]		n.a.	
Auditoria CMEC – Efeito Quantidade (secção II.5.3.1.)	44,9	70,2	-3,7	-23,8
Auditoria CMEC – Efeito Total (secção II.5.3.2.)	-2,2	-15,2	-55,1	-134,8
Sobrecusto Preço Portugal face a Espanha (secção II.4.3.3.)	155,4			

Fonte: The Brattle Group³¹⁹, cálculos da AdC

489. Conforme apurado na secção II.5.2., caso a EDP Produção tivesse oferecido o serviço de telerregulação segundo a regra de proporcionalidade constante do Despacho n.º 4694/2014, estima-se que teria realizado nas centrais em regime CMEC uma margem total adicional de cerca de [30-40] milhões de Euros entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. Pela fórmula de revisibilidade CMEC, este valor teria sido deduzido, em favor dos consumidores, ao valor das compensações anuais pagas à EDP Produção, refletidas nas tarifas de acesso às redes.
490. Também os resultados da Auditoria CMEC apresentados na secção II.5.3., no “efeito quantidade” (secção II.5.3.1.), estimam que, caso a EDP Produção tivesse adotado um comportamento competitivo e eficiente, mas mantendo-se a valorização da banda de regulação secundária ao preço real (efetivamente verificado no mercado), as centrais em regime CMEC teriam realizado uma margem total superior àquela que essas centrais efetivamente realizaram, num montante entre 44,9 e 70,2 milhões de Euros entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, consoante se considere um prémio de risco de 10 €/MW (minorante) ou 0 €/MW (majorante). Esses valores teriam sido deduzidos ao valor das compensações anuais pagas à EDP Produção refletidas nas tarifas de acesso às redes, em favor dos consumidores.
491. No “efeito total” (secção II.5.3.2.), a Auditoria CMEC simula as quantidades e preços que teriam vigorado num cenário competitivo e eficiente e estima que as centrais em regime CMEC teriam obtido uma margem inferior à margem real que efetivamente observaram (uma vez que os menores preços mais que compensavam o aumento das quantidades), num valor que varia entre 2,2 e 15,2 milhões de Euros, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 €/MW (minorante) ou 0 €/MW (majorante). Contudo, nesse cenário, as centrais em regime de mercado da EDP Produção teriam tido lucros substancialmente mais baixos do que os lucros reais observados, num valor estimado entre 55,1 e 134,8 milhões de Euros, no período 2009-2013, consoante se considere, respetivamente, um prémio de risco de 10 €/MW (minorante) ou 0 €/MW (majorante). No efeito total, que simula as quantidades e os preços competitivos do mercado de banda de regulação secundária, a restrição da oferta de capacidade de telerregulação pela EDP Produção onerou os consumidores, que suportam já a remuneração garantida pelos contratos CAE por via dos CMEC, pelo aumento do preço da energia.
492. O impacto global estimado da prática de restrição de oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC no SEN e nos consumidores pode ainda ser estimado partindo do

³¹⁹ Vide Parecer da Comissão de Acompanhamento, Tabelas 1 e 2 (pp. 3 e 4).

sobrecusto de preços entre Portugal e Espanha. Conforme apurado na secção II.4.3.3., o preço da banda de telerregulação em Portugal excedeu, em média, 65,8% o preço de banda de telerregulação registado em Espanha, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. Em resultado, e conforme consta da Tabela 41 *supra*, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, os consumidores portugueses terão suportado um (sobre)custo estimado, ao nível da banda de regulação secundária, de 155,4 milhões de Euros face ao custo que teriam suportado caso se aplicassem os preços médios do serviço equivalente em Espanha, tal como aconteceu a partir de 1 de abril de 2014, com a entrada em vigor do limite máximo de preço fixado pelo Despacho n.º 4694/2014.

493. Do sobrecusto estimado de 155,4 milhões de Euros, parte foi retificada pelas compensações CMEC em sede de revisibilidade. As estimativas da Auditoria para a margem real das centrais em regime CMEC, entre 1 de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2013, são de 15,7 milhões de Euros³²⁰, considerando um prémio de risco de 10 €/MW.
494. Decorre do exposto que se estima que a prática de restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, tenha gerado um dano global para o SEN no valor de 139,7 milhões de Euros³²¹, conforme ilustra a Tabela 42 seguinte.

Tabela 42 – Impacto estimado da prática de restrição de capacidade de telerregulação das centrais CMEC no SEN e nos consumidores, em milhões de Euros

[1] Sobrecusto Preço Portugal face a Espanha	155,4
[2] Margem total CMEC real apurada pela <i>Brattle</i> (c/ prémio 10 €/MW)	15,7
[3] Efeito estimado da restrição da oferta de capacidade de telerregulação pela Visada, com impacto no SEN ([1]-[2])	139,7

Fonte: The *Brattle* Group³²², cálculos da AdC

495. Refira-se, contudo, que o valor apurado *supra* não discrimina, por um lado, o efeito que advém estritamente, no âmbito da revisibilidade CMEC, da restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC e, por outro, o efeito que advém da imposição de preços acima do nível competitivo no mercado de banda de regulação secundária. A Tabela 43 *infra* mostra a decomposição do impacto da prática de restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC, entre o efeito quantidade e o efeito preço.

³²⁰ O valor de 15,7 milhões de Euros resulta da diferença entre as receitas (de capacidade e de energia) e os custos (de capacidade e de energia) no cenário base, referente ao período 2009 a 2013, da Auditoria CMEC. *Vide* Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 11 e 12 (Anexo D.III) e Relatório D3, Tabelas 7 e 8 (Anexo A.II).

³²¹ Resultado da diferença entre o sobrecusto de 155,4 M€ e a margem devolvida via revisibilidade CMEC de 15,7 M€.

³²² *Vide* Auditoria CMEC, Relatório D1, Tabelas 11 e 12 (Anexo D.III) e Relatório D3, Tabelas 7 e 8 (Anexo A.II).

Tabela 43 – Decomposição do impacto estimado da prática de restrição de capacidade de telerregulação das centrais CMEC no SEN e nos consumidores, em milhões de Euros

Efeito quantidade: limitação de quantidade “simulado – real com preços reais” estimado pela <i>Brattle</i> (c/ prémio de 10 €/MW)	44,9
Efeito preço: sobrecusto face a Espanha líquido da dedução da margem total CMEC “simulado – real com preços reais” estimado pela <i>Brattle</i> (c/ prémio de risco de 10 €/MW)	94,8

Fonte: The *Brattle* Group³²³, cálculos da AdC

496. Decorre do exposto que se estima que a restrição da oferta de capacidade da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, se tenha traduzido num total estimado de 139,7 milhões de Euros, de onde: (i) 94,8 milhões de Euros³²⁴ atribuíveis à imposição de preços acima do nível competitivo, que a EDP Produção auferiu ao transferir a sua produção para centrais em regime de mercado; e (ii) 44,9 milhões de Euros atribuíveis à sobrecompensação decorrente da restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC. Este montante equivale a 35,7%³²⁵ do valor do mercado de banda de regulação secundária entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, ou 55,5%³²⁶ do valor estimado como sendo competitivo no mesmo período.
497. Em síntese e conclusão, resulta de todo o acima exposto que as várias estimativas apresentadas de quantificação do impacto da conduta da Visada no período de referência apontam para um dano muito substancial para o SEN e para os consumidores.

II.6 Justificação da Visada para a conduta adotada e respetiva apreciação da AdC

II.6.1 O 1.º Estudo *Compass* de abril de 2018

498. No dia 23 de maio de 2018, por iniciativa própria, a Visada submeteu à AdC um estudo elaborado pela Consultora *Compass Lexecon*, intitulado “*Assessment of EDP’s behaviour concerning its participation in the ancillary services market, Report for EDP Gestão da produção de Energia, S.A.*”, datado de abril de 2018 (“1º Estudo *Compass*”³²⁷)³²⁸.
499. No 1º Estudo *Compass*, o Consultor desenvolve uma análise à estratégia de *bidding* da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, no período entre janeiro de 2010 e março de 2014, tendo como principal objetivo verificar, por um lado, se as ofertas de venda das centrais da EDP Produção abrangidas pelo regime CMEC distorceram a

³²³ Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, Tabela 1 (p. 3).

³²⁴ Resultado da diferença entre o sobrecusto de preços face a Espanha (139,7 M€) e o valor da sobrecompensação das centrais em regime CMEC, assumindo os preços reais do mercado de banda de regulação secundária e um prémio de risco de 10 €/MW (44,9 M€).

³²⁵ Peso do Efeito líquido das práticas (139,7 M€) no custo do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental entre 2009-2013 (391,6 M€).

³²⁶ Peso do Efeito líquido das práticas (139,7 M€) no custo do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental entre 2009-2013 expurgado do Efeito líquido das práticas (391,6 M€ - 139,7 M€).

³²⁷ A Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude inclui um segundo estudo económico preparado pela *Compass Lexecon*, intitulado “*Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência*” (“2º Estudo *Compass*”).

³²⁸ Vide fls. 550-589.

concorrência no mercado e, por outro lado, se houve sobrecompensação dessas unidades na revisibilidade anual CMEC.

500. Como se demonstrará *infra*, os argumentos do 1º Estudo *Compass* carecem de sustentabilidade económica, não se afigurando, por isso, suscetíveis de justificarem o comportamento da Visada, descrito na secção precedente.

II.6.1.1 Síntese das alegações do Consultor

501. De acordo com o Consultor, as ofertas de venda da EDP Produção nos leilões diários de banda de regulação secundária, entre janeiro de 2010 e março de 2014, seguiram os seguintes princípios³²⁹:
- i. Colocação das centrais CMEC no final da curva da oferta e das centrais não CMEC no princípio da curva, reduzindo a probabilidade de as primeiras serem aceites nos leilões diários;
 - ii. Oferta da quantidade de banda de regulação secundária suficiente para satisfazer a procura da REN (com alguma margem);
 - iii. Disponibilidade da banda de regulação secundária de cada unidade física independentemente da energia contratada no mercado diário;
 - iv. Determinação de um preço de *bid* base a partir dos diversos custos associados ao fornecimento de telerregulação das centrais CCGT (Lares e Ribatejo), incluindo, nomeadamente, **[CONFIDENCIAL]**;
 - v. Colocação de preços relativamente uniformes (**[CONFIDENCIAL]**) para todo o *portfolio* de centrais geridas pela EDP Produção;
 - vi. Aplicação de preços máximos (**[CONFIDENCIAL]**).
502. Partindo de dois cenários extremos – o Cenário A, que simula a atuação da EDP Produção caso não existisse o regime CMEC, traduzindo-se na oferta total de toda a capacidade disponível de banda de regulação secundária, e o Cenário B, no qual a EDP Produção procederia à restrição total da oferta de banda das suas centrais CMEC –, o Consultor considera que o comportamento da EDP Produção se situou entre ambos os cenários, mas muito próximo do Cenário A, alegando que, ao não ter seguido um comportamento racional (na ótica do Consultor, idêntico ao simulado no Cenário B), a EDP Produção incorreu em perdas estimadas em [40-50] milhões de Euros, pelo facto de a fórmula CMEC não reconhecer as perdas de eficiência e os custos de oportunidade, nomeadamente quando as centrais estão “*out of the money*”³³⁰.
503. Esta conclusão do Consultor assenta no princípio base de que o mecanismo de revisibilidade CMEC não gera incentivos à participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, uma vez que:
- a) existem custos adicionais no fornecimento de banda de regulação secundária que a revisibilidade CMEC não incorpora, nomeadamente os custos relativos a perdas de eficiência

³²⁹ *Vide*, em particular, o ponto 4.3 do 1º Estudo *Compass*.

³³⁰ “*Out of the money*” descreve as situações em que o preço do mercado diário está abaixo dos custos variáveis da central, ao passo que “*in the money*” designa a situação inversa, em que o preço do mercado diário está acima dos custos variáveis da central. *Vide* o ponto 4.12 do 1º Estudo *Compass*.

derivadas de se produzir a um nível subótimo e a variações de produção frequentemente ocorridas durante a regulação secundária³³¹; e

- b) o modelo VALORÁGUA não incorpora todas as restrições decorrentes do fornecimento de banda de regulação secundária, nomeadamente os custos de oportunidade associados às unidades que estão “*out of the money*”³³².

II.6.1.2 Refutação das alegações do Consultor

II.6.1.2.1 Análise crítica dos princípios de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção

504. Em primeiro lugar, os princípios de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção, descritos no parágrafo 501 *supra*, merecem as considerações seguintes.

II.6.1.2.1.1 O princípio de colocação das centrais CMEC no final da curva de oferta e das centrais não CMEC no começo da curva da oferta e o princípio de oferta da quantidade de banda de regulação secundária suficiente para satisfazer a procura da REN

505. Os princípios de colocação das centrais CMEC (no final da curva de oferta) e das centrais não CMEC (no início da curva), associados ao facto de a EDP Produção apenas oferecer a quantidade de banda de regulação secundária suficiente para satisfazer a procura da REN, confirmam a restrição da oferta da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, em favor das centrais em regime de mercado exploradas pela EDP Produção, em linha com o demonstrado na secção II.4. *supra*.

II.6.1.2.1.2 O princípio da oferta de banda de reserva secundária independentemente da energia contratada no mercado diário

506. Segundo o Consultor³³³, [CONFIDENCIAL].

507. A EDP Produção apenas consegue realocar a energia contratada no mercado diário (e intradiário) nas centrais hidroelétricas, na medida em que as respetivas ofertas de venda são efetuadas por unidade de programação e não segregadas por unidade física (central). Esta regra de mercado permitia à EDP Produção, detentora da quase totalidade da tecnologia hídrica do mercado, realocar a energia contratada no mercado diário (e intradiário) pelas suas centrais hidroelétricas e, dessa forma, fazer ofertas de banda de regulação secundária nos termos descritos pelo Consultor. Nas centrais termoelétricas, onde a EDP Produção tinha maior concorrência, tal realocação de energia já não era possível, uma vez que as unidades físicas correspondem às unidades de programação.

508. Portanto, para além da posição que tinha no mercado de banda de regulação secundária, a EDP Produção beneficiava ainda de uma regra de mercado que lhe concedia flexibilidade nas ofertas do seu *portfolio* de centrais hidroelétricas no mercado.

³³¹ Vide o ponto 3.14 do 1º Estudo Compass. Vide, igualmente, os pontos 3.45 a 3.53 e o Anexo A do Estudo.

³³² Vide os pontos 3.16 e 3.17 do 1º Estudo Compass. Vide, igualmente, os pontos 4.12 a 4.14 do Estudo.

³³³ Vide o ponto 4.3 do 1º Estudo Compass.

II.6.1.2.1.3 O princípio da determinação de um preço de *bid* base a partir dos diversos custos associados ao fornecimento de telerregulação das centrais CCGT (Lares e Ribatejo)

509. Não obstante as justificações apresentadas pelo Consultor³³⁴, o princípio utilizado na determinação de um preço de *bid* base a partir dos diversos custos associados ao fornecimento de telerregulação das centrais CCGT (Lares e Ribatejo) carece de racional económico.
510. Com efeito, não procede considerar o custo de fornecimento de banda das centrais CCGT para todo o *portfolio* de centrais exploradas pela EDP Produção, na medida em que as componentes que determinam os custos divergem consoante a tecnologia (hídrica ou térmica) e, dentro da mesma tecnologia, em função de determinadas características da central – no caso da tecnologia hídrica, albufeira ou fio-de-água³³⁵. A distinção entre albufeira e fio-de-água é particularmente relevante para os custos variáveis das centrais hídricas, já que, perante condições hidrológicas favoráveis, as centrais fio-de-água têm um custo de oportunidade muito reduzido ou nulo por não existir possibilidade de armazenamento significativo de água para posterior utilização. Uma grande parte das centrais em regime CMEC da EDP Produção são centrais fio-de-água, nomeadamente as centrais instaladas na bacia do Douro.
511. Por outro lado, as centrais CCGT apresentam, normalmente, os custos de produção mais elevados, sendo de esperar que o posicionamento das centrais hidroelétricas na curva da oferta dependa do tipo de hídrica (albufeira ou fio-de-água) e da disponibilidade do recurso hídrico, sendo que, quando o perfil hidrológico é favorável (ou seja, o recurso hídrico é abundante), as mesmas serão, à partida, mais competitivas do que as centrais CCGT³³⁶.
512. O próprio Consultor reconhece que o custo marginal da CCGT pode não ser um indicador robusto do custo da água, quando apresenta os resultados da comparação entre o valor da água e o custo variável da CCGT de Lares³³⁷. Com efeito, nas palavras do próprio Consultor: **[CONFIDENCIAL]**³³⁸(tradução da AdC).
513. Adicionalmente, determinadas componentes referidas pelo Consultor como fazendo parte do custo de fornecimento de banda são inexatas. Por um lado, o custo associado à perda de eficiência não se encontra devidamente fundamentado, conforme detalhado *infra*³³⁹. Por outro lado, os incumprimentos de banda de regulação secundária são transversais à tecnologia e ao regime de exploração económica das centrais, pelo que improcede incorporar custos associados a eventuais penalizações por incumprimento da banda contratada nos preços das ofertas de banda no mercado, reconhecendo o próprio Consultor, aliás, que a EDP Produção **[CONFIDENCIAL]**³⁴⁰.
514. Desse modo, ao utilizar o custo de uma CCGT como preço de referência de todo o seu *portfolio* de centrais, a EDP Produção está a sobrestimar, pelo menos para alguns períodos, o custo real das centrais hidroelétricas e, conseqüentemente, a formação dos preços de mercado³⁴¹. Com efeito, tal estratégia de oferta da EDP Produção só é possível em virtude da posição que a empresa

³³⁴ Vide, em particular, os pontos 4.10 a 4.41 do 1º Estudo Compass.

³³⁵ Vide a secção II.4.2.2 *supra*, para análise das respetivas estratégias de oferta de capacidade.

³³⁶ Vide, neste sentido, a secção II.4.1.2 *supra*.

³³⁷ Vide Figura 13 do 1º Estudo Compass. Refere o Consultor, no ponto 4.34. do 1º Estudo Compass, que **[CONFIDENCIAL]**.

³³⁸ Vide o ponto 4.35 do 1º Estudo Compass.

³³⁹ Vide a secção II.6.1.2.2.1 *infra*.

³⁴⁰ Vide o ponto B.1 do 1º Estudo Compass. Refira-se ainda que o Consultor conclui, no ponto B.2 do 1º Estudo Compass, que **[CONFIDENCIAL]** (ponto B.3 e Figura 24 do 1º Estudo Compass).

³⁴¹ Vide, igualmente, o que se diz nos parágrafos 547-552 *infra* relativamente à decomposição dos custos de fornecimento de banda de regulação secundária por uma central CCGT, “*in the money*” e “*out of the money*”.

detém no mercado de banda de regulação secundária, sem a qual a probabilidade de tais ofertas serem aceites no mercado seria residual.

515. Acresce que, a utilização de um preço base de referência para todo o *portfolio* de centrais é incompreensível quando a EDP Produção utiliza **[CONFIDENCIAL]**³⁴², sendo que **[CONFIDENCIAL]**. A alegada incerteza sobre o custo específico de fornecimento de reserva secundária das centrais hidroelétricas, apresentada como justificação pelo Consultor³⁴³, não tem, portanto, fundamento.
516. Por fim, infirmo igualmente a utilização de uma curva plana de preços pela EDP Produção, com base na suposta incerteza sobre o custo específico de fornecimento de banda de regulação secundária pelas centrais hidroelétricas, refira-se que a metodologia apresentada pelo Consultor para fundamentar os preços das ofertas de venda da EDP Produção no mercado de banda da regulação secundária³⁴⁴ é pouco rigorosa. Desde logo, para efeitos do cálculo do intervalo de valores estimados para o custo de reserva secundária, o Consultor utiliza como *benchmark* a central hidroelétrica de Alqueva, a qual não se encontra instalada na bacia do Douro, que, como demonstrado³⁴⁵, é a principal fonte de fornecimento de telerregulação em Portugal Continental. Por outro lado, o Consultor utiliza alegados preços das ofertas (base e máximas) aceites da EDP Produção no mercado que não são, pelo menos para alguns períodos, consistentes com a informação disponível na página da REN na Internet.

II.6.1.2.1.4 O princípio da colocação de preços relativamente uniformes para todo o *portfolio* de centrais da EDP Produção

517. Em relação ao princípio da colocação de preços relativamente uniformes para todo o *portfolio* de centrais geridas pela EDP Produção (**[CONFIDENCIAL]**), as ofertas horárias de banda de regulação secundária³⁴⁶ apresentadas pela EDP Produção, a título de exemplo, no leilão de banda do dia 24 de dezembro de 2013, hora 22, contradizem-no. A EDP Produção colocou dez blocos de oferta neste leilão horário, que variaram entre 0 e 91 €/MW, com uma subida significativa de preço entre o penúltimo bloco de oferta (39,74 €/MW) e o último bloco de oferta aceite (91 €/MW), resultando num preço de mercado de 91 €/MW.
518. Acresce que esta não é a dimensão pertinente para se aferir o nível de preços das ofertas de venda, na medida em que cada leilão horário admite a inserção de vários blocos de ofertas. O acréscimo de, por exemplo, 1 €/MW em cada bloco pode resultar numa amplitude de *bids* significativa.
519. Nesse sentido, a Figura 35 representa uma distribuição da amplitude das ofertas de venda (i.e., a diferença de preço entre a oferta máxima e a oferta mínima) colocadas pela EDP Produção nos leilões de banda de regulação secundária entre janeiro de 2010 e março de 2014.

³⁴² Vide a resposta da EDP Produção de 04.01.2017 à Questão 7 do pedido de elementos da AdC de 17.11.2016, bem como o Anexo 2 à resposta (fls. 296, 297 e 300-409).

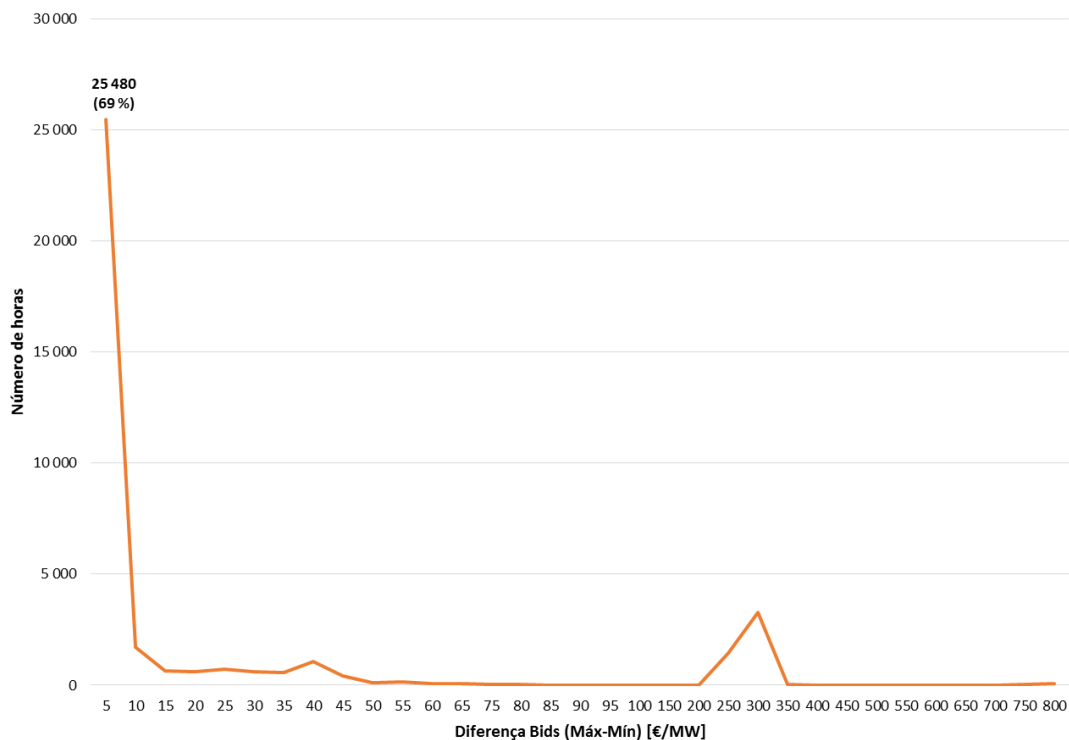
³⁴³ Vide o ponto 4.35 do 1º Estudo Compass.

³⁴⁴ Vide os pontos 4.36 a 4.39 do 1º Estudo Compass.

³⁴⁵ Vide a Tabela 13 *supra*.

³⁴⁶ Publicamente disponíveis no sítio da REN na Internet: www.mercado.ren.pt.

Figura 35 – Distribuição da amplitude de *bids* da EDP no mercado de banda de regulação secundária, no período jan10-mar14



Fonte: REN³⁴⁷

520. Conforme decorre da leitura da Figura 35, no período referido, a amplitude das ofertas de venda da EDP Produção nos leilões de banda de regulação secundária foi de até 5 €/MW em cerca de 69% das horas oferecidas. Contudo, no remanescente das horas em que a EDP Produção participou no mercado (11.696 horas), tal amplitude variou entre 5,01 €/MWh e 785,01 €/MWh.
521. Esta variabilidade da amplitude das ofertas submetidas pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária é consistente com a prática identificada de oferta de telerregulação das centrais CMEC a preços instrumentais³⁴⁸.

II.6.1.2.1.5 O princípio da aplicação de preços máximos

522. Por fim, o princípio de aplicação de preços máximos **[CONFIDENCIAL]**, indicado pelo Consultor, não corresponde à verdade e é contraditado pelos preços de oferta da EDP Produção. De acordo com as ofertas horárias de banda de regulação secundária³⁴⁹, no período entre janeiro de 2010 e março de 2014, a EDP Produção apresentou *bids* horários no mercado superiores aos preços máximos referidos pelo Consultor:
- i. Até novembro de 2011, os preços das ofertas da EDP Produção variaram entre 0 e 91 €/MWh, tendo o preço sido superior a **[CONFIDENCIAL]** em cerca de 6% das ofertas da EDP Produção no mercado. A título ilustrativo, note-se que as ofertas de preço submetidas pela

³⁴⁷ Vide <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Ofertas/Paginas/OfertaSec.aspx>, acedida em 26.08.2019.

³⁴⁸ Vide os parágrafos 405-413 *supra*.

³⁴⁹ Publicamente disponíveis no sítio da REN na Internet: www.mercado.ren.pt.

EDP Produção no leilão de banda do dia 27 de fevereiro de 2010, hora 11, variaram entre 72,12 e 73,53 €/MW, tendo o preço de mercado sido marcado pela EDP Produção (73,51 €/MW);

- ii. Entre novembro de 2011 e março de 2014, os preços das ofertas da EDP Produção variaram entre 0 e 800,02 €/MWh, tendo o preço sido superior a **[CONFIDENCIAL]** em cerca de 29% das ofertas da EDP Produção no mercado. A título ilustrativo, note-se que as ofertas de preço submetidas pela EDP Produção no leilão de banda do dia 24 de dezembro de 2013, hora 22, variaram entre 0 e 91 €/MW, tendo o preço de mercado sido marcado pela EDP Produção (91 €/MW).

II.6.1.2.2 Refutação do princípio base de que o mecanismo da revisibilidade CMEC e o modelo VALORÁGUA não incorporam todos os custos decorrentes da participação no mercado de banda de regulação secundária

523. De igual forma, não procede o princípio base da análise do Consultor, segundo o qual o mecanismo da revisibilidade CMEC e o modelo VALORÁGUA não incorporam todos os custos decorrentes da participação no mercado de banda de regulação secundária.

II.6.1.2.2.1 Refutação da existência de custos adicionais no fornecimento de banda de regulação secundária não incorporados pela revisibilidade CMEC

524. A alegação do Consultor de que existem custos adicionais no fornecimento de banda de regulação secundária que a revisibilidade CMEC não incorpora, nomeadamente custos relativos a perdas de eficiência³⁵⁰, carece de fundamento técnico-económico, sendo refutada pela informação recolhida no processo.

525. Antes de mais, importa referir que, mesmo admitindo-se, por hipótese meramente académica, a existência de custos associados a perdas de eficiência – o que se demonstrará de seguida não se verificar –, os resultados apurados pelo próprio Consultor relativamente ao impacto da estratégia de *bidding* da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária mostram que tais custos (no cenário “*in the money*”³⁵¹) são praticamente marginais³⁵².

526. Os resultados apresentados pelo Consultor mostram ainda que, independentemente do cenário assumido (“*in the money*” ou “*out of the money*”), os custos médios unitários associados a perdas de eficiência das centrais em regime CMEC instaladas na bacia do Douro³⁵³ são praticamente nulos³⁵⁴, resultado que é particularmente relevante na medida em que as centrais hidroelétricas do Douro são a principal origem do padrão de fornecimento de telerregulação no SEN³⁵⁵.

527. Importa igualmente referir que a eficiência das centrais hidroelétricas, para uma determinada queda bruta, depende sempre do ponto de partida em que se estiver a operar. Esse ponto de

³⁵⁰ Vide o parágrafo 503 *supra*.

³⁵¹ Note-se que, segundo a teoria do Consultor, a maioria dos custos associados a perdas de eficiência ocorre no cenário “*out of the money*”, o que, como se demonstrará *infra*, carece de justificação compatível com a teoria e racionalidade económicas.

³⁵² Vide a Tabela 7 (1º Estudo Compass, ponto 5.33, p. 54) para valores totais (em milhões de Euros) e a Figura 22 (Estudo Compass, Anexo A, parágrafo A.10, p. 62) para valores unitários por central (€/MW).

³⁵³ As centrais hidroelétricas em regime CMEC instaladas na bacia do Douro são: Pocinho, Régua, Torrão, Valeira e Picote (até finais de 2013).

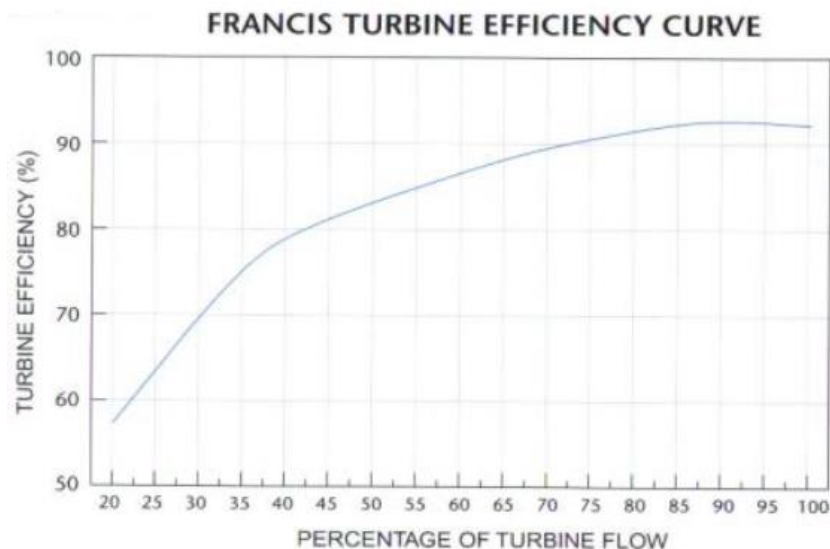
³⁵⁴ Vide as Figuras 22 e 23 (Anexo A, pp. 62 e 63) do 1º Estudo Compass.

³⁵⁵ Vide a secção II.4.2.2 *supra*.

partida está dependente, por sua vez, das condições hidráulicas (como caudais dos rios) e de mercado (nomeadamente, preços) existentes.

528. Na sua resposta de 21 de junho de 2018³⁵⁶ ao pedido de elementos da AdC de 4 de junho de 2018³⁵⁷, a REN, entidade responsável por apurar o ajustamento anual CMEC, esclareceu que as centrais hídricas em regime CMEC, face aos caudais envolvidos e à diferença de altura manométrica associada, usam em geral turbinas do tipo Francis ou de fluxo misto, ilustrando a curva de eficiência de turbinas do tipo Francis com o gráfico que se reproduz como Figura 36.

Figura 36 - Curva de eficiência de uma turbina Francis referenciada pela REN



Fonte: Smith, C., Kokogiannakis, G., Serif, S., Tsagas, I., Stavridis, K. 2002. M.Sc. Energy Systems & Environment Team C Group Project: "Transmission of renewable energy". Glasgow, Scotland; University of Strathclyde³⁵⁸.

529. Ainda a respeito da curva de eficiência das turbinas do tipo Francis, a Auditoria *Brattle*, no contexto dos pressupostos utilizados sobre os custos³⁵⁹, refere que as curvas de eficiência se baseiam nos valores para unidades padrão, remetendo para documentos que, no caso da tecnologia hídrica, apresentam uma curva de eficiência das turbinas Francis que ilustra que, dependendo do ponto de partida, podem existir ganhos ou perdas de eficiência.
530. Com efeito, e conforme ilustra a Figura 36 e a Auditoria *Brattle*, dependendo do ponto de partida na curva de funcionamento e da extensão da variação face a esse ponto, pode haver perda de eficiência mas também pode haver ganho de eficiência.
531. O próprio Consultor reconhece, aliás, explicitamente, no Anexo A do Estudo *Compass*, que podem existir ganhos de eficiência, ao afirmar que **[CONFIDENCIAL]**³⁶⁰. Todavia, ignora tais possíveis ganhos de eficiência na sua análise.

³⁵⁶ Vide fls. 638-649.

³⁵⁷ Vide fls. 618-624.

³⁵⁸ Disponível em:

https://www.engr.colostate.edu/~pierre/ce_old/classes/CIVE%20401/Team%20reports/6%20-%20Francis%20Turbines%20-%20Haas%20Hiebert%20Hoatson.pdf, acedida em 26.08.2019.

³⁵⁹ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, *Appendix C*, ponto C.II.2, p. 88.

³⁶⁰ Vide o ponto A.1 do 1º Estudo *Compass*.

532. A este respeito, importa também referir que a REN, na sua referida resposta, explica que *“a variação de eficiência pode ser positiva ou negativa e a quantificação dependerá das curvas reais de cada máquina e das circunstâncias de operação, contudo, perto dos caudais nominais a eficiência não variará de forma significativa”*.
533. Relativamente ao que o Consultor designa de *“custo de eficiência”*, esclarece a REN, na sua resposta, que *“não existe propriamente um «custo de eficiência», mas antes uma perda de produção se esta se degradar. Se o caudal associado ao ponto de funcionamento num determinado momento estiver à esquerda do ponto de eficiência máxima, situação mais provável numa máquina deste tipo, um aumento de caudal aumenta a eficiência e uma redução de caudal reduz essa mesma eficiência. Se estiver à direita do ponto de eficiência máxima será o inverso”*.
534. A alegação da existência de perdas de eficiência não cobertas no ajustamento anual CMEC também se afigura dificilmente compreensível à luz dos resultados apresentados pelo Consultor, nas Figuras 22 e 23 do 1º Estudo *Compass*, os quais revelam, por um lado, uma diferença significativa entre os resultados dos três grupos de Picote e os do reforço de potência de Picote 4, sendo que todos partilham o mesmo recurso hídrico, diferindo apenas no regime económico de exploração e, por outro lado, perdas de eficiência praticamente nulas nas centrais hidroelétricas em regime CMEC instaladas na bacia do Douro, a qual constitui a principal origem de fornecimento de telerregulação em Portugal Continental.
535. Não procede, pelo exposto, a alegação do Consultor de que *“custos de eficiência”* poderiam, de alguma forma, ter condicionado a participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, no período que analisou.
536. Em todo o caso, importa ainda referir a informação transmitida pela REN, na sua referida resposta, de que, ao contrário do que alega o Consultor, *“a gestão integrada do sistema eletroprodutor [simulada pelo modelo VALORÁGUA] tem em conta as condições físicas, técnicas, económicas e operacionais das diferentes componentes do sistema”*. Neste contexto, esclarece a REN que *“os aproveitamentos hidroelétricos, clássicos ou de fins múltiplos, são representados de forma pormenorizada, incluindo as interligações hidráulicas (agrupadas em cascatas hidráulicas em que estão representadas as ligações entre os aproveitamentos), as características técnicas das albufeiras (curvas de variação volume armazenado/quota de albufeira) e das centrais hídricas, de turbinamento e reversíveis (curvas de variação queda/caudal, caudal/perda de carga e queda/potência)”*. Mais clarifica a REN que *“implícita nestas curvas está a potência que é possível obter para um determinado caudal e uma determinada cota da albufeira, pelo que, a eficiência associada a cada ponto de operação está incluída”* no modelo VALORÁGUA e que *“perante estas circunstâncias, foram adotadas diferentes metodologias para implementar no modelo VALORÁGUA as condicionantes relativas aos períodos em que os grupos das centrais térmicas ou hídricas fornecem telerregulação, dado que o modelo não permite a sua determinação”*.
537. Na sua resposta de 1 de agosto de 2018 ao pedido de elementos da AdC de 26 de julho de 2018, mais concretiza a REN que *“o modelo VALORÁGUA incorpora, para cada centro produtor hidroelétrico, as curvas de funcionamento Potência/Queda/Caudal permitindo, em cada intervalo elementar de tempo (posto horário), inferir a avaliação do rendimento da central, consoante o caudal turbinado e a altura manométrica, pelo que se pode concluir que [as eficiências das centrais*

hidroelétricas em regime CMEC, para um determinado caudal e uma determinada cota da albufeira, se encontram refletidas no modelo VALORÁGUA]”³⁶¹

538. Por todo o exposto, no que diz respeito à alegação do Consultor de que a estratégia adotada pela Visada se deve à existência de custos adicionais associados à participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, concretamente “custos de eficiência”, deve concluir-se que:
- Ainda que se admitisse, hipoteticamente, a existência de custos associados a perdas de eficiência, o que se refuta, os resultados apurados pelo Consultor mostram que os mesmos teriam sido praticamente marginais, em particular nas centrais hidroelétricas CMEC instaladas na bacia do Douro;
 - A alegação é enviesada, na medida em que, admitindo-se a existência destes custos de eficiência, sempre haveria que considerar igualmente os ganhos de eficiência, que o Consultor ignora na sua análise, apesar de os reconhecer;
 - A alegação não se encontra fundamentada do ponto de vista técnico, na medida em que o modelo VALORÁGUA (e, por inerência, o ajustamento anual CMEC) tem em consideração as eficiências médias das centrais hidroelétricas.

II.6.1.2.2 Refutação da alegação de que o modelo VALORÁGUA não incorpora todas as restrições decorrentes do fornecimento de banda de regulação secundária

539. A alegação de que o modelo VALORÁGUA não incorpora todas as restrições decorrentes do fornecimento de banda de regulação secundária, nomeadamente os custos de oportunidade associados às unidades que estão “*out of the money*”³⁶², também não merece acolhimento.
540. Conforme se demonstrou na secção II.4.1.1.2. *supra*, e de acordo também com a referida resposta da REN de 21 de junho de 2018³⁶³, as restrições decorrentes do fornecimento de serviços de telerregulação são consideradas nas simulações *ex post* do modelo VALORÁGUA. Assim, o processo de otimização da produção de cada centro electroprodutor, conforme previsto no modelo VALORÁGUA, tem em consideração a banda de regulação secundária real oferecida pelas centrais em regime CMEC.
541. Em particular, conforme referido no Manual de Procedimentos da Revisibilidade CMEC³⁶⁴, a banda de regulação secundária oferecida pelas centrais CMEC é tratada como uma restrição ou condicionamento à exploração exógeno ao produtor, sendo aceite na otimização *ex post* do modelo VALORÁGUA. A imposição da telerregulação na modelização da produção ótima implica,

³⁶¹ Refira-se que a REN esclarece ainda, nesta última resposta, que “(...) na versão mais detalhada do modelo Valoragua (versão semanal), que é a utilizada nos exercícios de revisibilidade anual, o modelo simula o período de um ano, em base semanal, não cronológica e discretizada em 5 postos horários. Isto é, as 168 horas semanais são representadas por 5 patamares, representativos das horas de ponta, cheia e vazio (períodos de tempo com durações previamente definidas, decorrentes de otimização da curva da procura do ano simulado). A título de exemplo, uma duração do 1.º posto horário de 5,95%, representará as 10 horas semanais de maior consumo, sendo a respetiva potência de procura/oferta o valor médio dessas 10 horas. Assim, como na generalidade das variáveis associadas à simulação com o Valoragua (procura, preços de importação/exportação, perfis de produção renovável, entre outros), o valor da eficiência das centrais hidroelétricas assumido pelo Valoragua representa uma aproximação da realidade, já que a base elementar de tempo é o posto horário e não a hora”.

³⁶² Vide o parágrafo 503 *supra*.

³⁶³ Vide fls. 638-649.

³⁶⁴ Vide, em particular, as respetivas páginas 11, 17, 19, 40 e 50.

- em termos práticos, uma limitação na potência disponível daquelas centrais nos períodos em que ocorreu telerregulação ou se ofereceu banda de regulação secundária³⁶⁵, o que implica que a EDP Produção não seria penalizada nos pagamentos de revisibilidade CMEC pelo fornecimento de telerregulação.
542. O próprio Consultor confirma, aliás, este entendimento quando calcula o impacto da estratégia de oferta da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, **[CONFIDENCIAL]**³⁶⁶.
543. Não obstante alegar que não foi possível incorporar, para efeitos de ajustamento CMEC, as restrições relacionadas com o fornecimento de reserva secundária para um conjunto de centrais hídricas em regime CMEC da EDP Produção entre 2007 e 2013³⁶⁷, o Consultor apenas quantifica as alegadas perdas da EDP Produção no período 2014-2016, assumindo uma postura puramente especulativa no período 2010-2014³⁶⁸.
544. Em linha com os argumentos *supra* e como documentado nas respetivas atas³⁶⁹, entre 2007 e 2013 a EDP Produção não se pronunciou especificamente sobre potenciais limitações relacionadas com a oferta do serviço de telerregulação pelas centrais em regime CMEC, no âmbito das reuniões anuais da Equipa de Trabalho composta pela REN e pela EDP Produção, para efeitos de determinação do valor da compensação CMEC, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, Anexo 4, n.º 2³⁷⁰.
545. Na mesma linha, como referido³⁷¹, a Comissão Paritária, igualmente composta por elementos da EDP Produção e da REN e responsável por acompanhar questões relacionadas com a interpretação e execução do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, pronunciou-se em apenas uma ocasião, e de forma neutra, especificamente em relação à participação das centrais em regime CMEC no mercado de banda de regulação secundária, **[CONFIDENCIAL]**³⁷².
546. Só após o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, é que a EDP Produção começa a colocar limitações ao modelo VALORÁGUA específicas ao tratamento do serviço de telerregulação, nomeadamente alegando limitações técnicas intrínsecas ao modelo VALORÁGUA que não permitem o cumprimento integral das restrições impostas em telerregulação.³⁷³ A este respeito, esclareceu a REN, na sua referida resposta de 21 de junho de 2018, que “(...) *as energias*

³⁶⁵ O ponto 2.3.2. do Manual de Procedimentos da Revisibilidade CMEC descreve a forma de modelização do fornecimento de serviços de telerregulação pelas centrais hidroelétricas:

a) Nos períodos em que ocorreu telerregulação nos 1.º, 2.º e 3.º postos horários, limitou-se a potência disponível à potência verificada; se a telerregulação ocorreu nos 4.º e 5.º postos horários, impõe-se uma potência correspondente à soma da base de telerregulação com a correspondente energia de regulação;

b) Nos períodos em que não houve telerregulação mas o produtor ofereceu banda de regulação e caso coincida com os 1.º, 2.º e 3.º postos horários, limita-se a potência disponível a um valor correspondente à potência máxima deduzida de metade da potência da banda;

c) Em todos os outros períodos, não foi imposta qualquer restrição.

³⁶⁶ Vide nota de rodapé 55 (p. 54) do 1.º Estudo Compass.

³⁶⁷ Vide o ponto 3.38 do 1.º Estudo Compass.

³⁶⁸ Vide os pontos 3.42 a 3.44 do 1.º Estudo Compass.

³⁶⁹ Vide os parágrafos 265 e 267 *supra*.

³⁷⁰ **[CONFIDENCIAL]** [vide o ficheiro Acta_1ªReunião de Coordenação_06 de dezembro 2012_vfinal.pdf, que consta da pasta Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/Revis.2012 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423)]. Note-se que esta questão levantada pela EDP não é exclusiva das centrais CMEC, mas antes transversal a todas as centrais, e alheia à discussão sobre a incorporação do fornecimento de telerregulação no modelo VALORÁGUA (vide o parágrafo 513 *supra*).

³⁷¹ Vide o parágrafo 264 *supra*.

³⁷² Ata da Reunião de 28 de outubro de 2010, ponto 7, alínea b). Vide o ficheiro Ata 19ª reunião.pdf, que consta da pasta Anexo 2(i) /Atas Com.Parit do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

³⁷³ Vide o parágrafo 266 *supra*.

identificadas como incumprimentos não correspondem a perdas de produção, mas sim a uma diferente distribuição da mesma energia por outros postos horários ou semanas”.

547. Por fim, a hipótese considerada pelo Consultor de que as centrais CMEC operam no mercado diário mesmo quando o preço associado se encontra abaixo dos custos variáveis (denominado “*out of the money*”) carece de qualquer argumento de racionalidade económica que permita enquadrar uma estratégia desta natureza, pelo que não pode, sem mais, ser aceite como parte da justificação da estratégia de colocação de ofertas da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária.
548. No caso em concreto das centrais em regime CMEC, é difícil antecipar argumentos que permitam reconciliar as alegações da Visada relativa à operação numa situação “*out of the money*” no mercado diário com a estratégia de um operador eficiente e economicamente racional. A fórmula CMEC introduz risco de mercado para o produtor relativamente à oferta no mercado diário, razão pela qual a EDP Produção é incentivada a otimizar a produção das suas centrais e a atuar de maneira eficiente/racional. Mais releva que os resultados apurados pelo Consultor no cenário “*out of the money*” assentam em princípios de *bidding* da EDP Produção que, conforme se demonstrou na secção II.6.2.1. *supra*, carecem de argumentos de racionalidade económica, em particular por terem por base estimativas de custos de produção das centrais hidroelétricas que não se relacionam com os custos dessas centrais, mas antes com os de centrais CCGT que, em momentos de perfil hidrológico favorável, são mais elevados. Adicionalmente, mesmo que em certos momentos se possam ter verificado, por razões não explicadas, situações “*out of the money*”, importa ainda lembrar, a este respeito, que a Auditoria CMEC considerou, nas simulações de um comportamento competitivo e eficiente, tal potencial aspeto do modelo VALORÁGUA nas situações “*out of the money*”, tendo concluído, ainda assim, pela existência de restrição de oferta por parte da EDP Produção³⁷⁴.
549. Por fim, importa esclarecer que as centrais hídricas de fio-de-água não enfrentam, à partida, custos de oportunidade no fornecimento de telerregulação, por não disporem (praticamente) de capacidade de armazenamento para posterior utilização. Nesse contexto, note-se que os resultados apresentados no 1º Estudo *Compass* não são desagregados por central (ou mesmo tipologia), o que, desde logo, não permite verificar a origem dos custos de oportunidade calculados pelo Consultor no cenário “*out of the money*”. Esta realidade é particularmente

³⁷⁴ No Relatório D1, *Appendix B*, ponto B.III, p. 75, o Auditor refere, no pressuposto do cálculo dos custos de fornecimento de reserva secundária, que:

“Para estimar estes custos [de oportunidade], consideramos duas situações diferentes:

- (...).
- *Se a unidade não tiver sido lançada economicamente [i.e., “out of the money”] incluímos um aumento para refletir o custos do aumento da produção de forma não económica (uplift).*
 - *Os custos iniciais: não incluímos estes custos pois não são custos estritamente marginais. Os custos iniciais incorrem quando a unidade arranca e são recuperados durante algumas horas através do total de receitas obtidas em todos os mercados diferentes.*
 - *A perda na geração no ponto de referência de regulação: é calculada como a diferença entre o custo marginal da unidade e o preço do mercado energético. Se a unidade tiver uma carga técnica mínima (os dados da REN confirmam que todas as unidades hidroelétricas e térmicas têm uma carga mínima), irão incorrer em perdas para todos os megawatts que iria produzir até ao ponto de referência de regulação e será necessário recuperar essas perdas no preço pago pela capacidade de reserva. Isto implica que é mais dispendioso fornecer reserva utilizando unidades nesta situação.”.*

relevante se atendermos ao facto de as centrais fio-de-água da EDP Produção terem fornecido, em média, cerca de 50% do total de telerregulação da tecnologia hídrica no período em análise³⁷⁵.

550. Em face do *supra* exposto, não se consideram justificadas, por argumentos compatíveis com a teoria económica, as situações “*out of the money*” descritas pelo Consultor relativas ao funcionamento de centrais CMEC. Não só o Consultor não apresenta um enquadramento que explique as situações “*out of the money*”, como também não se vislumbram quaisquer argumentos que possam sustentar este tipo de estratégia ou a sua relevância na argumentação do Consultor relativamente ao comportamento da Visada.
551. Já as restrições associadas ao fornecimento de telerregulação quando as centrais CMEC estão “*in the money*” encontram-se integralmente refletidas na otimização do modelo VALORÁGUA, conforme é aliás reconhecido pelo próprio Consultor³⁷⁶.

II.6.1.3 Apreciação crítica de argumentos específicos do Consultor

552. Do exposto na secção II.6.1.2. *supra* decorre que o 1º Estudo *Compass* enferma de insuperáveis vícios de análise económica, nos seus pressupostos e elementos essenciais, que tornam insuscetível de acolhimento a teoria desenvolvida pelo Consultor.
553. Ainda assim, importa, igualmente, esclarecer ou infirmar determinadas alegações e argumentos apresentados pelo Consultor ao longo do 1º Estudo *Compass* e cuja refutação não decorre, direta ou totalmente, do que antecede.

II.6.1.3.1 Metodologia utilizada na Auditoria *Brattle*

554. O Consultor tece considerações, em diversos pontos do 1º Estudo *Compass*, à metodologia utilizada pela *Brattle* no âmbito da Auditoria CMEC, alegando que existem diferenças entre, por um lado, a metodologia da Auditoria *Brattle* e, por outro lado, a metodologia usada pelo próprio Consultor, alegadamente assente na estratégia de *bidding* real da EDP.³⁷⁷
555. Em suma, considera o Consultor que a Auditoria *Brattle*:
- a) não considerou o mecanismo de revisibilidade anual CMEC³⁷⁸;
 - b) baseou-se em pressupostos de *benchmark* que não são necessariamente válidos para Portugal³⁷⁹;
 - c) assumiu que a EDP Produção apresenta ofertas de venda para a totalidade da banda de regulação secundária disponível³⁸⁰;
 - d) não teve em conta as diferenças entre os mercados de serviços de sistema em Portugal e em Espanha³⁸¹; e

³⁷⁵ Vide a Tabela 13 *supra*, devidamente adaptada para o período 2010-1º trimestre 2014.

³⁷⁶ Vide o parágrafo 542 *supra*.

³⁷⁷ Vide, em particular, os pontos 4.42 a 4.50 e 5.40 a 5.47 do 1º Estudo *Compass*.

³⁷⁸ Vide, em particular, os pontos 1.10, 1.38 e 5.40 do 1º Estudo *Compass*.

³⁷⁹ Vide, em particular, os pontos 1.24 e 5.43 do 1º Estudo *Compass*.

³⁸⁰ Vide, em particular, os pontos 1.24 e 4.46 do 1º Estudo *Compass*.

³⁸¹ Vide, em particular, os pontos 1.24 e 4.47 do 1º Estudo *Compass*.

- e) não incorporou, na sua análise, a reserva de regulação terciária³⁸².
556. A este respeito, importa notar que grande parte destas alegações tinha sido já apresentada pela EDP Produção em sede de audiência prévia realizada pela DGEG, a coberto do ofício de 8 de setembro de 2017. Na sequência da mesma, por Despacho de 4 de outubro de 2017, o Secretário de Estado da Energia convidou a CA da Auditoria CMEC a responder à pronúncia da EDP Produção, o que foi feito no dia 24 de outubro de 2017³⁸³. Na resposta preparada pela CA, são refutadas as alegações constantes dos pontos a), b), d) e e) *supra*.
557. Nos parágrafos seguintes, procede-se à apreciação de cada um desses pontos, bem como da alegação constante do ponto c) do parágrafo 555 *supra*³⁸⁴.
558. Relativamente à alegação de que a Auditoria *Brattle* não teve em consideração o mecanismo de revisibilidade anual CMEC³⁸⁵, a verdade é que a Auditoria simula a (sobre)compensação das unidades CMEC (e não CMEC) à luz do quadro legal fixado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Neste contexto, o Auditor simulou as quantidades que as centrais CMEC teriam fornecido no mercado de banda de regulação secundária num cenário competitivo (ou seja, que reflete os custos) e calculou os custos de fornecimento de reserva secundária dessas centrais³⁸⁶. Estimadas as quantidades e os respetivos custos de fornecimento, o Auditor construiu dois cenários distintos: o “efeito quantidade”, que mede o impacto da alteração das quantidades tendo como referência os preços reais de mercado, e o “efeito total”, que mede o impacto da alteração das quantidades e dos preços de mercado. Note-se que o “efeito quantidade” é considerado o cenário que melhor se adequa ao critério do Decreto-Lei n.º 240/2004 para o cálculo da compensação global dos CMEC, representando o ajustamento anual CMEC e as simulações do modelo VALORÁGUA, conforme foi, aliás, o entendimento da CA³⁸⁷.
559. Na medida em que reflete um comportamento eficiente e competitivo, é este o contrafactual que deve ser adotado para aferir do comportamento da Visada, não a modelização apresentada pela *Compass Lexecon*, que tem por base hipóteses que (i) incorporam a posição da Visada no mercado e não são enquadráveis no contexto de um agente competitivo, (ii) carecem de justificação de racionalidade económica e apresentam um elevado grau de arbitrariedade (por exemplo, nos pressupostos utilizados para calcular os custos de oferta), (iii) não são acompanhadas de elementos empíricos que sustentem a sua validade (o que é particularmente pertinente face ao desvio que representam face às premissas estabelecidas na teoria económica) e (iv) pressupõem, por definição, precisamente um comportamento de limitação das ofertas das centrais CMEC, através de licitações a preços mais elevados, para reduzir a probabilidade de que entrem a satisfazer a procura.

³⁸² Vide, em particular, o ponto 1.38 e a nota de rodapé 16 do 1º Estudo Compass.

³⁸³ Vide fls. 701-703.

³⁸⁴ Importa lembrar que, como referido no parágrafo 62 *supra*, a Auditoria *Brattle* constituiu um elemento de suporte à análise da AdC, entre muitos outros, não sendo nuclear à apreciação desta Autoridade.

³⁸⁵ Ponto a) do parágrafo 555 *supra*.

³⁸⁶ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, p. 81: “a avaliação final da potencial sobrecompensação é feita ao comparar os resultados do mercado atual com os resultados num cenário de mercado competitivo (que reflete os custos). Como a margem de cada unidade faz a diferença entre as receitas que ganha no mercado de reserva secundária e os custos de prestar o serviço, esta comparação é feita em termos das margens que uma unidade pode obter”. Para calcular os custos de fornecimento de banda de regulação secundária, o Auditor considerou “as simulações baseadas nos custos marginais fornecidos pelo modelo VALORÁGUA” (Relatório D1, p. 85) e “os resultados do modelo VALORÁGUA conforme utilizados para calcular o ajuste anual CMEC” (Relatório D1, p. 84).

³⁸⁷ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, Secção VI, p. 61.

560. Com efeito, note-se, por exemplo, que a hipótese de uma curva de oferta a preços uniformes se distancia daquele que é o formato típico das curvas de oferta nos mercados da energia elétrica, as quais refletem os custos de produção, aproximando-se da “ordem de mérito”. Contudo, o Consultor assume que as centrais da EDP Produção apresentam ofertas de venda em geral ao mesmo preço, ou com reduzidas variações, tendo por base incrementos que não se relacionam com os custos e que apresentam um elevado grau de arbitrariedade.
561. Mais se nota que um agente competitivo licita a oferta das centrais mais eficientes primeiro, a um preço mais competitivo, no sentido de maximizar as suas probabilidades de participação. Já a simulação desenvolvida pelo Consultor assume que a EDP Produção licita a oferta das centrais hídricas, frequentemente mais competitivas, nomeadamente em momentos de perfil hidrológico favorável, ao custo médio das centrais CCGT de Lares e Ribatejo, que nesses momentos serão mais onerosas. Este padrão de oferta não é válido para um agente competitivo, antes sendo o reflexo do poder de mercado da EDP Produção, a qual apenas pode adotar este tipo de estratégia porque a respetiva oferta é essencial à satisfação da procura e tem a capacidade de influenciar, de forma significativa, o resultado do mercado³⁸⁸.
562. O exposto invalida a pertinência da modelização e respetiva simulação apresentadas pela *Compass Lexecon*, já que as mesmas e os pressupostos em que assentam não representam o contrafactual adequado para aferir do comportamento da Visada.
563. Relativamente a esta alegação corrobora-se a posição da CA:
[CONFIDENCIAL].³⁸⁹
564. Não pode, portanto, proceder a alegação do Consultor relativamente à desconsideração da revisibilidade anual CMEC pela Auditoria *Brattle*.
565. Relativamente à alegação do Consultor de que a Auditoria *Brattle* se baseia em pressupostos de *benchmark* que não são necessariamente válidos para Portugal para efeitos do cálculo dos custos de fornecimento de banda de regulação secundária³⁹⁰, importa destacar que, conforme referido na secção II.4.4.3. *supra*, a metodologia utilizada na Auditoria CMEC para calcular os custos de oferta de banda de regulação secundária teve por base os custos marginais fornecidos pelo modelo VALORÁGUA para as centrais CMEC e os preços de oferta no mercado diário e no mercado de reserva de regulação terciária (*proxy* dos preços de reserva secundária) para os custos das restantes centrais em mercado³⁹¹. Considerando que a disponibilização de capacidade para oferecer banda de regulação secundária poderia implicar outros custos não previstos no modelo VALORÁGUA, o Auditor calculou tais eventuais custos com base em diretrizes utilizadas por entidades reguladoras dos Estados Unidos, tendencialmente ajustadas ao mercado português e refletidas num prémio de risco de 10 €/MW.
566. No âmbito da metodologia utilizada pelo Auditor, os custos teóricos foram calculados efetivamente por unidade física, em conformidade com a presença de diferentes tecnologias no *portfolio* de centrais da EDP Produção.
567. Já a metodologia utilizada pela *Compass Lexecon* assume um custo médio das centrais CCGT de Lares e Ribatejo para todo o *portfolio* de centrais (inclusive hídricas), pressuposto que carece de

³⁸⁸ Vide a secção II.3 *supra*.

³⁸⁹ Vide a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea d) (fl. 702).

³⁹⁰ Ponto b) do parágrafo 555 *supra*.

³⁹¹ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, *Appendix C*, ponto C.II.2., pp. 86 e 87.

- argumentos de racionalidade económica e que se afasta do comportamento de um agente competitivo e eficiente, antes refletindo o poder da Visada no mercado.
568. À semelhança da posição assumida pela CA³⁹², a utilização do mercado PJM³⁹³ dos EUA como base para o cálculo de um alegado prémio de risco de 10 €/MW não se afigura tecnicamente adequada, por tal não ser representativo do mercado português. Nesse sentido, a CA requereu que a Auditoria *Brattle* incluísse uma análise de sensibilidade ao pressuposto base, nomeadamente introduzindo cenários alternativos, com prémios de risco de 5 €/MW e 0 €/MW. No seu parecer³⁹⁴, a CA referiu que o cenário de risco minorante, assente num prémio de risco de 0 €/MW, poderia ser aquele com maior correspondência à realidade do MIBEL e das centrais CMEC³⁹⁵.
569. Em face do exposto, concorda-se com o argumento do Consultor relativamente a este ponto, o que significa que o valor da sobrecompensação apurado pelo Auditor *Brattle* relativamente às centrais CMEC é ainda mais elevado do que o estimado com base no mercado PJM dos EUA (prémio de risco de 10 €/MW).
570. No mais, resulta claro do exposto que os pressupostos para cálculo dos custos de oferta de banda de regulação secundária baseados no modelo VALORÁGUA são os pressupostos adequados ao contrafactual para aferir o comportamento da Visada à luz do comportamento de um agente competitivo e eficiente. Pelo contrário, os pressupostos assumidos pelo Consultor no Estudo *Compass* carecem de racionalidade económica, enfermando de arbitrariedade e incompatibilidade com um comportamento competitivo.
571. Relativamente à alegação de que a Auditoria *Brattle* assume que a EDP Produção apresenta ofertas de venda para a totalidade da banda de regulação secundária disponível, o que não sucede na realidade³⁹⁶, importa referir que a análise desenvolvida na Auditoria CMEC simula a atuação de um operador de mercado competitivo e eficiente, em que este tipo de estratégia não poderia ser incorporado sob pena de não se atingir o objetivo da Auditoria de verificar se as centrais em regime CMEC tinham, ou não, operado em termos competitivos e eficientes no mercado de banda de regulação secundária.
572. Esta alegação do Consultor também não se encontra, portanto, sustentada.
573. O Consultor alega igualmente que a Auditoria *Brattle* não considerou as diferenças existentes entre os mercados de serviços de sistema em Portugal e Espanha, em particular o facto de que as centrais CCGT em Espanha fornecem a maioria do volume no mercado das restrições técnicas e as receitas daí provenientes permitem-lhes recuperar grande parte dos custos da reserva secundária.³⁹⁷ Segundo o argumento do Consultor, a obtenção de lucros no mercado das restrições técnicas conferiria aos operadores espanhóis incentivos para praticar, num mercado paralelo e que com aquele não se relaciona, preços mais baixos do que poderiam obter e, eventualmente, até preços abaixo de custo.

³⁹² Vide a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea e) (fl. 702).

³⁹³ Ou seja, dos Estados da Pensilvânia, (New) Jersey e Maryland.

³⁹⁴ Disponível em:

http://app.parlamento.pt/webutils/docs/doc.pdf?path=6148523063446f764c324679626d56304c334e706447567a4c31684a53556c4d5a5763765130394e4c7a5a4452556c5055433942636e463161585a765132397461584e7a59573876556d56735958544473334a7062334d765530566a4a54497752584e30595752764a5449775257356c636d6470595355794d43306c4d6a425352553476554746795a574e6c636955794d454e424a544977526b6c4f5155786651584e7a615735685a4745756347526d&fich=Par+ecer+CA+FINAL_Assinada.pdf&Inline=true

³⁹⁵ Vide, em particular, a página 11 do parecer.

³⁹⁶ Ponto c) do parágrafo 555 *supra*.

³⁹⁷ Ponto d) do parágrafo 555 *supra*.

574. A verdade é que a teoria económica e a racionalidade dos agentes económicos não encontram nenhum argumento passível de sustentar o racional de uma estratégia de preços desta natureza, que implica sacrifício de lucros num mercado apenas porque o operador consegue obter lucros elevados num outro mercado, independentemente da estratégia do operador de praticar preços mais baixos no mercado paralelo.
575. Com efeito, de acordo com a teoria económica, não existindo externalidades ou interdependência entre dois mercados distintos (pelo lado da procura ou da oferta), a estratégia de otimização da empresa dita que o preço praticado em cada um dos mercados será aquele que permite maximizar o lucro, atendendo às condições da oferta e da procura, apenas naquele mercado concreto. Só existe sacrifício de lucros no presente se tal conduzir, necessariamente, a um aumento dos lucros no futuro.
576. Nesse sentido, o argumento de que os preços das ofertas de venda das CCGT em Espanha não podem ser comparados com os preços das ofertas de venda das CCGT em Portugal porque as primeiras recuperam parte dos custos de fornecimento de telerregulação nas receitas do mercado das restrições técnicas não tem sustentação do ponto de vista económico e não pode ser considerado como válido para afastar a comparação entre os preços das CCGT nos dois países.
577. Acresce que, além de a comparação com Espanha não ser o elemento determinante da Auditoria *Brattle*, apesar das diferenças no *mix* energético entre ambos os países, a semelhança operacional e técnica entre ambos os sistemas elétricos não pode deixar de tornar a comparação com Espanha um *benchmark* adequado, como reconhecido no próprio Despacho n.º 4694/2014, que fixou um limite de preços baseado nos preços verificados no mercado espanhol³⁹⁸.
578. Finalmente, no que respeita à alegação de que a Auditoria *Brattle* não incorpora a reserva de regulação terciária³⁹⁹, deverá dizer-se que tal não corresponde à verdade.
579. Efetivamente, a Auditoria *Brattle* estima o custo de oportunidade das centrais⁴⁰⁰, considerando que o mesmo “*pode surgir em relação a:*
- *O mercado energético padrão (mercados diários e intradiários).*
 - *Os mercados em tempo real, tal como regulação terciária e restrições técnicas em tempo real.*
- O custo de oportunidade associado ao mercado de reserva terciária pode surgir pois, embora a energia programada seja paga ao mesmo preço que a regulação secundária, a probabilidade de ser despachado – e o volume de receitas recebidas – varia entre os dois serviços de sistema.”.*
580. No mesmo sentido pronunciou-se a CA em resposta às alegações da EDP em sede de audiência prévia:
- [CONFIDENCIAL]**⁴⁰¹.
581. Em face do exposto, a alegação do Consultor não é compatível com os dados obtidos no processo.

³⁹⁸ Vide o parágrafo 414 *supra*.

³⁹⁹ Ponto e) do parágrafo 555 *supra*.

⁴⁰⁰ Vide Auditoria CMEC, Relatório D1, *Appendix B*, ponto B.III, p. 74.

⁴⁰¹ Vide a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea b) (fl. 701).

II.6.1.3.2 Conclusões do Sumário Executivo do 1.º Estudo *Compass*

582. O Sumário Executivo (Secção 1) do 1.º Estudo *Compass* tece algumas considerações que não podem proceder, nos termos seguintes.

II.6.1.3.2.1 Refutação da alegação de existência de capacidade significativa dos concorrentes que excede a procura da REN

583. Na descrição das centrais disponíveis para fornecer telerregulação, o Consultor alega, no ponto 1.4 do 1.º Estudo *Compass*, que, apesar de a EDP Produção concentrar grande parte da banda de regulação secundária disponível, nomeadamente através das suas centrais hidroelétricas em regime CMEC e das duas centrais CGGT de Lares e Ribatejo, “*outros participantes no mercado também detêm capacidade significativa de banda de regulação secundária, muitas vezes excedendo a procura da REN*” (tradução da AdC).

584. Relativamente a esta alegação, compete esclarecer que a capacidade instalada não é a dimensão pertinente para aferir se a capacidade disponível dos concorrentes para fornecer banda de regulação secundária é suficiente para satisfazer a procura da REN. São condições necessárias para fornecer banda de regulação secundária que a central (i) esteja em funcionamento, ou seja, tenha contratado energia nos mercados organizados, e (ii) esteja habilitada a prestar o serviço de telerregulação, podendo cumprir os requisitos técnicos deste serviço (incluindo os mínimos e máximos técnicos de potência)⁴⁰².

585. Por outro lado, note-se que, no período entre janeiro de 2010 e março de 2014, a banda de regulação secundária oferecida pelos concorrentes da EDP Produção (Iberdrola, REN Trading e Endesa) foi superior às necessidades de reserva da REN em apenas 0,07% das horas⁴⁰³.

II.6.1.3.2.2 Esclarecimento da composição da Comissão de Acompanhamento da Auditoria CMEC

586. É indicado no ponto 1.7 do 1.º Estudo *Compass* que a CA da Auditoria CMEC era composta pela REN, ERSE, AdC e DGEG.

587. Importa esclarecer que, em nenhum momento, a REN fez parte da CA. Note-se que os cinco elementos que compõem a CA encontram-se definidos no Despacho n.º 10622/2014, de 18 de agosto, do Secretário de Estado da Energia: dois integrantes da DGEG (um dos quais preside à Comissão), um membro integrante da ERSE, um membro integrante da AdC e um membro integrante da Comissão de Auditoria da REN (CAREN).

588. O membro da CAREN não integrava a estrutura da REN, sendo, pelo contrário, representante do Gabinete do Secretário de Estado da Energia⁴⁰⁴. A REN não era, portanto, membro integrante da CA da Auditoria CMEC.

⁴⁰² Vide a secção II.2.2.2 *supra*.

⁴⁰³ De acordo com os dados publicamente disponíveis na página da REN na Internet.

⁴⁰⁴ Vide Contracapa do Parecer da CA: o Dr. Francisco Gregório desempenhou funções na CA até outubro de 2015 enquanto membro da CAREN.

II.6.1.3.2.3 Resposta à alegação de que, em média, a oferta da EDP Produção foi superior à procura da REN

589. No ponto 1.20 do 1.º Estudo *Compass*, o Consultor alega que, no período da respetiva análise, “em média, o volume das ofertas de venda da EDP foi sempre superior ao volume da procura da REN e apenas em 1-3% do total das horas os volumes oferecidos pela EDP ficaram abaixo da procura da REN” (tradução da AdC)⁴⁰⁵.
590. Como ponto prévio, importa sublinhar que esta alegação não invalida nem coloca em causa o comportamento da Visada que é objeto da presente Decisão e que consistiu na limitação da oferta de capacidade de telerregulação das centrais CMEC para desviar o fornecimento de telerregulação para as centrais em regime de mercado, tendo como efeitos a sobrecompensação da EDP Produção no âmbito da revisibilidade CMEC e o aumento do nível do preço do serviço.
591. Por outro lado, note-se que o período analisado pelo Consultor (janeiro de 2010 a março de 2014) não está alinhado com o período coberto pela Auditoria CMEC (janeiro de 2008 a março de 2014).
592. Em todo o caso, segundo os dados publicados na página da REN na Internet, no referido período de janeiro de 2010 a março de 2014, as ofertas submetidas pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária foram inferiores à quantidade procurada pela REN em cerca de 6% das horas. Os valores de suboferta da EDP Produção apresentados pelo Consultor encontram-se, nessa medida, subestimados.
593. Acresce que, conforme se demonstrou na secção II.5.1*supra*, a capacidade de reserva secundária oferecida no mercado de banda de regulação secundária, durante grande parte de 2008 e até julho de 2009, foi insuficiente para cumprir as necessidades de reserva do GGS, obrigando, igualmente, em outubro de 2009, a aumentar a quantidade de reserva obtida no mercado, em resultado de reclamações dos Gestores de Sistema vizinhos (Espanha e França) relacionadas com a qualidade da regulação de frequência do SEN, a qual depende da qualidade e quantidade de banda de regulação secundária fornecida em Portugal.

II.6.1.3.3 Conclusões da Secção 4 do 1.º Estudo *Compass*

594. Na Secção 4 do 1.º Estudo *Compass*, o Consultor analisa os princípios de *bidding* da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária. De seguida, explicitam-se os pontos cuja refutação não decorre já diretamente do que antecede.

II.6.1.3.3.1 Oferta de banda de regulação secundária adicional

595. Ao analisar o volume total de ofertas de venda submetidas pela EDP Produção, o Consultor alega que, entre o final de 2011 e o final de 2012, a REN solicitou à EDP Produção que oferecesse banda de regulação secundária adicional, tendo a EDP Produção fixado um preço equivalente a **[CONFIDENCIAL]** para a banda de regulação secundária oferecida, naquele período, acima do volume de banda padrão⁴⁰⁶.
596. Caso o Consultor se esteja a referir à contratação de banda extraordinária, cumpre notar que a REN, na sua função de GGS, pode contratar banda extraordinária aos operadores para equilíbrio do SEN, sendo que o respetivo processo de contratação baseia-se na curva das ofertas (preço-

⁴⁰⁵ *Vide*, igualmente, o ponto 4.8 do 1.º Estudo *Compass*, que reitera a mesma conclusão.

⁴⁰⁶ *Vide* o ponto 4.7 do 1.º Estudo *Compass*.

quantidade) submetidas pelos operadores nos leilões diários do mercado de banda de regulação secundária. A formação do preço segue os mesmos princípios do mercado de banda de regulação secundária, sendo o preço marginal igual ao preço do último bloco de oferta que cumpre a procura requerida, acrescido de um prémio. Tal significa que a REN não solicita aos operadores em geral, ou à EDP Produção em particular, que ofereçam banda de regulação secundária adicional àquela que já submeteram no leilão diário. Já a indicação de um preço equivalente a **[CONFIDENCIAL]** para a banda de regulação secundária oferecida acima do volume de banda padrão é inconsistente com a referência, no ponto 4.3 do 1.º Estudo *Compass*, a preços máximos da EDP Produção **[CONFIDENCIAL]**.

597. Por outro lado, caso o Consultor pretenda referir que, entre o final de 2011 e o final de 2012, a REN necessitou de banda adicional para além da contratada nos leilões diários, mas não tinha ofertas dos operadores para além da quantidade já contratada, à semelhança do que sucedeu em 2008 e 2009, então a própria referência por parte do Consultor a um preço de **[CONFIDENCIAL]** da EDP Produção é consistente com a conclusão da análise da AdC de restrição da oferta de capacidade de telerregulação que originou uma subida dos preços no mercado de banda de regulação secundária.

II.6.1.3.3.2 Concretização das diferenças de preços nas ofertas da EDP Produção

598. Na análise das curvas de oferta da EDP Produção, o Consultor conclui que, excluindo as referidas ofertas a **[CONFIDENCIAL]** no período entre o final de 2011 e o final de 2012, a diferença de preço entre a oferta mais alta e a oferta mais baixa da EDP Produção não ultrapassou 5 €/MWh em cerca de 75% das horas⁴⁰⁷.
599. Relativamente a este ponto, importa referir que, na medida em que o procedimento de contratação de banda extraordinária não diverge do funcionamento dos leilões diários de banda de regulação secundária⁴⁰⁸, não faz sentido excluir da análise o período entre o final de 2011 e o final de 2012.
600. Considerando todo o período em análise pelo Consultor (janeiro de 2010 a março de 2014), como já referido⁴⁰⁹, por um lado a percentagem de horas em que a diferença entre o preço máximo e o preço mínimo das ofertas da EDP Produção não ultrapassou 5 €/MW desce para 69% e, por outro lado, verifica-se que, no remanescente 31% das horas, a diferença de preços variou entre 5,01 e 785,01 €/MWh, em linha com a prática identificada de oferta de telerregulação das centrais CMEC a preços instrumentais.

⁴⁰⁷ Vide o ponto 4.9 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴⁰⁸ Vide o parágrafo 596 *supra*.

⁴⁰⁹ Vide a secção II.6.1.2.1.4 *supra*.

II.6.1.3.3.3 Comparação de preços entre Portugal e Espanha

601. Nos pontos 4.19 a 4.23 do 1.º Estudo *Compass*, o Consultor procede à comparação entre os preços das ofertas de banda de regulação secundária da EDP Produção em Portugal e os preços das ofertas de banda de regulação secundária em Espanha, entre janeiro de 2010 e março de 2014.
602. Sem prejuízo do interesse e viabilidade desta comparação, como melhor se verá adiante⁴¹⁰, a forma como o Consultor procede à mesma afigura-se viciada de vários erros metodológicos.
603. Além do já exposto relativamente ao nível de preço das centrais CCGT em Espanha⁴¹¹ e ao alegado preço máximo de oferta da EDP Produção ([CONFIDENCIAL])⁴¹², importa referir que a Figura 10 do Estudo *Compass* – que ilustra os preços (em €/MW) das ofertas da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal comparativamente aos preços das ofertas das centrais CCGT e das centrais hidroelétricas em Espanha – apresenta inconsistências. Desde logo, de acordo com o ponto 4.20 do 1.º Estudo *Compass*, a comparação é estabelecida entre o preço médio das ofertas da EDP Produção aceites no mercado de banda de regulação secundária e os preços médios das ofertas de banda de regulação secundária submetidas (mas não necessariamente aceites) em Espanha. Por outro lado, a fonte da Figura remete para a página do OMIE na Internet, mas a mesma não tem dados sobre os preços das ofertas no mercado de banda de regulação secundária, seja em Espanha seja em Portugal.
604. Relativamente à conclusão de que, fornecendo as centrais CCGT a maioria do volume a subir no mercado das restrições técnicas em Espanha, uma comparação relevante entre Portugal e Espanha deverá ter por objeto os preços das ofertas das centrais hidroelétricas nos dois países⁴¹³, importa lembrar⁴¹⁴ que, segundo o Consultor, o preço de referência utilizado pela EDP Produção para todo o seu *portfolio* de centrais (inclusive as hídricas) tem por base os custos de fornecimento de reserva secundária de uma central CCGT⁴¹⁵, pelo que os preços das ofertas de venda das suas centrais hidroelétricas não podem ser comparáveis com os preços das ofertas daquela tecnologia em Espanha. Acresce que a referência ao mercado de restrições técnicas em Espanha distorce a análise apresentada pelo Consultor, na medida em que o mecanismo de restrições técnicas, utilizado para resolver as restrições de rede internas, é muito frequente em Espanha mas raro em Portugal⁴¹⁶.

II.6.1.3.4 Conclusões da Secção 5 do 1.º Estudo *Compass*

605. Na Secção 5 do 1.º Estudo *Compass*, o Consultor analisa o impacto que a estratégia de *bidding* das centrais CMEC da EDP Produção teve no mercado de banda de regulação secundária, verificando se as respetivas ofertas de venda são consistentes com a concorrência, à luz, por um lado, da (in)consistência entre as ofertas de venda e os respetivos custos e, por outro lado, dos efeitos nos lucros da EDP Produção e no bem-estar dos consumidores.
606. A análise do Consultor é refutada pelo exposto na secção II.6.1.2 *supra*. Seguem-se, no entanto, considerações adicionais que sustentam o anteriormente concluído.

⁴¹⁰ Vide a secção II.6.2.2.2.1 *infra*.

⁴¹¹ Vide os parágrafos 573-577 *supra*.

⁴¹² Vide a secção II.6.1.2.1.5 *supra*.

⁴¹³ Vide os pontos 4.22 e 4.23 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴¹⁴ Vide a secção II.6.1.2.1.3 *supra*.

⁴¹⁵ Vide os pontos 4.10 a 4.41 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴¹⁶ Vide, no mesmo sentido, a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea f) (fls. 702-703).

II.6.1.3.4.1 Inconsistência entre os preços das ofertas de reserva secundária e os custos associados

607. O Consultor reconhece que, em alguns casos, a curva da oferta da EDP Produção assentou em vários incrementos significativos no preço, hipóteses em que o preço das ofertas de venda das centrais CMEC poderá ter ficado substancialmente acima do preço das ofertas das centrais não CMEC.⁴¹⁷
608. Esta afirmação é consistente com a análise efetuada na secção II.4.3.2 *supra*, na qual se demonstrou que a EDP Produção ofereceu capacidade de telerregulação das suas centrais CMEC a preços instrumentais – comportamento que teve maior expressão no período entre 2011 e 2013, em que a taxa de sucesso das ofertas das centrais CMEC variou entre 9% e 29%, em contraste com taxas de sucesso entre 55% e 89% das centrais não CMEC⁴¹⁸ –, o que resultou na menor utilização da capacidade de telerregulação das centrais CMEC e na consequente entrada de centrais térmicas, menos eficientes, a preços mais elevados, tendo por efeito a subida dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental acima do nível competitivo, com ganhos para a EDP Produção e em prejuízo dos consumidores.
609. Não obstante reconhecer tal comportamento, o Consultor alega, no ponto 5.9 do Estudo *Compass*, que “[e]m resultado do mecanismo de ajustamento CMEC, o fornecimento de reserva secundária por uma unidade CMEC traduz-se numa perda, independentemente do nível de preço da sua oferta e do preço final no mercado. Para evitar tal custo, a unidade precisaria de fazer uma oferta de venda no mercado de banda de regulação secundária em termos que garantam que a oferta não será aceite” (tradução da AdC). Conclui o Consultor, no ponto 5.10, que “dependendo se se consideram os incentivos CMEC ou não, o custo marginal da banda de regulação secundária das unidades CMEC pode situar-se num intervalo muito amplo entre o custo de referência da banda de regulação secundária do portfolio da EDP e um nível muito mais elevado que garante que a oferta não será aceite. As ofertas reais da EDP para as unidades CMEC estão dentro desse intervalo e geralmente no limite inferior. Em muitos casos, o preço das ofertas das unidades CMEC está próximo do preço da oferta de outras unidades submetidas, ou apresenta um prémio relativamente reduzido comparativamente aos preços das ofertas das unidades não CMEC” (tradução da AdC).
610. Como demonstrado⁴¹⁹, não é verdade que as centrais CMEC incorram em custos não reconhecidos no mecanismo de revisibilidade CMEC, quando participam no mercado de banda de regulação secundária.
611. Por outro lado, não se afigura razoável a qualificação dada pelo Consultor de que os preços das ofertas das unidades CMEC apresentam um “prémio relativamente reduzido” face aos preços das ofertas das unidades não CMEC. Desde logo, note-se que o verdadeiro impacto dos prémios (por exemplo, 20% em média no ano de 2012) sempre dependerá do nível do preço base (ou seja, das unidades não CMEC) e das quantidades transacionadas. Acresce que a metodologia de cálculo utilizada, ao excluir os preços das ofertas acima de [CONFIDENCIAL], subestima os resultados (como demonstrado⁴²⁰, a EDP Produção submeteu ofertas a preços que chegaram a ultrapassar 800 €/MW).

⁴¹⁷ Vide os pontos 5.5. a 5.7 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴¹⁸ Vide a Tabela 26 *supra*.

⁴¹⁹ Vide a secção II.6.1.2.2 *supra*.

⁴²⁰ Vide o parágrafo 522 *supra*.

II.6.1.3.4.2 Efeitos nos lucros da EDP e no bem-estar dos consumidores

612. Como referido⁴²¹, para avaliar o impacto da estratégia de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção nos seus lucros e no bem-estar dos consumidores, o Consultor construiu dois cenários teóricos.
613. No Cenário A⁴²², a estratégia de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção, segundo o Consultor, desconsidera os incentivos gerados pela fórmula CMEC, representando, alegadamente, um comportamento irracional. Neste Cenário, o Consultor refere ajustar os preços das ofertas das unidades CMEC para equivalerem aos preços, mais baixos, das ofertas das unidades não CMEC, sendo o ajustamento, porém, limitado às ofertas que estão acima de **[CONFIDENCIAL]** e abaixo de **[CONFIDENCIAL]**.
614. Relativamente aos pressupostos do Cenário A, uma vez que o mesmo desconsidera, alegadamente, os incentivos CMEC, não se compreende, do ponto de vista conceptual, a razão para o Consultor não ter incluído todas as ofertas efetivamente colocadas pela EDP Produção, desta forma introduzindo uma sobrestimação dos preços do mercado de banda de regulação secundária. Por outro lado, também não resulta claro quais as unidades CMEC consideradas pelo Consultor, nomeadamente se a central termoelétrica de Sines está ou não a ser considerada para efeitos de fornecimento de telerregulação, o que tem consequências ao nível da quantidade de banda fornecida e ao nível do preço de mercado.
615. No Cenário B⁴²³, a estratégia de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção representa, segundo o Consultor, um comportamento racional, considerando os incentivos gerados pela fórmula CMEC. Neste Cenário, o Consultor afirma que retira da curva de oferta todas as *bids* de banda de regulação secundária das unidades CMEC e, nos casos em que a quantidade oferecida pelas unidades não CMEC não é suficiente para satisfazer a procura da REN, o Consultor preenche essa lacuna com as ofertas dos concorrentes, assumindo que o preço das ofertas das unidades concorrentes que não apresentaram *bids* no mercado equivale ao preço base (sem *price cap*), correspondente ao custo económico total de fornecer banda de reserva secundária. Existe uma diferenciação entre centrais térmicas e hídricas⁴²⁴.
616. No que diz respeito ao Cenário B, importa notar que o pressuposto usado pelo Consultor na determinação da banda adicional para satisfazer a procura da REN não corresponde à realidade, uma vez que apenas faz sentido considerar o conjunto de ofertas que foram efetivamente submetidas pelos concorrentes no mercado de banda de regulação secundária, ou seja, as ofertas da curva de oferta real.⁴²⁵
617. Acresce que a metodologia utilizada pelo Consultor para calcular os preços das ofertas das centrais hídricas que não participaram no mercado é passível de ser questionada. Concretamente: por um lado, o Consultor incorpora custos que carecem de fundamento técnico-económico,

⁴²¹ Vide o parágrafo 502 *supra*.

⁴²² Vide os pontos 5.14 e 5.15 do 1.º Estudo Compass.

⁴²³ Vide os pontos 5.16 a 5.19 do 1.º Estudo Compass.

⁴²⁴ Os preços das ofertas das centrais hídricas seguem a metodologia utilizada pelo Consultor no ponto 4.36 do 1.º Estudo Compass.

⁴²⁵ Ao considerar igualmente as ofertas dos concorrentes teóricos (não submetidas no mercado), o Consultor desconsidera por completo a energia contratada por aquela unidade no mercado diário, sendo que a unidade pode até nem estar em funcionamento. De igual forma, ao assumir este pressuposto, o Consultor desconsidera as situações em que a oferta total é insuficiente para satisfazer a procura da REN, tal como sucedeu em 2008 e 2009, gerando constrangimentos no equilíbrio do SEN.

nomeadamente custos associados a alegadas perdas de eficiência e a eventuais incumprimentos de banda; por outro lado, o pressuposto de determinação de um preço base para as licitações, por referência, não a estimativas de custos variáveis de cada central, como faz o modelo VALORÁGUA, mas antes por referência aos custos médios de centrais CCGT, cuja tecnologia será frequentemente (quando o perfil hidrológico é favorável) menos competitiva, incorpora na estratégia simulada a posição da Visada no mercado, não refletindo, assim, o comportamento que seria de esperar de um agente eficiente e competitivo e tendendo a sobrestimar os preços das ofertas das centrais hídricas consideradas. Por fim, mais uma vez, também não resulta claro quais as unidades CMEC consideradas pelo Consultor, nomeadamente se a central termoelétrica de Sines está ou não a ser considerada para efeitos de fornecimento de telerregulação, o que tem consequências ao nível da quantidade de banda fornecida e ao nível do preço de mercado.

618. Analisando o impacto no mercado de banda de regulação secundária⁴²⁶, face à situação real, o cenário A determina mais banda fornecida pelas unidades CMEC e menos pelas unidades não CMEC, com um preço de mercado praticamente inalterado (diminuição dos custos do mercado estimados em [5-10] milhões de Euros), ao passo que cenário B determina que a banda é fornecida totalmente pelas unidades não CMEC, com um preço de mercado significativamente mais elevado (aumentos dos custos do mercado estimados em [100-200] milhões de Euros). O Consultor defende que o cenário B, caracterizado pela restrição total da oferta da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, tornando-as ociosas para efeitos do mercado de banda de regulação secundária, seria a estratégia ótima da EDP Produção na ótica de assegurar o retorno dos respetivos investimentos.
619. A respeito do cenário B considerado no 1.º Estudo *Compass* importa esclarecer o seguinte. Em primeiro lugar, a conclusão da estimativa em causa enferma pelos pressupostos de custos adicionais na oferta de banda de regulação secundária, os quais já se demonstrou⁴²⁷ serem inválidos. Em segundo lugar, importa notar que os [100-200] milhões de Euros de lucros adicionais para a EDP Produção que o 1.º Estudo *Compass* estima no cenário B – restrição total da oferta de centrais CMEC na banda de regulação secundária – corresponde a uma estimativa do que a EDP Produção ganharia a mais por simultaneamente beneficiar da remuneração garantida pelos contratos CMEC (resultante dos anteriores contratos CAE), sem contudo participar de todo com as centrais em causa no mercado de banda secundária (assim eliminando a dedução na compensação prevista para a operação das centrais na fórmula de revisibilidade), e desviar toda essa produção para as suas centrais em regime de mercado, beneficiando das receitas que daí adviriam (em adição à remuneração garantida nas centrais CMEC), algo que aliás, apenas lhe seria possível assegurar atendendo à sua posição no mercado. Este duplo pagamento seria suportado pelos consumidores, que pagam, no preço final, quer, por um lado, os custos associados aos contratos que asseguram uma remuneração garantida, na componente da tarifa elétrica associado aos CIEG, quer, por outro, as receitas das centrais em regime de mercado, na componente de energia da fatura de energia elétrica.
620. A análise desenvolvida na presente Decisão⁴²⁸ demonstra que a EDP Produção adotou de facto uma estratégia de restrição parcial da oferta da capacidade de telerregulação das centrais em regime CMEC, com efeitos no preço de mercado próximos daqueles previstos no cenário de restrição total simulado pelo Consultor.

⁴²⁶ Vide os pontos 5.20 a 5.25 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴²⁷ Vide a secção II.6.1.2.2 *supra*.

⁴²⁸ Vide, em particular, a secção II.4 *supra*.

621. O Consultor analisa o impacto nas margens de mercado da EDP Produção, após o cálculo do ajustamento CMEC⁴²⁹, incorporando três componentes: (i) reserva terciária, (ii) perdas de eficiência associadas ao fornecimento de reserva secundária, e (iii) custos de oportunidade associados ao fornecimento de reserva secundária. As duas últimas componentes são ainda segregadas consoante as unidades estejam “*in the money*” ou “*out of the money*”. Face à situação real, o Consultor apurou que, no Cenário A, oferecendo toda a banda de regulação secundária disponível, a EDP Produção teria ganhado menos [50-60] milhões de Euros ([50-60] milhões de Euros referentes às unidades CMEC e [<5] milhões de Euros das unidades não CMEC) e, no Cenário B, restringido totalmente a oferta da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, a EDP Produção teria lucrado mais [100-200] milhões de Euros ([<50] milhões de Euros decorrentes das unidades CMEC e [<100] milhões de Euros das unidades não CMEC).
622. No que respeita à incorporação das referidas componentes, importa retomar alguns dos argumentos anteriormente apresentados.
623. Relativamente às alegadas perdas de eficiência por prestação de serviços de telerregulação, como já referido⁴³⁰, as eficiências médias das centrais CMEC são consideradas pelo modelo VALORÁGUA na determinação da produção ótima e, por outro lado, dependendo do ponto de partida na curva de funcionamento da central e da extensão da variação face a esse ponto, em resultado da telerregulação, pode haver perda de eficiência mas também pode haver ganho de eficiência, o que é ignorado pelo Consultor no seu modelo. Nesse sentido, a incorporação desta componente não se encontra fundamentada.
624. Por outro lado, os resultados apurados pelo Consultor demonstram que as alegadas perdas de eficiência, quando as centrais estão “*in the money*” – único cenário consistente com a teoria económica –, são praticamente marginais.⁴³¹
625. Quanto aos custos de oportunidade, como também já demonstrado⁴³², não merece acolhimento o pressuposto, seguido pelo Consultor, de que o modelo VALORÁGUA não incorpora os custos de oportunidade associados ao fornecimento de telerregulação pelas centrais CMEC. Com efeito, quando as centrais estão “*in the money*”, é o próprio Consultor a demonstrar⁴³³ que o modelo incorpora os custos de oportunidade decorrentes da prestação de serviços de telerregulação.
626. Segundo o Consultor, a maioria dos custos (perdas de eficiência e custos de oportunidade) decorrem do cenário em que as centrais se encontram “*out of the money*”, o que, conforme já demonstrado⁴³⁴, carece de justificação compatível com a teoria e racionalidade económica.

II.6.1.4 Conclusão relativa ao 1.º Estudo *Compass*

627. Por todo o exposto, o Estudo da Consultora FTI *Compass Lexecon Energy*, junto pela Visada ao processo, no dia 23 de maio de 2018, por iniciativa própria, assenta, no essencial, em pressupostos desprovidos de sustentabilidade económica, nomeadamente o princípio, base da sua análise, de acordo com o qual o mecanismo da revisibilidade CMEC não incorpora todos os custos decorrentes da participação no mercado de banda de regulação secundária, o qual é

⁴²⁹ Vide os pontos 5.32 a 5.39 do 1.º Estudo *Compass*.

⁴³⁰ Vide a secção II.6.1.2.2.1 *supra*.

⁴³¹ Vide Tabela 7 (parágrafo 5.33, p. 54) e a Figura 22 (Anexo A, parágrafo A.10, p. 62) do 1.º Estudo *Compass*.

⁴³² Vide a secção II.6.1.2.2.2 *supra*.

⁴³³ Vide Tabela 7 (parágrafo 5.33, p. 54) e a Figura 22 (Anexo A, parágrafo A.10, p. 62) do 1.º Estudo *Compass*.

⁴³⁴ Vide os parágrafos 547-550 *supra*.

refutado pela informação recolhida no processo (em particular, pelos esclarecimentos técnicos da REN, pelas regras vertidas no Manual de Procedimentos de Revisibilidade CMEC, pelas atas das reuniões da Equipa de Trabalho REN/EDP e da Comissão Paritária REN/EDP, pelos resultados da Auditoria *Brattle*, bem como, em certa medida, pelos resultados apurados pela própria *Compass Lexecon*). Destaca-se, em particular, que o modelo utilizado no 1.º Estudo *Compass* gera resultados inconsistentes com as ofertas reais da EDP Produção, nomeadamente com ofertas reais que ultrapassam substancialmente os preços máximos definidos no próprio modelo, concluindo-se, assim, pela sua total invalidade.

628. O referido Estudo não se afigura, por isso, suscetível de servir de justificação para o comportamento da Visada.

II.6.2 Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude

629. A Visada contestou alguns dos factos reportados pela AdC na Nota de Ilícitude relativamente ao comportamento e à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto desse comportamento. A AdC analisou detalhadamente os argumentos expostos pela Visada. Apresenta-se, de seguida, uma síntese dos argumentos da Visada e respetiva apreciação da AdC relacionada com o comportamento (secção II.6.2.1) e com a metodologia de quantificação de impacto do mesmo (secção II.6.2.2).

II.6.2.1 Pronúncia da Visada quanto ao comportamento e respetiva apreciação da AdC

II.6.2.1.1 Síntese dos argumentos da Visada quanto ao comportamento

630. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada EDP Produção contesta as conclusões da AdC relativas ao seu comportamento anticoncorrencial.
631. O principal argumento da Visada para justificar os comportamentos que adotou no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental é a alegada existência de perdas não reconhecidas no modelo de simulação VALORÁGUA subjacente ao mecanismo de revisibilidade dos CMEC. A Visada considera que não implementou uma estratégia de restrição da utilização das centrais CMEC na prestação do serviço de telerregulação, tendo-se limitado apenas a minimizar as perdas decorrentes do mecanismo de revisibilidade⁴³⁵.
632. Em particular, a Visada alega que a simulação com o modelo VALORÁGUA não traduz corretamente em receitas a prestação do serviço de telerregulação pelas centrais CMEC, tratando-se de um problema intrínseco ao modelo, pois a prestação do serviço de telerregulação é modelada *ex post* na simulação como uma restrição à produção das centrais CMEC⁴³⁶. Com efeito, a Visada argumenta que o mecanismo se traduz numa aferição de receitas mais elevadas⁴³⁷.
633. A Visada alega que este problema resulta de (i) energias não cumpridas de telerregulação que são alocadas a postos horários distintos daqueles onde foram efetivamente disponibilizadas e (ii) perdas de eficiência que não são reconhecidas pelo modelo VALORÁGUA.
634. No que diz respeito ao primeiro aspeto, a Visada observa que a base elementar de tempo utilizada no modelo VALORÁGUA não é a hora, mas o posto horário, o que contribui, segundo a Visada, para uma distribuição “artificial” da energia de telerregulação, em que o modelo não aloca as

⁴³⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 70 e § 375.

⁴³⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 301.

⁴³⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 107-116.

- energias de telerregulação às horas em que foram efetivamente disponibilizadas, mas antes a postos horários diferentes. O resultado é a distribuição da energia de telerregulação por postos horários e por semanas com preços distintos e sem correspondência direta com os valores verdadeiramente auferidos pelas centrais. Especifica a Visada que por cada MWh que não respeita as restrições, mínimas ou máximas, por cada posto horário a que a energia é distribuída deverá associar-se um custo de oportunidade de venda dessa energia no mercado diário⁴³⁸.
635. Neste contexto, a Visada refere que antes da revisibilidade de 2010 as potências mínimas impostas ao modelo VALORÁGUA nos 4.º e 5.º postos horários foram as energias horárias a subir da regulação secundária e que se passou a utilizar desde então a base de telerregulação e a energia de regulação secundária para as produções mínimas horárias dos mesmos postos horários, acrescentando ainda que nas centrais de capacidade de bombagem (Aguieira, Frades e Torrão) não são impostas quaisquer produções de telerregulação nos 4.º e 5.º postos horários devido a limitações do modelo VALORÁGUA⁴³⁹.
636. Conclui a Visada do que precede que a alocação de energia por postos horários resulta numa concentração das ofertas de serviços de sistema nas horas de maior remuneração e, conseqüentemente, na devolução de uma receita maior do que a efetivamente obtida, em prejuízo da EDP Produção⁴⁴⁰.
637. A Visada calcula esta perda em cerca de [5-10] milhões de Euros durante o período 2009-2013, estimando que, caso as centrais CMEC tivessem participado mais na prestação de serviço de telerregulação, tais perdas poderiam ter ascendido a [20-30] milhões de Euros no mesmo período⁴⁴¹.
638. No que diz respeito ao segundo aspeto, a Visada alega que o modelo VALORÁGUA não reconhece as perdas de rendimento ou ineficiências dos grupos elétricos. Este argumento, já apresentado no 1.º Estudo *Compass*, é novamente apresentado na Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, com a afirmação que o rendimento obtido do VALORÁGUA é constante e que o coeficiente energético depende do caudal turbinado, da queda e do próprio rendimento. Mais acrescenta a Visada que o modelo VALORÁGUA não tem em conta a perda de eficiência quando as máquinas estão em

⁴³⁸ Vide o 2.º Estudo *Compass*, Anexo A. Vide, igualmente, a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 158: “nas horas de vazio, em que os preços são mais baixos, para mobilizar banda de regulação, a central tem de ser colocada em mercado grossista a produzir num nível intermédio de geração, originando uma perda de receita face às horas de preço mais favorável. Da mesma forma, nas horas de ponta e cheia, em que os preços são superiores, a oferta de telerregulação implica que a central não esteja a produzir e vender a sua potência máxima, conduzindo outrossim a uma perda de receita não auferida em mercado grossista”.

⁴³⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 262-264.

⁴⁴⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 229-231 e 303-307.

⁴⁴¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 72-74.

telerregulação e que a agregação das produções reais nem sempre coincide com a agregação da produção em diferentes patamares de carga e postos horários⁴⁴².

639. A Visada calcula esta perda em cerca de [<5] milhões de Euros durante o período 2009-2013, estimando que, caso as centrais CMEC tivessem participado mais na prestação de serviço de telerregulação, tais perdas poderiam ter totalizado [5-10] milhões de Euros no mesmo período⁴⁴³.
640. A Visada refere ainda o seguinte no sentido de reforçar a existência de falhas do modelo VALORÁGUA:
- i. O Despacho n.º 4694/2014 constitui prova de que o modelo VALORÁGUA não é capaz de simular as receitas das centrais CMEC na banda de regulação secundária, sendo que a AdC menciona o n.º 2 do artigo 2.º uma única vez e não faz referência ao respetivo n.º 3⁴⁴⁴;
 - ii. Os relatórios anuais de revisibilidade de 2014 a 2017 demonstram que tanto a REN como a EDP Produção reconhecem que o modelo VALORÁGUA não consegue cumprir totalmente as restrições de telerregulação. Neste contexto, a Visada nota que a própria REN alertou a AdC para a existência de limitações técnicas intrínsecas ao modelo na sua resposta à AdC de 4 de junho de 2018⁴⁴⁵.
 - iii. A Visada desmente ainda só ter começado a apontar as falhas do modelo VALORÁGUA após o Despacho n.º 4694/2014, referindo, em particular, que insistiu que fosse definida uma metodologia de cálculo para os serviços de sistema de bombagem⁴⁴⁶.
641. Argumentando que não existiu qualquer estratégia de restrição da oferta de capacidade de telerregulação ao mercado, a Visada apresenta, ainda, os seguintes argumentos à análise resultante da Nota de Ilícitude:
- i. Deveria ter sido tido em consideração a participação das centrais CMEC na reserva de regulação terciária, na medida em que estas auferiram receitas que foram consideradas no mecanismo de revisibilidade (tal também não foi tido em conta na Auditoria *Brattle*)⁴⁴⁷;
 - ii. A não utilização da central de Sines foi meramente técnica, devido à ausência da realização dos ensaios de funcionamento requisitados à REN por carta da Visada à REN de novembro de 2008⁴⁴⁸, sendo que, em qualquer caso, a central de Sines tem um custo de oportunidade na prestação de banda de regulação secundária superior ao da central a carvão do Pego⁴⁴⁹;
 - iii. No período de 2011-2012 ocorreu um período de seca que restringiu a capacidade de as centrais hidroelétricas fornecerem reserva, sendo que as condições hidrológicas ao longo do ano de 2010 também limitaram as centrais de fio-de-água instaladas na bacia do Douro na prestação de serviços de telerregulação⁴⁵⁰;

⁴⁴² Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 336-342.

⁴⁴³ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 350-352.

⁴⁴⁴ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 117-127, § 141, §§ 280-284, §§ 331-332.

⁴⁴⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 128, § 294 e §§ 324-327.

⁴⁴⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 136-139, §§ 259-260 e §§ 270-277.

⁴⁴⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 378-381.

⁴⁴⁸ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 358-362.

⁴⁴⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 357-367. A Visada acrescenta que mesmo que a central de Sines “estivesse apta a prestar telerregulação antes de 2016, as suas ofertas seriam sempre imateriais de um ponto de vista económico” (vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 406).

⁴⁵⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 416-427.

- iv. Não é possível concluir que o preço de banda secundária seria mais baixo se tivessem sido primacialmente mobilizadas as centrais a fio-de-água do Douro, na medida em que o custo se relaciona com a “*colocação das centrais em cargas intermédias no mercado diário e nas horas de melhor valorização*”⁴⁵¹.
 - v. Por último, a Visada argumenta que “*os preços da banda de regulação secundária foram perfeitamente razoáveis e que não houve qualquer desvio entre custos e preços*”, referindo que as centrais em mercado da EDP Produção registaram resultados globalmente negativos em praticamente todo o período 2009-2013⁴⁵². Neste contexto, a Visada alega de que a AdC se absteve de analisar a relação entre preços e custos de oferta de telerregulação pelas centrais da EDP Produção⁴⁵³.
642. A Visada alega, assim, que as perdas decorrentes da prestação de serviços de telerregulação das centrais CMEC associadas às energias de telerregulação não cumpridas e perdas de eficiência, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, totalizaram [10-20] milhões de Euros. Caso a EDP Produção tivesse aumentado as ofertas de telerregulação pelas centrais CMEC, a Visada alega que estas perdas poderiam ter atingido um valor de até [20-30] milhões de Euros⁴⁵⁴. Mais acrescenta a Visada que as centrais CMEC participaram na reserva de regulação terciária, que resultou, durante o período de 2009 a 2013, num total de receitas devolvidas no âmbito da revisibilidade anual de cerca de [5-10] milhões de Euros. A Visada estima ainda que a conduta gerou um benefício de [<5] milhões de Euros para os consumidores face ao contrafactual de uma maior participação das centrais CMEC na banda de regulação secundária⁴⁵⁵.

II.6.2.1.2 Refutação dos argumentos da Visada quanto ao comportamento

II.6.2.1.2.1 Refutação do contrafactual utilizado na quantificação das alegadas perdas estimadas pela Visada

643. Para estimar o impacto da alegação relativa à restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, a Visada construiu um contrafactual baseado no princípio da determinação de um preço *bid* base a partir dos diversos custos associados ao fornecimento de telerregulação das centrais CCGT, contrafactual que já havia sido utilizado no 1.º Estudo *Compass* para o período de 2010 a 2014, sendo utilizado, novamente, no 2.º Estudo *Compass* para o período 2009 a 2013⁴⁵⁶.
644. Importa notar que o contrafactual e os princípios nos quais o mesmo assenta foram já devidamente analisados e refutados na Nota de Ilícitude, bem como, igualmente na presente Decisão⁴⁵⁷. Não se compreende, por isso, como é que a Visada reitera a apresentação de um contrafactual baseado em princípios já contraditados, sem submeter qualquer fundamento que justifique a sua reavaliação.

⁴⁵¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 456-457.

⁴⁵² Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 437-438.

⁴⁵³ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 456-457.

⁴⁵⁴ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 77 e 350-352.

⁴⁵⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 527-528.

⁴⁵⁶ Vide, nomeadamente, os pontos 2.4, 3.7, 5.5, 5.6 e 5.10 do relatório “*Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência*” de 28 de novembro de 2018 (“2.º Estudo Compass”), junto como Anexo 2 à Pronúncia da Visada e que dela faz parte integrante.

⁴⁵⁷ Vide a secção II.5.2 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.6.1.2 *supra*.

645. Sintetizando tudo o já referido *supra*⁴⁵⁸, o contrafactual apresentado pela Visada é baseado em hipóteses insustentáveis, já que (i) falham em encontrar justificações de racionalidade económica nos pressupostos utilizados para calcular os custos de oferta, (ii) pressupõem o comportamento de restrição das ofertas de capacidade das centrais CMEC e (iii) incorporam o poder de mercado da Visada.
646. Em particular, é despicienda a alegação da Visada relativa à comparação dos mercados de banda de regulação secundária em Portugal e Espanha⁴⁵⁹, quando apresenta uma quantificação que assume, por hipótese, que a única tecnologia de produção em Portugal é a CCGT. Ora, não se compreende que a Visada critique a comparação de preços entre Portugal e Espanha e de seguida apresente uma quantificação em que assume que em Portugal não existiriam hídricas, mas apenas centrais de ciclo combinado.
647. Pelo contrário, a análise desenvolvida na Nota de Ilícitude, e na presente Decisão, com base na comparação de preços e quantidades nas centrais de Bemposta e Picote, permite afastar uma variedade de fatores como sejam as condicionantes tecnológicas ou hidrológicas. Este comparativo utilizado demonstra que o padrão de participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária e os respetivos preços de oferta resultaram da limitação de ofertas pelas centrais em regime CMEC.
648. Nessa medida, não se pode aceitar o contrafactual utilizado pela Visada para aferir do seu comportamento, nem qualquer quantificação que do mesmo advenha.

II.6.2.1.2.2 Refutação da alegação de perdas associadas à prestação de serviços de telerregulação

649. No que diz respeito às alegações da Visada relativas à ocorrência de perdas associadas à prestação de serviços de telerregulação (disponibilização de banda e fornecimento de regulação secundária), decorrentes das simulações do modelo VALORÁGUA, nota-se, em primeiro lugar, que qualquer alegação de perdas financeiras deverá ser devidamente enquadrada no contexto dos procedimentos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC.
650. Neste contexto, importa explicitar um conjunto de pontos relativamente ao modelo VALORÁGUA que subjaz ao mecanismo de revisibilidade dos CMEC.
651. O modelo VALORÁGUA minimiza os custos globais do sistema de produção de energia elétrica tendo em consideração diversos fatores, entre os quais a valorização da água (particularmente, no caso das albufeiras)⁴⁶⁰. Estruturalmente, o modelo opera num mercado teórico de correspondência permanente entre a procura e a oferta e, nessa medida, requer a incorporação de restrições próprias ao funcionamento das centrais, nomeadamente quando estas prestam serviços de sistema.
652. Como já referido na Nota de Ilícitude⁴⁶¹, são várias as referências no Manual de Procedimentos relativas à incorporação dos serviços de telerregulação no mecanismo de revisibilidade dos

⁴⁵⁸ Vide as secções II.6.1.2 e II.6.1.3 *supra*.

⁴⁵⁹ Vide o parágrafo 731 *infra*.

⁴⁶⁰ Vide o parágrafo 242 *supra*.

⁴⁶¹ Vide Secção II.4.1.1.2 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.4.1.1.2 *supra*.

- CMEC⁴⁶². Também o Relatório D1 da Auditoria *Brattle* refere que o fornecimento da reserva secundária é considerado pelo modelo VALORÁGUA na estimação do perfil de geração ótimo das unidades⁴⁶³.
653. A própria Visada admite que são incluídos no modelo VALORÁGUA quer *proxies* dos fornecimentos efetivos de banda de regulação secundária quer restrições mínimas de produção. Veja-se, neste sentido, o 2.º Estudo *Compass*, parte integrante da Pronúncia da Visada, o qual refere que “quando uma unidade disponibiliza banda de regulação secundária, as margens teóricas de mercado calculadas pelo VALORAGUA são superiores às margens reais, independentemente de *proxies* dos fornecimentos efetivos de banda de regulação secundária serem incluídas no modelo VALORAGUA”⁴⁶⁴ [tradução nossa] e que “as restrições mínimas de produção são impostas no modelo VALORAGUA para refletir o fornecimento real de banda de regulação secundária pela EDP”⁴⁶⁵ [tradução nossa].
654. Não se pode, assim, aceitar que o funcionamento do modelo VALORÁGUA, em concreto a necessidade de incorporar restrições de prestação de serviços de telerregulação, possa servir de justificação para o comportamento da Visada. Com efeito, as restrições ou os condicionamentos são incorporados precisamente para assegurar que, se necessário, os custos incorridos pelo produtor são reconhecidos.
655. Mais se acrescenta que o VALORÁGUA foi o modelo escolhido por todos os intervenientes, em particular a EDP Produção, para efeitos de determinação do valor da compensação pela cessação antecipada de cada CAE, sendo devidamente referenciado como tal no Decreto-Lei n.º 240/2004. A Visada tinha conhecimento do funcionamento do modelo em causa e nomeadamente estava ciente que a prestação de serviços de sistema seria modelada *ex post*. Veja-se, a este respeito, o 1º Estudo *Compass*: [CONFIDENCIAL]⁴⁶⁶.
656. Por outro lado, como já indicado na Nota de Ilícitude⁴⁶⁷, entre 2007 e 2013 as atas das reuniões anuais do Grupo de Trabalho composto pela REN e pela EDP Produção para efeitos de determinação da revisibilidade anual dos CMEC não dão conta de qualquer pronúncia da EDP Produção especificamente quanto a limitações associadas à incorporação das energias de telerregulação no modelo VALORÁGUA, à exceção do regime de bombagem, ao passo que a Comissão Paritária apenas se pronunciou em uma ocasião e de forma neutra, especificamente, em relação à participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária.
657. Adicionalmente, quanto à referência ao facto de a telerregulação disponibilizada pelas centrais com bombagem não ser integrada na revisibilidade, importa notar que este se aplica a um subconjunto das centrais hidroelétricas (*in casu* Frades, Aguieira e Torrão), sendo que a central

⁴⁶² Vide EDP/REN, *Procedimentos para o cálculo da Revisibilidade anual dos CMEC (Reservado)*, junho de 2007. Vide o ficheiro PROCEDIMENTOS REVISIBILIDADE CMEC - 08 Junho 2007_FINAL.pdf, que consta do Anexo 1 do CD 1/3, junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

⁴⁶³ Vide Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. 45.

⁴⁶⁴ Vide 2.º Estudo *Compass*, § 1.14.

⁴⁶⁵ Vide 2º Estudo *Compass*, § 3.15.

⁴⁶⁶ Vide 1º Estudo *Compass*, § 3.35.

⁴⁶⁷ Vide §§ 393-394 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a Secção II.6.1.2.2.2 *supra*.

- da Agueira foi transferida para a Iberdrola, a partir de abril de 2009 e por um período de cinco anos⁴⁶⁸.
658. Importa ainda destacar que os procedimentos para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC incorporam um conjunto de fatores que visam precisamente ajustar a produção e as receitas estimadas a eventuais desvios entre a produção real e os resultados de otimização com o modelo VALORÁGUA. Estes fatores beneficiam a Visada no cálculo da revisibilidade anual dos CMEC e, nessa medida, não podem estar omissos em qualquer alegação de perdas associadas à prestação de serviços de telerregulação decorrentes do modelo VALORÁGUA.
659. A este respeito, importa destacar que no cálculo da revisibilidade anual, bem como no cálculo do montante bruto inicial e ajustamento final, aplicam-se coeficientes de ajustamento da produção que reduzem a produção ótima estimada pelo modelo VALORÁGUA. De acordo com o n.º 3 do Anexo IV do Decreto-Lei n.º 240/2004, a produção a considerar no cálculo da revisibilidade anual *“deve ser ajustada em função de um coeficiente que tenha em conta, designadamente, os desvios historicamente verificados entre a produção real e os resultados de otimização com o modelo”*. A Portaria n.º 228/2005, de 28 de fevereiro, nos seus considerandos, esclarece o objetivo da aplicação destes coeficientes de ajustamento da produção: *“em virtude da impossibilidade de um modelo traduzir rigorosamente as condições reais de produção, torna-se necessário, em determinados casos, ajustar a produção para considerar, designadamente, os desvios historicamente verificados entre a produção real e os resultados de otimização com o aludido modelo [VALORÁGUA], mediante um coeficiente de ajustamento da produção de cada centro electroprodutor”*. Com efeito, a referida Portaria estabelece os coeficientes multiplicativos das produções de cada centro electroprodutor a considerar para efeitos de determinação do valor da compensação devida pela cessação antecipada de cada CAE, sendo de 0,99 no caso dos centros hidroelétricos e da central de Sines⁴⁶⁹.
660. Este coeficiente multiplicativo de 0,99 equivale a considerar apenas 99% da produção ótima das centrais hidroelétricas e de Sines em cada ano calculada com base no modelo VALORÁGUA, ou, por outras palavras, a reduzir em 1% o respetivo nível ótimo da produção. A efetiva aplicação deste coeficiente para o período em análise (i.e., 2009 a 2013), que é confirmada pelos Relatórios de Revisibilidade CMEC⁴⁷⁰, terá, assim, compensado a EDP Produção por eventuais perdas financeiras decorrentes da prestação de serviços de telerregulação por parte das centrais CMEC, a verificação das quais não deixará, em todo o caso, de se refutar *infra*.
661. Mais importante, a Portaria n.º 228/2005 esclarece a possibilidade de revisão periódica destes coeficientes de ajustamento da produção, se necessário, de forma a garantir que o ajustamento da produção dos centros electroprodutores se mantém sempre adequado, podendo tal revisão ser requerida, de forma fundamentada, pelas partes dos acordos de cessação dos CAE, incluindo a EDP Produção⁴⁷¹.

⁴⁶⁸ Vide o parágrafo 193 *supra*.

⁴⁶⁹ As restantes centrais têm um coeficiente multiplicativo de produção igual a 1, i.e. as respetivas produções não são ajustadas.

⁴⁷⁰ Conforme informação constante dos Relatórios de Revisibilidade CMEC dos anos 2009 a 2013, este coeficiente foi aplicado às produções simuladas pelo modelo VALORÁGUA relativas às centrais hidroelétricas e à central de Sines para o período 2009 a 2013, tendo apenas não sido aplicado às produções impostas ao modelo VALORÁGUA da central de Sines no período 2010 a 2013. Importa, contudo, notar que estas produções impostas ao modelo da central de Sines correspondem, face ao total das produções simuladas, a apenas [10-20]% em 2010 e [<5]% nos restantes anos.

⁴⁷¹ Vide Artigo 2.º da Portaria n.º 228/2005, de 28 de fevereiro.

662. Apesar da possibilidade de revisão do coeficiente de ajustamento que visava precisamente assegurar que a utilização do modelo VALORÁGUA não seria prejudicial à Visada, a Portaria n.º 228/2005 mantém-se, ainda, em vigor, nunca tendo sido sujeita a alterações. Mais relevante, a EDP Produção confirmou nunca ter desenvolvido quaisquer diligências com vista a requerer a revisão dos coeficientes de ajustamento da produção das centrais CMEC aí previstas⁴⁷², tudo indiciando que o mecanismo de revisibilidade anual não prejudicava o produtor, ao contrário do que a Visada vem agora alegar.
663. Em face do exposto, a conclusão da Autoridade só pode ser a de que qualquer alegação de perda teria de ser devidamente enquadrada no contexto de todos os ajustamentos ao modelo VALORÁGUA acordados entre as partes e que beneficiaram a Visada. No entanto, a Visada apresentou um quadro parcelar, focado apenas em alegadas perdas, sem dar conta de todo o enquadramento, pelo que a argumentação apresentada pela Visada em sede de pronúncia à Nota de Ilícitude quanto a este ponto, em nada altera as conclusões da AdC vertidas na referida Nota de Ilícitude.
664. Por último, importa ainda referir que a própria Visada, na sua Pronúncia⁴⁷³, explica o racional subjacente à sua estratégia de oferta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental e, concretamente, à sua opção de limitar a participação das centrais CMEC no serviço de banda secundária.
665. Refere a EDP Produção⁴⁷⁴:

[CONFIDENCIAL]

666. Destas afirmações da própria Visada resulta um claro objetivo de redução da participação das centrais CMEC, que não tinha em vista minimizar quaisquer perdas, como tenta alegar a Visada, mas antes desviar oferta de capacidade no mercado de banda de regulação secundária para as centrais de mercado, aumentando os lucros destas últimas, e recuperar investimentos, a par do aumento das compensações CMEC. Estas afirmações parecem, assim, confirmar a própria teoria do dano demonstrada pela AdC na presente Decisão.

II.6.2.1.2.3 Refutação da alegação de perdas associadas à distribuição de energia pelo modelo VALORÁGUA

667. A Visada alega que as restrições devidas à imposição das energias de telerregulação (disponibilização de banda e fornecimento de energia de regulação secundária) não foram integralmente cumpridas nos resultados da simulação com o modelo VALORÁGUA, tendo originado perdas financeiras para a EDP Produção.
668. Desde logo, importa referir que este argumento já havia sido exposto no 1.º Estudo *Compass*, tendo o Consultor alegado, nessa sede, que o modelo VALORÁGUA poderia não cumprir integralmente as restrições associadas à telerregulação nos casos em que o modelo, ao otimizar a produção de cada centro electroprodutor, assume que a central não produz por não ser economicamente lucrativo⁴⁷⁵. A *Compass* trata estes casos como se os custos de oportunidade

⁴⁷² Vide a resposta da EDP Produção de 15.07.2019 ao pedido de elementos da AdC de 02.07.2019 (fls. 1161-1162).

⁴⁷³ Vide, concretamente, Anexo 3 à Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude (correspondente a uma apresentação ao Governo em setembro de 2013), pp. 23-24.

⁴⁷⁴ *Idem*.

⁴⁷⁵ Vide 1º Estudo *Compass*, § 3.29.

associados às centrais estivessem, assim, “*out of the money*”⁴⁷⁶, considerando que os custos de oportunidade das centrais quando estão “*in the money*” se encontram integralmente considerados nas simulações do modelo VALORÁGUA⁴⁷⁷.

669. Este argumento já havia sido analisado e refutado na Nota de Ilícitude⁴⁷⁸. Em concreto, a magnitude dos cenários “*out of the money*” traçados e a sua frequência resultam de princípios que, como demonstrado *supra* pela AdC⁴⁷⁹, carecem de sustentação económica, em particular, tendo por base estimativas de custos de produção das centrais hidroelétricas que não se relacionam com os custos dessas centrais e que os sobrestimam em momentos de perfil hidrológico favorável.
670. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, e em particular no 2.º Estudo *Compass*, a Visada vem novamente argumentar que as energias de telerregulação não são devidamente cumpridas nas simulações do modelo VALORÁGUA, já não fazendo, contudo, qualquer referência explícita às situações “*out of the money*”. A ausência de referência explícita às situações de “*out of the money*” na Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude, apesar de implicitamente continuar a utilizar este argumento, levanta sérias questões sobre a clareza e a coerência da argumentação.
671. No demais, considera-se que este argumento já havia sido devidamente analisado e refutado na Nota de Ilícitude, não deixando, ainda assim, a AdC de esclarecer o seu entendimento sobre a quantificação das supostas perdas financeiras que a Visada alega na sua Pronúncia.
672. Em primeiro lugar, com referência à forma de alocação de energia pelo modelo VALORÁGUA, conforme explanado na própria Nota de Ilícitude, o modelo VALORÁGUA não simula cronologicamente o sistema electroprodutor em cada hora do período de simulação, mas sim por postos horários (cinco patamares)⁴⁸⁰. O modelo VALORÁGUA é ajustado dependendo do posto horário no qual a reserva secundária é fornecida. No contexto da revisibilidade anual, “[a] caracterização do perfil da procura de electricidade [é] efectuada através dos diagramas semanais de duração de cargas equivalentes, em 5 patamares (postos horários), que melhor aproximam os valores da potência horárias dos consumos verificados em cada semana. A duração dos postos horários (em % do tempo total de cada semana) e o coeficiente da potência dos postos horários em cada semana (valores relativos às correspondentes potências médias dos consumos semanais) [são indicados em cada relatório anual]”⁴⁸¹.
673. Adicionalmente, existem restrições que são impostas nos postos horários e que visam garantir a exequibilidade da prestação do serviço de banda de regulação secundária. Como já referido na Nota de Ilícitude⁴⁸², o fornecimento de serviços de telerregulação pelas centrais hidroelétricas tem uma regra específica de incorporação no modelo VALORÁGUA, definida nos vários relatórios anuais de Revisibilidade CMEC, subscritos pela REN e pela Visada: “a) Nos períodos em que ocorreu telerregulação nos 1º, 2º e 3º postos horários, limitou-se a potência disponível à potência verificada; se a telerregulação ocorreu nos 4º e 5º postos horários, impõe-se uma potência correspondente à soma da base de telerregulação com a correspondente energia de regulação; b)

⁴⁷⁶ Vide definição na nota de rodapé 330.

⁴⁷⁷ Vide o 1º Estudo *Compass*, nota de rodapé 55. Vide igualmente o § 391 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5.

⁴⁷⁸ Vide Secção II.5.2.2.2 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.6.1.2.2.2 *supra*.

⁴⁷⁹ Vide a secção II.6.1.2.2.2 *supra*.

⁴⁸⁰ Vide Secção II.4.1.1.2 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.4.1.1.2 *supra*.

⁴⁸¹ Vide os Relatórios de Revisibilidade 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013, pp. 19-21.

⁴⁸² Vide o parágrafo 172 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, o parágrafo 263 *supra*.

*Nos períodos em que não houve telerregulação mas o produtor ofereceu banda de regulação e caso coincida com os 1º, 2º e 3º postos horários, limita-se a potência disponível a um valor correspondente à potência máxima deduzida de metade da potência de banda; c) Em todos os outros períodos, não foi imposta qualquer restrição*⁴⁸³. Por conseguinte, a prestação de serviços de telerregulação pelas centrais hidroelétricas será incorporada de forma diferente no modelo VALORÁGUA consoante tenha sido oferecida banda de regulação com telerregulação ou sem telerregulação, bem como dependendo dos postos horários onde terá ocorrido a oferta de banda de regulação.

674. Como *supra* referido⁴⁸⁴, a Visada estima uma perda associada ao custo de oportunidade no mercado diário de cerca de [5-10] milhões de Euros durante o período de 2009 a 2013, acrescentando que, caso as centrais CMEC tivessem participado mais na prestação de serviço de telerregulação, tais perdas no mesmo período teriam sido [20-30] milhões de Euros⁴⁸⁵. Importa, contudo, questionar de que forma é que a Visada quantifica estas alegadas perdas financeiras.
675. Na sua Pronúncia, a Visada parte da premissa de que as energias não cumpridas nas simulações do modelo VALORÁGUA e que tenham ocorrido nos postos horários 4.º e 5.º foram redistribuídas pelo modelo para os postos horários 1.º e 2.º⁴⁸⁶. Neste sentido, a Visada refere que a redistribuição da energia, a verificar-se, seria valorizada a preços tendencialmente mais elevados e originando uma receita estimada superior, uma vez que os postos horários 1.º e 2.º tendem a ser os patamares com preços mais elevados e com quantidades superiores, em termos de contratação no mercado diário⁴⁸⁷.
676. Contudo, colocam-se sérias questões à quantificação pela Visada do valor dessas alegadas energias não cumpridas, já que não lhe seria possível identificar o posto horário para o qual teriam sido realocadas. Importa recordar que o *output* do modelo VALORÁGUA consiste nas quantidades simuladas por semana e por posto horário e, nessa medida, não se afigura possível determinar de forma robusta para que posto horário nessa mesma semana seriam redistribuídas as alegadas energias não cumpridas.
677. A este respeito, importa referir que este argumento das energias não cumpridas em relação à telerregulação no modelo VALORÁGUA não se encontra explicitado nas atas das reuniões anuais do Grupo de Trabalho composto pela REN e pela EDP Produção antes de 2014, nem nas atas das reuniões da Comissão Paritária entre a REN e a EDP Produção.
678. Este argumento apenas passa a ser considerado nos Relatórios de Revisibilidade após a entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, que veio introduzir uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a ter em conta para efeitos de revisibilidade CMEC, bem como um limite administrativo ao preço da banda de regulação secundária. A título exemplificativo, no Relatório de Revisibilidade CMEC de 2014, apresentam-se *“as restrições devidas à imposição das energias de telerregulação (banda e energia de regulação secundária)*

⁴⁸³ Vide o ficheiro Documento_Ajustamento CMEC_2015_versão final.pdf, que consta do Anexo 2(v) do CD 1/3, junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

⁴⁸⁴ Vide o parágrafo 637 *supra*.

⁴⁸⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 308-318.

⁴⁸⁶ Vide, em particular, o § 3.17 do 2º Estudo Compass: “[a] perda é calculada através da análise do volume de energia que necessita de ser modificado para cada central em cada semana de forma a satisfazer as restrições de produção mínimas e máximas. Em resultado, a diferença entre as margens obtidas com e sem a modificação do volume de energia é a perda para a EDP” [tradução nossa].

⁴⁸⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 298-307.

nas centrais hidroelétricas que não foram integralmente cumpridas nos resultados da simulação com o modelo Valoragua, totalizando [100-500] GWh. Estes valores resultam da diferença, por posto horário e semana (a partir da semana 14), entre as energias mínimas resultantes das restrições e a produção obtida na simulação para o mesmo período”⁴⁸⁸. O Relatório não apresenta, contudo, os efeitos correspondentes ao não cumprimento das restrições, sendo tal ausência de quantificação dos efeitos indicativa da dificuldade de eventual quantificação das energias de telerregulação não integralmente cumpridas.

679. A quantificação apresentada pela Visada das alegadas perdas financeiras de € [5-10] milhões durante o período de 2009 a 2013, decorrentes da alocação de energias de telerregulação têm, como tal, natureza especulativa, e apenas poderá ter por pressuposto a hipótese que mais sobrevalorizaria as suas alegadas perdas, nomeadamente assumindo que as quaisquer energias não cumpridas seriam redistribuídas de períodos onde os preços são, em média, mais reduzidos para os períodos onde os preços são, em média, mais elevados.
680. Adicionalmente, na sua Pronúncia, a Visada ignora o facto de o 2.º Estudo *Compass* referir não somente alegadas perdas mas também possíveis ganhos⁴⁸⁹. Caso as energias de telerregulação em períodos de preços mais elevados fossem alocados a períodos de preços mais baixos, as receitas estimadas seriam então menores, beneficiando a EDP Produção na revisibilidade anual.
681. Por outro lado, a estimativa das alegadas perdas financeiras resultantes de uma maior participação das centrais CMEC, desenvolvida pela Visada, apresenta inconsistências. A Visada estima que, caso as centrais CMEC tivessem participado mais no mercado de banda de regulação secundária, durante o período de 2009 a 2013, as alegadas perdas financeiras ascenderiam a um total de € [20-30] milhões. Note-se, contudo, que esta estimativa é baseada numa extrapolação dos anos de 2010, 2012 e 2014 para o período de referência 2009-2013, levantando questões sobre, por um lado, a utilização da extrapolação através de uma média simples em oposição ao cálculo do período em causa e, por outro lado, a própria utilização do ano 2014⁴⁹⁰. A este respeito, importa notar que é a própria Visada que refere a impossibilidade de comparação entre o período de referência (2009 a 2013) e depois de 2013 dada a entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, referindo até que o Despacho “*naturalmente inviabiliza qualquer tentativa séria de cotejo entre um período e outro*”⁴⁹¹. A isto acresce que a quantificação das perdas financeiras para o ano de 2014 é inconsistente nos diversos elementos submetidos pela Visada à Autoridade. Veja-se que na Pronúncia e no 2.º Estudo *Compass*, a Visada quantifica as alegadas perdas financeiras em 2014 num total de € [5-10] milhões⁴⁹², quando no 1.º Estudo *Compass* tais perdas eram quantificadas em € [<5] milhões⁴⁹³.
682. Por último, mesmo que em certos momentos se possam ter verificado energias não cumpridas, importa a este respeito esclarecer que a Auditoria *Brattle* tem em consideração o mecanismo de ajustamento do modelo VALORÁGUA e assume várias hipóteses conservadoras e de salvaguarda que são favoráveis à empresa; mesmo assim, nas simulações desenvolvidas de um comportamento competitivo e eficiente, a Auditoria *Brattle* conclui que existiu restrição de oferta. Entre estas hipóteses, refiram-se: por um lado, o Auditor considerou diferentes prémios

⁴⁸⁸ Vide o Relatório de Revisibilidade CMEC de 2014, p. 48.

⁴⁸⁹ Vide o 2º Estudo *Compass*, Figura 3 (p. 25).

⁴⁹⁰ Vide o 2º Estudo *Compass*, §§ 3.21-3.24.

⁴⁹¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 89 e 621.

⁴⁹² Vide o 2º Estudo *Compass*, § 3.21.

⁴⁹³ Vide o 1.º Estudo *Compass*, Tabela 3 (p. 27).

de risco na sua análise, entre os quais, um prémio de risco de 10 €/MWh, que, segundo a Comissão de Acompanhamento, não corresponde à realidade nacional e sobrestima o risco⁴⁹⁴; por outro lado, no pressuposto do cálculo dos custos de fornecimento de reserva secundária, o Auditor estimou os custos de oportunidade, considerando duas situações, sendo de destacar o cenário “*out of the money*”, na qual foi incluída uma majoração para refletir o custo do aumento da produção de forma não económica⁴⁹⁵.

683. Sem prejuízo da fundamentação *supra*, importa referir que, mesmo tomando por referência, e sem conceder, as alegadas perdas decorrentes da aplicação do modelo VALORÁGUA devem sempre ser contextualizadas considerando, por um lado, os benefícios para a EDP Produção decorrentes da aplicação do coeficiente de ajustamento da produção e, por outro lado, o facto de a Visada nunca ter realizado um pedido formal de revisão do coeficiente de ajustamento da produção cujo objetivo era precisamente assegurar que a aplicação do modelo VALORÁGUA não seria prejudicial à Visada.
684. Por todo o exposto, ao contrário do alegado pela Visada, não se pode concluir que a modelização VALORÁGUA seja prejudicial para o produtor, na medida em que a quantificação apresentada pela Visada é parcial e inconsistente, e teria sempre de ser contextualizada considerando a possibilidade de revisão do coeficiente de ajustamento da produção, que nunca foi solicitado pela Visada.

II.6.2.1.2.4 Refutação da alegação da existência de perdas de eficiências não consideradas no modelo VALORÁGUA

685. Não procede a alegação da Visada de que o modelo VALORÁGUA não reconhece perdas de eficiência resultantes da disponibilização de banda de regulação secundária. Este argumento já havia sido refutado na Nota de Ilícitude⁴⁹⁶ e a Visada, na sua Pronúncia, não apresenta novos argumentos que justifiquem uma alteração de posição da AdC.
686. Desde logo, importa clarificar que o modelo VALORÁGUA faz uma gestão intertemporal da água tendo em consideração as diversas condicionantes de hidraulicidade, o caudal e a cota de albufeira. A este respeito, refira-se a resposta da REN de 21 de junho de 2018 (ao pedido de elementos da AdC de 4 de junho de 2018), a qual refere que “[i]mplicito nestas curvas está a potência que é possível obter para um determinado caudal e uma determinada cota da albufeira pelo que a eficiência associada a cada ponto de operação está incluída”⁴⁹⁷. Nesta medida, o modelo VALORÁGUA tem em consideração a cota inicial e a cota final das centrais dentro dos postos horários, levando em linha de conta as eficiências médias das centrais hídricas. A própria Visada reconhece que o modelo VALORÁGUA incorpora “*eficiências implícitas*”⁴⁹⁸.
687. Em segundo lugar, como referido pela REN na mesma resposta de 21 de junho de 2018, não se pode falar de um verdadeiro custo de eficiência, uma vez que a realidade é que tanto poderão ocorrer perdas de eficiência como ganhos de eficiência. Em particular, a REN refere que “[s]e o

⁴⁹⁴ Vide a Secção 5.4. do Parecer da Comissão de Acompanhamento e, no mesmo sentido, a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea e), (fls. 702-703). Na ótica da Comissão de Acompanhamento, tal prémio de risco deveria ser zero.

⁴⁹⁵ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, Anexo B.

⁴⁹⁶ Vide a Secção II.5.2.2.1 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.6.1.2.2.1 *supra*.

⁴⁹⁷ Vide Resposta da REN de 21/06/2018 ao pedido de elementos da AdC de 04/06/2018, questão 2, p.2 (fls. 638-649).

⁴⁹⁸ Vide o 2º Estudo Compass, § 3.26.

*caudal associado ao ponto de funcionamento num determinado momento estiver à esquerda do ponto de eficiência máxima, situação mais provável numa máquina deste tipo [turbinas tipo Francis], um aumento de caudal aumenta a eficiência e uma redução de caudal reduz essa mesma eficiência. Se estiver à direita do ponto de eficiência máxima será o inverso*⁴⁹⁹. A este respeito, o 1.º Estudo *Compass* reconhecia ser possível obter tanto perdas como ganhos de eficiência, em resultado da disponibilização de banda de regulação secundária, mas não incluía os ganhos de eficiência na análise⁵⁰⁰. A Pronúncia da Visada, bem como o 2.º Estudo *Compass*, são omissos quanto à possibilidade de ganhos de eficiência, não sendo, assim, possível à AdC verificar se, nas quantificações da Visada, cujos princípios já foram refutados *supra*⁵⁰¹, foram considerados eventuais ganhos de eficiência.

688. De acordo com o 1.º Estudo *Compass*, as perdas de eficiência estimadas eram mínimas no cenário “*in the money*”, sendo apenas consideráveis num cenário “*out of the money*”. Na medida em que o 2.º Estudo *Compass* nada diz em contrário, assume-se que os impactos estimados pelo Consultor associados às alegadas perdas de eficiência se verificam maioritariamente num cenário “*out of the money*”. Mais releva que os resultados do 1.º Estudo *Compass* mostravam que os custos médios unitários associados a perdas de eficiências nas centrais CMEC situadas na bacia do Douro eram praticamente nulos, independentemente do cenário assumido (“*in the money*” ou “*out of the money*”). Este facto é particularmente relevante na medida em que estas centrais são as principais unidades a disponibilizar banda de regulação secundária no SEN.
689. Refira-se ainda que a ERSE, em resposta a pedido de elementos da AdC, afirma que “*é de difícil comprovação técnica a existência de perdas de eficiência técnica dos grupos electroprodutores diretamente atribuíveis à participação em mercado de reserva, como de resto foi explicitado pela Comissão de Acompanhamento à auditoria determinada pelo Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril*”⁵⁰². A ERSE remete para o Parecer da Comissão de Acompanhamento, o qual refere que [CONFIDENCIAL]⁵⁰³.
690. Em sede de Pronúncia da Visada sobre o Relatório de Diligências Complementares de Prova, a EDP Produção veio contradizer este entendimento quer da CA quer da ERSE notando que (i) numa perspetiva teórica, a curva de eficiência de uma turbina Francis, identificada na Auditoria *Brattle* e na Nota de Ilícitude, evidencia a existência de uma perda de eficiência; (ii) os resultados do 2º Estudo *Compass* mostram a existência de perdas de eficiência nas centrais CMEC; e (iii) os extratos [CONFIDENCIAL] mostram a existência de perdas de eficiência.
691. Desde logo, refira-se que a Auditoria *Brattle* assumiu que “*o fornecimento de reserva conduz a uma redução da eficiência*”⁵⁰⁴, mesmo reconhecendo que as centrais hídricas nem sempre se encontram a produzir no seu máximo de eficiência e que, em particular no caso de centrais de fio-de-água, uma redução da produção para disponibilizar banda de regulação secundária pode, de facto, aumentar a eficiência⁵⁰⁵. Na sua avaliação, a Auditoria *Brattle* nota ainda que se “*uma unidade hidroelétrica for mais eficiente quando fornece reserva, então o fato de que o modelo*

⁴⁹⁹ Vide Resposta da REN de 21/06/2018 ao pedido de elementos da AdC de 04/06/2018, questão 2, p.2 (fls. 638-649).

⁵⁰⁰ Vide o 1.º Estudo *Compass*, Anexo A, nota de rodapé 61 (p. 62).

⁵⁰¹ Vide secção II.6.1.2.1 *supra*.

⁵⁰² Vide Resposta da ERSE de 06/06/2019 ao pedido de elementos da AdC de 14/05/2019 (fls. 1145-1148).

⁵⁰³ Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, p. 10.

⁵⁰⁴ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. 48.

⁵⁰⁵ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, nota de rodapé 60 (p. 47).

*VALORAGUA se basear nas eficiências médias pode ser favorável para a EDP, pois provoca uma geração global ex-post inferior (para o mesmo consumo de combustível) à geração real*⁵⁰⁶.

692. Todavia, e dada a ausência de curvas de eficiência detalhadas para cada unidade hidroelétrica, a Auditoria *Brattle* utilizou uma *proxy* para incorporar qualquer eventual perda de eficiência na análise, que se traduziu no *“aumento no consumo de combustível da carga máxima para o ponto de referência de regulação multiplicado pelo custo do combustível (ou valor da água) e dividido pela quantidade de reserva oferecida”*⁵⁰⁷. Apesar de considerar que tal não será expectável, a Auditoria *Brattle* assume, portanto, que as unidades hidroelétricas estão a produzir a um nível no qual a eficiência é maximizada, resultando a prestação de telerregulação em perda de eficiência. A Auditoria *Brattle* é, assim, conservadora ao considerar apenas perdas de eficiência na avaliação e quantificação da sobrecompensação.
693. Tal incorporação de perdas de eficiência na Auditoria *Brattle* foi feita, além do mais, em conjunto com a consideração de um prémio de risco de 10 €/MW, o qual, como referido, não se afigura como representativo do mercado português, por sobrestimar o risco⁵⁰⁸. A este respeito, note-se que a própria *Brattle* refere que *“uma vez que a finalidade da legislação CMEC consiste em fornecer unidades com as mesmas receitas que teria obtido com o seu PPA, pode não ser adequado para permitir a inclusão de um prémio de risco”*⁵⁰⁹. No seu conjunto, estas considerações favorecem a Visada, ao sobrerepresentarem os custos da prestação de serviços de telerregulação, o que não impede que, mesmo assim, os resultados da Auditoria *Brattle* se encontrem em linha com a teoria do dano demonstrada pela AdC.
694. No que diz respeito aos extratos **[CONFIDENCIAL]**, importa notar que não se tratam de centrais CMEC, mas sim de grupos geradores que entraram recentemente em serviço. A Visada argumenta que estes extratos podem ser utilizados para extrair o mesmo tipo de conclusões relativamente a centrais em regime de CMEC que utilizam turbinas similares, não apresentando, contudo, informação concreta e demonstrativa dessa inferência. Efetivamente, os resultados do 2º Estudo *Compass* visam demonstrar a existência de perdas de eficiência associadas à prestação de telerregulação nas centrais CMEC. No entanto, e conforme *supra* referido, estes resultados estão sujeitos a inconsistências face aos resultados do 1º Estudo *Compass*, não podendo, assim, a AdC aceitar estes resultados como uma demonstração da existência de perdas de eficiência na prestação de serviços de telerregulação das centrais CMEC.
695. Do exposto conclui-se que não se pode aceitar o argumento de uma perda de eficiência no âmbito da prestação de telerregulação pelas centrais CMEC para tentar justificar a conduta da Visada. Mesmo se considerando, num cenário hipotético, perdas de eficiência associados à prestação de telerregulação das centrais CMEC, os resultados da Auditoria *Brattle* incorporam qualquer eventual perda de eficiência e, mesmo assim, encontram-se em linha com a teoria de restrição de oferta de capacidade, que originou aumentos de preços e prejuízos para os consumidores.

⁵⁰⁶ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, nota de rodapé 62 (p. 48).

⁵⁰⁷ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. 72.

⁵⁰⁸ Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, p. 18: *“conclui-se que o Auditor continua a incluir pressupostos que, na opinião da CA, não são realistas, prejudicando assim a robustez do relatório e a fiabilidade de algumas das suas conclusões”*. Em particular, a Comissão de Acompanhamento questiona a valoração do risco operacional e a existência de desincentivos operacionais, como sejam eventuais perdas de eficiência.

⁵⁰⁹ Vide o Relatório D1 da Auditoria *Brattle*, p. 48.

II.6.2.1.2.5 Refutação da alegação de que o Despacho n.º 4694/2014 constitui prova da existência de perdas ou custos adicionais para a Visada no fornecimento de banda de regulação secundária

696. O Despacho n.º 4694/2014 teve como objetivo corrigir os problemas assinalados pela ERSE e pela AdC no mercado de banda de regulação secundária, concretamente (i) o aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária e, (ii) o comportamento distinto da EDP Produção em termos de prestação do serviço de telerregulação com centrais CMEC e com centrais em regime de mercado, traduzido na subutilização das centrais CMEC para este fim, conforme referido na Nota de Ilícitude⁵¹⁰.
697. Nessa medida, o Despacho n.º 4694/2014 não pode, de forma alguma, ser tido como um reconhecimento, por parte do Governo, da existência de qualquer limitação no modelo VALORÁGUA ou da verificação de perdas ou custos adicionais para a Visada no fornecimento de banda de regulação secundária. O Despacho n.º 4694/2014 representa, sim, um instrumento que o Governo utilizou para procurar corrigir o funcionamento de um mercado, que, comprovadamente gerava custos desnecessários e desproporcionais para os consumidores, em benefício da EDP Produção. A este respeito atente-se no preâmbulo do Despacho n.º 4694/2014, no qual se refere que o mesmo visa “*fomentar comportamentos eficientes e concorrenciais no mercado de serviços de sistema*” e “*criar mecanismos que incentivem uma participação mais ativa das centrais com CMEC no mercado da banda de regulação secundária*”.
698. A avaliação da eficácia do Despacho n.º 4694/2014 demonstra precisamente que o mesmo visou fomentar a concorrência e a eficiência no mercado de banda de regulação secundária, em benefício dos consumidores. Neste sentido, concluiu a Auditoria *Brattle* que o Despacho n.º 4694/2014 “*foi bem-sucedido a incentivar a EDP a fornecer reserva secundária por um custo inferior, removendo as distorções criadas pelo procedimento de ajuste dos CMEC. Também limitou o impacto que o exercício do poder de mercado pode ter limitando o preço pago pela reserva secundária*”⁵¹¹.
699. Acrescente-se que a própria Visada reconhece que podem ser implementados limites administrativos caso seja necessário mitigar o exercício de poder de mercado. Veja-se, neste sentido, o parecer de Álvaro Nascimento, parte integrante da Pronúncia da Visada: “[e]m certas circunstâncias pode ser necessário impor regras para mitigar poder de mercado, como seja, a imposição de preços máximos – «price caps»”⁵¹².
700. Por outro lado, a crítica da EDP Produção, na sua Pronúncia, à referência ao n.º 2 do artigo 2.º do Despacho n.º 4694/2014⁵¹³ uma única vez é inconsequente. O n.º 2 do artigo 2.º do Despacho em nada demonstra que as restrições decorrentes da prestação de serviços de sistema não tenham sido devidamente incorporadas no modelo VALORÁGUA durante o período de 2009 a 2013.

⁵¹⁰ Vide a secção II.4.1.1.4 da Nota de Ilícitude do PRC/2016/5. Vide, igualmente, a secção II.4.1.1.4 *supra*.

⁵¹¹ Vide o Relatório D2 da Auditoria *Brattle*, p. 4.

⁵¹² Vide o Parecer Económico de Álvaro Nascimento, p. 8.

⁵¹³ O artigo 2.º, n.º 2, do Despacho n.º 4694/2014 estabelece que: “A simulação com o modelo Valorágua para efeitos dos ajustamentos anuais, previstos no Decreto-Lei 240/2004, de 27 de dezembro, deve ser efetuada tendo em conta as restrições decorrentes do facto de as centrais estarem a prestar serviços de sistema”.

701. Já o n.º 3 do artigo 2.º do Despacho⁵¹⁴, cuja não referência na Nota de Ilícitude é igualmente objeto de repetida crítica da Visada, é uma norma programática, que em nada altera a análise da AdC e que nunca poderia ser interpretada como um reconhecimento das alegadas perdas decorrentes do modelo VALORÁGUA. Este preceito respeita à possibilidade de restrições não serem contabilizadas no modelo VALORÁGUA, apenas se justificando com o levantamento de exposições da EDP Produção⁵¹⁵, em setembro de 2013, após o Estudo da ERSE de março de 2013 e o projeto de recomendação da AdC, os quais culminaram na intervenção do Governo em abril de 2014. Aliás, e como *supra* referido⁵¹⁶, não se identificou nas atas do Grupo de Trabalho entre a REN e a EDP Produção, no período que antecedeu o Despacho n.º 4694/2014, qualquer referência específica à necessidade de se contabilizarem nos relatórios de revisibilidade limitações do modelo VALORÁGUA respeitantes à telerregulação, como passou a ser feito a partir da implementação do Despacho.
702. Adicionalmente, e conforme a resposta da REN de 21 de junho de 2018 ao pedido de elementos da AdC de 4 de junho de 2018, o apuramento de eventuais efeitos correspondentes ao não cumprimento das restrições deverá ser efetuado nos termos a regulamentar pelo membro do Governo responsável para área da energia, ao qual não se procedeu até ao momento⁵¹⁷. Aliás, a própria Visada confirma este ponto na Pronúncia à Nota de Ilícitude⁵¹⁸.

II.6.2.1.2.6 Refutação da alegação de que a EDP Produção havia já alertado para as limitações do modelo VALORÁGUA

703. A Visada refere na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude de que foi apenas em finais de 2008 que acordou com a REN a metodologia de tratamento das restrições dos serviços de sistema⁵¹⁹. Por outro lado, contesta a alegada conclusão da Nota de Ilícitude de que a EDP Produção apenas começou a colocar obstáculos às limitações do modelo VALORÁGUA após a adoção do Despacho n.º 4694/2014⁵²⁰.
704. A este respeito, refira-se, em primeiro lugar, que o período de referência do comportamento investigado no presente processo de contraordenação é entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. Em segundo lugar, a própria Visada refere expressamente ter concordado com a metodologia em causa⁵²¹ e, nessa medida, não pode querer agora vir alegar os limites do modelo para procurar justificar uma estratégia de restrição da oferta de capacidade, que resultou em prejuízo para o SEN e para os consumidores. A Visada conhecia, desde o início, o modelo VALORÁGUA, o seu funcionamento e as respetivas limitações e não o contestou ou se lhe opôs até 2014.

⁵¹⁴ O artigo 2.º, n.º 3, do Despacho n.º 4694/2014 estabelece que: “Caso não seja possível incorporar no modelo Valorágua as restrições mencionadas no número anterior, os correspondentes efeitos deverão ser apurados nos termos a regulamentar pelo membro do Governo responsável pela área da energia”.

⁵¹⁵ Vide Anexo 4 da Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude.

⁵¹⁶ Vide os parágrafos 265-267 *supra*.

⁵¹⁷ Vide as respostas da REN de 21.06.2018 às questões 3 e 4 do pedido de elementos da AdC de 04.06.2018 (fls. 646-647).

⁵¹⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 290.

⁵¹⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 255.

⁵²⁰ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 136-139, 259-260 e 270-277.

⁵²¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 255.

705. Como já indicado⁵²², o que a Nota de Ilícitude refere⁵²³ é que, da análise das atas das reuniões do Grupo de Trabalho REN/EDP Produção bem como das da Comissão Paritária, decorre que, antes do Despacho n.º 4694/2014, a EDP Produção não suscitou, neste contexto, quaisquer limitações ao modelo VALORÁGUA respeitantes especificamente à prestação do serviço de telerregulação pelas centrais CMEC.
706. A própria Visada acaba por confirmar esta conclusão na sua Pronúncia à Nota de Ilícitude, referindo que (apenas) chamou a atenção para que as energias de bombagem não deveriam ser contabilizadas como serviços de sistema para efeitos de revisibilidade⁵²⁴, aspeto lateral, que como a própria Visada reconhece, acabou por ser superado na prática mediante acordo com a REN^{525,526}.
707. A este respeito, não se pode deixar de referir que a análise atenta das atas das reuniões do Grupo de Trabalho e da Comissão Paritária revela, na verdade, uma interação contínua entre a EDP Produção e a REN, de forma a identificar e resolver todas as dificuldades que a aplicação prática de um modelo inevitavelmente suscitará e, assim, chegar a uma solução equilibrada, inclusive face a aspetos não antecipados⁵²⁷.
708. Não se compreenderia, por isso, que a EDP Produção, confrontada, como alega agora ter estado, com perdas financeiras em resultado da prestação do serviço de telerregulação por centrais CMEC, nunca o tenha comunicado formalmente ao seu interlocutor primeiro, que é a REN, de forma a tentarem superar conjuntamente tal dificuldade. Pelo contrário, antes de 2014, as referências da EDP Produção junto da REN a limitações do modelo VALORÁGUA são parcas, incidentais e não respeitam concretamente à prestação do serviço de telerregulação pelas centrais CMEC⁵²⁸.
709. Igualmente incompreensível é que, alegando a EDP Produção que a prestação do serviço de telerregulação pelas suas centrais CMEC lhe impunha perdas desde o início, só em setembro de

⁵²² Vide os parágrafos 265-267,656,677 e 701 *supra*.

⁵²³ Vide os parágrafos 173-175 e 393-395 da Nota de Ilícitude.

⁵²⁴ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 137.

⁵²⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 138.

⁵²⁶ Já o Relatório de Revisibilidade de 2013, a que a Visada faz referência nos §§ 139 e 274-277 da sua Pronúncia, além de ser posterior ao Estudo da ERSE e à Recomendação da AdC, tendo sido elaborado na iminência do Despacho n.º 4694/2014, limita-se a transmitir uma opinião da EDP Produção relativa a um ponto concreto, a saber o reforço de potência em Picote, que passou a ter unidades CMEC e unidades em regime de mercado, e a necessidade de modelizar tal alteração no modelo VALORÁGUA e no mecanismo de revisibilidade, de forma a garantir que o ajustamento não inclui a produção de Picote em regime de mercado. Nada neste Relatório indicia qualquer acordo entre a EDP Produção e a REN quanto ao reconhecimento de limitações do modelo VALORÁGUA, muito menos quanto a perdas daí decorrentes para a EDP Produção, nos termos em que a EDP Produção alega agora para procurar justificar a sua conduta.

⁵²⁷ Vide, a este respeito, nomeadamente, a abordagem conjunta da questão **[CONFIDENCIAL]** (Grupo de Trabalho REN / EDP Produção, Revisibilidade dos CMEC de 2009, Ata da 21.ª Reunião de Coordenação, ponto 6, Ata da 22.ª Reunião de Coordenação, ponto 4, e Ata da 24.ª Reunião de Coordenação, ponto 7). Vide os ficheiros Nota_21ª Reunião de Coordenação_23 de Setembro 2009_final.pdf, Nota_22ª Reunião de Coordenação_3 de Novembro 2009_final.pdf e Nota_24ª Reunião de Coordenação_12 de Janeiro 2010_vfinal.pdf, que constam da pasta Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/ Revis.2009 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

⁵²⁸ Além da já referida questão da bombagem, a única referência que parece poder, eventualmente, incidir sobre a prestação do serviço de telerregulação pelas centrais CMEC seria a chamada de atenção da EDP Produção, em 2012, para as restrições PDBF e em tempo real das centrais CMEC, cujo peso seria, porém, até à data, reconhecidamente diminuto. (Grupo de Trabalho REN / EDP Produção, Revisibilidade dos CMEC de 2011, Ata da 7.ª Reunião de Coordenação, ponto 2 e Ata da 8.ª Reunião de Coordenação, ponto 3). Vide os ficheiros Acta_7ª Reunião de Coordenação_3 de Fevereiro 2012.pdf e Acta 8ª Reunião de Coordenação_10 de Fevereiro 2012_02.pdf, que constam da pasta Anexo 2(i)/Atas Eq.Trab/ Revis.2011 do CD 1/3 junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

2013⁵²⁹, já depois do Estudo da ERSE, encete reuniões com a ERSE e a Secretaria de Estado da Energia, para alegar que a prestação do serviço de telerregulação pelas centrais CMEC Ihe era desfavorável⁵³⁰.

710. Importa, por fim, não esquecer que estão previstos mecanismos de resolução de diferendos no âmbito dos CAE/CMEC, entre os quais a arbitragem: se a EDP Produção se viu efetivamente confrontada com as dificuldades que agora alega, e não sendo possível ultrapassá-las mediante negociação com a REN, era aquela a via que deveria ter seguido.
711. Por outro lado, como referido⁵³¹, se considerasse que o modelo VALORÁGUA Ihe impunha perdas financeiras, a EDP Produção podia, a qualquer momento, como previsto no artigo 2.º, n.º 3, da Portaria n.º 228/2005, pedir a revisão do coeficiente de ajustamento da produção, que tinha por objetivo, precisamente, garantir que o modelo de determinação do valor das compensações não seria prejudicial à empresa. No entanto, a EDP Produção afirmou nunca ter encetado qualquer diligência com vista a pedir a revisão do coeficiente, o que não é consistente com vir agora alegar perdas que não demonstra, para tentar justificar a subparticipação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária.
712. O que nunca a EDP Produção estaria legitimada a fazer seria exercer discricionariamente o respetivo poder de mercado a seu favor e em claro prejuízo do SEN e dos consumidores.

II.6.2.1.2.7 Refutação da alegação de que a subutilização das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária foi compensada pela participação das mesmas no mercado de reserva de regulação terciária

713. Não procede o argumento da Visada de que reduziu a participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária mas, em compensação, forneceu essa energia em reserva de regulação terciária.
714. Desde logo, importa lembrar que o mercado em causa na análise da AdC é o mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, no qual foi possível reunir, como sobejamente demonstrado na secção II.4 *supra*, elementos de facto que suportam a conclusão de que a Visada adotou uma estratégia de restrição da oferta de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC, que permitiu maximizar os lucros da EDP Produção.
715. O próprio facto de a banda de regulação secundária ter sido o único segmento dos serviços de sistema no qual a EDP Produção recorreu mais às centrais em mercado do que às centrais em regime CMEC reforça a teoria do dano da AdC.
716. Conforme já *supra* mencionado⁵³², a reserva de regulação terciária é o último nível de reserva que o GGS dispõe para substituir ou completar a reserva de regulação secundária utilizada. Trata-se de um serviço obrigatório, complementar e remunerado. Em particular, a energia contratada no mercado de reserva terciária é valorizada ao preço da energia de reserva de regulação secundária, não envolvendo um preço associado à disponibilização de banda. É expectável que o volume de energia contratado na regulação terciária seja menor do que no caso da regulação secundária, uma vez que a reserva terciária se destina a complementar a reserva primária e a reserva

⁵²⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 270-273.

⁵³⁰ Recorde-se que tais argumentos da EDP Produção, no seu conjunto, foram refutados já na Nota de Ilícitude e também na presente Decisão.

⁵³¹ Vide os parágrafos 659-662 *supra*.

⁵³² Vide a secção II.2.2.1 *supra*.

secundária na eventualidade de continuar a persistir uma diferença significativa entre a geração e o consumo de eletricidade. Como tal, num mercado ausente de manipulação da oferta, o expectável seria que as receitas associadas à reserva terciária fossem, à partida, menores do que as receitas obtidas no mercado de banda de regulação secundária.

717. Mesmo durante o período de janeiro de 2009 a dezembro de 2013, durante o qual se verificou a restrição da oferta de capacidade no mercado de banda de regulação secundária, resultando num menor volume de banda e de energia contratada neste mercado, as receitas associadas à reserva terciária foram menores do que as da banda de regulação secundária em cerca de 66% das horas⁵³³.
718. A análise desenvolvida na Auditoria *Brattle*, que concluiu no sentido da sobrecompensação à Visada em resultado da conduta em causa, teve em consideração o mercado de serviços de sistema como um todo, incluindo, assim, a reserva de regulação terciária. Já na Nota de Ilícitude⁵³⁴, a Autoridade referia que “[o] Auditor considerou que o custo de oportunidade se mede pela margem perdida⁵³⁵ em outros mercados para além do mercado diário, nomeadamente o de reserva de regulação terciária e o de restrições técnicas. Note-se que o preço da energia de regulação terciária é idêntico ao preço da energia de regulação secundária, pelo que as perdas de margens apenas se poderão dever à possibilidade de o volume de energia secundária fornecido ser inferior ao de energia terciária. Por outro lado, os mercados de restrições técnicas têm reduzido peso em Portugal, dado ser reduzida a probabilidade de congestionamentos internos à rede portuguesa”. Veja-se, no mesmo sentido, o Parecer da Comissão de Acompanhamento, no qual se refere que “[a] auditoria efetuada considerou o mercado de serviços de sistema como um todo e o modelo do Auditor considerou todos os custos de oportunidade, incluindo a participação no mercado de reserva terciária, restrições técnicas, mercados diários e intradiários (conforme consta no ponto B.III – Estimativa dos Custos de Oportunidade, do Appendix B ao Relatório D1 do Auditor), assente em comportamentos competitivos e eficientes em concorrência com as restantes centrais com capacidade de telerregulação do Sistema Elétrico Nacional (SEN)”⁵³⁶. Com efeito, a análise da *Brattle* teve em consideração o mercado de reserva terciária e, mesmo assim, demonstrou que a conduta da EDP Produção, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, gerou uma sobrecompensação a seu favor, com impacto negativo sobre o bem-estar dos consumidores.
719. Igualmente, e conforme demonstrado *supra*⁵³⁷, os cálculos desenvolvidos no 2.º Estudo *Compass* para quantificar o impacto da prática e os alegados ganhos para os consumidores decorrentes da subparticipação das centrais CMEC na banda de regulação secundária não são válidos. Estes exercícios quantitativos assentam, na verdade, em pressupostos que incorporam poder de mercado e assumem ofertas das centrais objeto da prática por referência a custos de outras centrais, assim desvirtuando o conceito base para licitação nestes mercados que é o da ordem de

⁵³³ Informação calculada pela AdC com base nas ofertas casadas de banda de regulação (capacidade) e com a mobilização de reserva (secundária e de regulação) obtidas no site da REN, http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/Preco_BandaSec.aspx.

⁵³⁴ Vide, igualmente, o parágrafo 476 *infra*.

⁵³⁵ Dada pela diferença entre o preço dos respetivos mercados e o custo marginal das centrais.

⁵³⁶ Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea b) (fls. 702-703).

⁵³⁷ Vide a secção II.6.1.2.1 *supra*.

mérito. Nenhum destes argumentos de refutação, apresentados pela AdC logo na Nota de Ilícitude, é contestado pela Visada na sua Pronúncia.

II.6.2.1.2.8 Refutação das críticas da Visada relativas à metodologia da AdC na demonstração do comportamento anticoncorrencial

720. A Visada alega que a AdC não considerou devidamente o período de seca verificado em 2011-2012⁵³⁸ e que não existe fundamento para concluir que o preço de banda secundária teria sido menor se as centrais a fio-de-água tivessem sido mobilizadas primacialmente⁵³⁹.
721. A este propósito, cumpre salientar que a AdC identificou, desde logo, expressamente a existência de períodos de seca; simplesmente afastou tal facto como justificação objetiva para a conduta da Visada porque as centrais de mercado com a mesma tecnologia mantiveram sensivelmente a oferta. Como explicado e demonstrado na Nota de Ilícitude e *supra*⁵⁴⁰, a redução do fornecimento de telerregulação das centrais hidroelétricas em regime CMEC não pode ser explicada por razões de afluência hídrica quando as mesmas centrais hidroelétricas apresentam comportamentos muito distintos na prestação de serviços de telerregulação entre grupos em regime CMEC e em regime de mercado, apesar de ambos serem afetados da mesma forma por condicionalismos exógenos de afluência hídrica.
722. Em particular, a análise desenvolvida pela AdC aborda detalhadamente os casos das centrais do Douro⁵⁴¹. Os contrafactuais de grupos dentro da mesma central permitem afastar os argumentos da Visada relativos às condições hidrológicas e tecnológicas, bem como questões relacionadas com eventuais diferenças de eficiência. Surpreendentemente, a Visada não apresentou qualquer contra-argumentação relativamente à prova efetuada pela AdC do contrafactual de grupos em CMEC e em mercado dentro do mesmo aproveitamento; o mesmo se aplica aos argumentos desenvolvidos no 2.º Estudo *Compass*, quando se refere a restrições adicionais na participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária⁵⁴².
723. No que se reporta à alegada impossibilidade de concluir que o preço da banda de regulação secundária teria sido menor caso as unidades de fio-de-água tivessem sido mobilizadas, importa referir que, como explicitado *supra*⁵⁴³, as centrais fios-de-água têm uma capacidade de armazenamento de água muito limitada (ou praticamente nula), sendo o custo marginal de produção reduzido quando o perfil hidrológico é favorável. Este entendimento de que o custo

⁵³⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 416-427.

⁵³⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 456-457.

⁵⁴⁰ Vide as secções II.4.2.2 e II.4.3 da Nota de Ilícitude. Vide, igualmente, as secções II.4.2.2 e II.4.3 *supra*.

⁵⁴¹ *Idem*.

⁵⁴² Vide 2.º Estudo *Compass*, p. 10.

⁵⁴³ Vide parágrafo 284 *supra*.

marginal das centrais de fio-de-água é reduzido ou mesmo nulo encontra também apoio na prática decisória da Comissão Europeia⁵⁴⁴.

724. Também não procedem, assim, as críticas da Visada quanto à metodologia seguida pela AdC na demonstração do comportamento anticoncorrencial.

II.6.2.1.2.9 Refutação da alegação de que a central de Sines não foi utilizada na prestação do serviço de telerregulação por falta de ensaios de funcionamento ao cargo da REN

725. De acordo com os procedimentos acordados entre a REN e a Visada para o cálculo da revisibilidade anual dos CMEC, de junho de 2007, a central de Sines estava habilitada a prestar serviços de telerregulação⁵⁴⁵. Também o Estudo da ERSE de março de 2013 refere que a central de Sines “*tem instalado equipamento de telerregulação mas não participa no mercado de contratação de BRS [banda de regulação secundária]*”⁵⁴⁶. Adicionalmente, de acordo com o ponto 8 da ata da 12ª reunião de coordenação do Grupo de Trabalho REN/EDP Produção, de 7 de novembro de 2008, **[CONFIDENCIAL]**. Todos estes elementos contradizem a alegação da Visada de que a central de Sines não estava habilitada a prestar serviços de telerregulação.
726. Mesmo já se considerando a alegação refutada, acrescenta-se que, de acordo com o MPGGs⁵⁴⁷, são os próprios agentes participantes na prestação de serviços de telerregulação que devem obter habilitação do gestor global do sistema⁵⁴⁸ e não o contrário, como vem a Visada, implicitamente, alegar⁵⁴⁹. Com efeito, deverá ser o produtor a dar início ao processo de habilitação da central para prestar serviços de telerregulação junto da REN, pelo que a EDP Produção poderia espoletar o processo a qualquer momento.

II.6.2.1.2.10 Refutação da alegação de que as centrais de mercado registaram resultados globalmente negativos enquanto argumentação justificatória de que os preços de banda de regulação secundária foram razoáveis

727. Segundo a Visada, as centrais em mercado da EDP Produção registaram resultados globalmente negativos em praticamente todo o período 2009-2013, o que mostra que os preços da banda de regulação secundária foram razoáveis, não tendo havido qualquer desvio entre custos e preços⁵⁵⁰.
728. Não se pode acolher a alegação da Visada neste ponto, desde logo, porque se tratam de resultados financeiros que, por um lado, incluem despesas operacionais e não traduzem, assim, a real margem de lucro e, por outro lado, dizem respeito a centrais em regime de mercado (Lares, Ribatejo, Alqueva e Pedrógão), sendo duas dessas (Lares e Ribatejo) de tecnologia CCGT. Assim,

⁵⁴⁴ Vide, nomeadamente, a Decisão da Comissão Europeia, de 15/06/2018 no procedimento M.8660 - FORTUM/UNIPER, § 178.

⁵⁴⁵ Vide EDP/REN, *Procedimentos para o cálculo da Revisibilidade anual dos CMEC (Reservado)*, junho de 2007, nota de rodapé 9 (p. 13). Vide o ficheiro PROCEDIMENTOS REVISIBILIDADE CMEC - 08 Junho 2007_FINAL.pdf, que consta do Anexo 1 do CD 1/3, junto com a resposta da EDP ao 1.º pedido de elementos da AdC (fls. 423).

⁵⁴⁶ Vide ERSE, “Análise de Custos do Mercado de Serviços de Sistema 2010-2011”, março de 2013, p. 9.

⁵⁴⁷ Vide o parágrafo 128 *supra*.

⁵⁴⁸ Tal decorre igualmente da ata da 3.ª reunião de coordenação do Grupo de Trabalho REN/EDP Produção, de 22 de janeiro de 2015.

⁵⁴⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 358-362.

⁵⁵⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 437-438.

o argumento não pode relevar, de modo algum, para justificar uma limitação de oferta de capacidade de centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária.

II.6.2.1.3 Conclusão relativa aos argumentos da Visada na sua Pronúncia à Nota de Ilícitude quanto ao comportamento

729. Decorre do precedente que os argumentos avançados pela Visada, na respetiva Pronúncia à Nota de Ilícitude, para procurar justificar a sua conduta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, não podem proceder.
730. Procurando sintetizar o exposto na subsecção antecedente, a AdC considera que assim é porque, no seu conjunto, os argumentos ora apresentados pela Visada:
- i. assentam em pressupostos que, constando já do 1.º Estudo *Compass*, haviam sido já analisados, ponderados e refutados na Nota de Ilícitude, sem que a Visada tivesse apresentado, na sua Pronúncia, qualquer argumentação suscetível de invalidar as conclusões anteriores da AdC;
 - ii. têm por base uma análise parcelar e enviesada da revisibilidade e do modelo VALORÁGUA, que considera apenas as potenciais desvantagens para a EDP Produção, fazendo *tabula rasa* de elementos que lhe são favoráveis;
 - iii. decorrem de extrapolações não suficientemente fundamentadas;
 - iv. revelam-se incoerentes ou carecidos de lógica; e
 - v. centram-se em elementos não relacionados com a matéria em causa (relembre-se: a conduta da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental no período 2009-2013, particularmente no que respeita à oferta das suas centrais em regime CMEC).

II.6.2.2 Pronúncia da Visada quanto à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto e respetiva apreciação da AdC

731. Nos parágrafos seguintes, analisam-se detalhadamente os argumentos mobilizados pela Visada relativamente à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto da prática.

II.6.2.2.1 Síntese dos argumentos da Visada quanto à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto

732. Na Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada EDP Produção contesta a comparação dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha, considerando que “o preço da banda de regulação secundária é mais alto em Portugal do que em Espanha, embora se registe o inverso se olharmos ao cômputo geral dos vários serviços de sistema”⁵⁵¹.
733. A Visada considera que a delimitação geográfica do mercado de banda de banda de regulação secundária realizada pela AdC na Nota de Ilícitude inviabiliza uma “comparação séria” entre os preços em Portugal e Espanha⁵⁵².
734. Por outro lado, na ótica da Visada, a comparação entre os dois mercados supõe que as ofertas de telerregulação feitas pela Visada são o único fator de diferenciação entre as atividades de

⁵⁵¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 468.

⁵⁵² Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 463-467 e 613-617.

regulação secundária em Portugal e em Espanha, quando existem aspetos estruturais e conjunturais que inviabilizam esta comparação e justificam que os preços de regulação secundária em Espanha sejam mais baixos do que em Portugal⁵⁵³. Em particular, a Visada invoca as seguintes diferenças:

- i. A inexistência de CMEC em Espanha, alegando a Visada que, dessa forma, os produtores espanhóis não estão sujeitos ao impacto das perdas decorrentes do modelo VALORÁGUA⁵⁵⁴;
 - ii. As diferenças no *mix* energético associado à prestação de telerregulação, notando que em Portugal houve, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, uma predominância de CCGT, enquanto, em Espanha, este serviço proveio de centrais hídricas e CCGT⁵⁵⁵;
 - iii. O maior peso das restrições técnicas em Espanha, que contribui para preços de regulação secundária mais baixos do que em Portugal⁵⁵⁶; e
 - iv. A maior flexibilidade na prestação do serviço em Espanha, em virtude do distinto perímetro de balanceamento do serviço (em Espanha prestado por portfólio e em Portugal disponibilizado por unidade física individual), das assimetrias entre as ofertas de banda nos dois países e das diferenças dos blocos mínimos de oferta de banda⁵⁵⁷.
735. A Visada alega ainda que a própria *Brattle*, na sua Auditoria, não se socorreu de uma comparação de preços entre Portugal e Espanha quando estimou os custos das ofertas de telerregulação, tendo inclusive criticado esse paralelismo⁵⁵⁸.
736. Acrescenta ainda a Visada que, com o Despacho n.º 4694/2014, passaram a vigorar o limite administrativo de preços e a regra de proporcionalidade, inviabilizando qualquer comparação entre os períodos 2009-2013 e pós-2014, sendo a comparação com o período pré-2009 também inviável por não haver ainda um verdadeiro mercado de serviços de sistema em Portugal Continental⁵⁵⁹.
737. Ainda nesta sede, a Visada critica a Auditoria *Brattle*, considerando que a mesma subestima os custos de oferta das centrais CMEC e das centrais em mercado⁵⁶⁰, alegando que:
- i. O modelo da Auditoria *Brattle* contém inconsistências na forma como é calculado o custo de fornecimento de telerregulação quando a central não é competitiva no mercado grossista, levando “a uma estimativa de custo artificialmente baixa para as ofertas de banda secundária das CCGT”⁵⁶¹;
 - ii. A Auditoria *Brattle* não utilizou as curvas de eficiências reais das unidades CMEC, mas sim uma aproximação linear da curva de eficiência⁵⁶².

⁵⁵³ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 468.

⁵⁵⁴ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 469.

⁵⁵⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 470-471.

⁵⁵⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 472-495.

⁵⁵⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 468-496.

⁵⁵⁸ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 498.

⁵⁵⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 402-409 e 618-623.

⁵⁶⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 436-437 e §§ 442-443.

⁵⁶¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 452.

⁵⁶² Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 336-349.

II.6.2.2 Refutação dos argumentos da Visada quanto à metodologia utilizada na quantificação do impacto

II.6.2.2.2.1 Refutação das críticas da Visada quando à utilização do mercado espanhol de banda de regulação secundária como *benchmark*

738. A Autoridade procedeu a diferentes análises, tanto na demonstração da estratégia de restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, como na demonstração do impacto da conduta. A abordagem de utilizar múltiplos métodos de análise tem sido seguida por diferentes autoridades da concorrência, como destacou o Advogado-Geral Nils Wahl nas suas Conclusões de 6 de abril de 2017 no Processo n.º C-177/16 (*Biedrība «Autortiesību un komunikēšanās konsultāciju aģentūra — Latvijas Autoru apvienība / Konkurences padome*):

“44. A decisão de combinar vários métodos é, aliás, a abordagem seguida, em todo o mundo, por algumas autoridades da concorrência: por exemplo, no Reino Unido, o Office of Fair Trading (OFT) fê-lo no processo Napp (27). É igualmente coerente com sugestões apresentadas em fóruns de discussão internacionais dessas autoridades (28), bem como na literatura económica contemporânea (29).

45. É verdade que essa abordagem tem sido criticada com fundamento no facto de que a aplicação combinada de várias metodologias imprecisas, ainda que produza resultados mutuamente consistentes, poderá não levar a uma conclusão mais fidedigna (30). É certo que as deficiências de um método não se corrigem necessariamente com a aplicação de outro método igualmente deficiente. No entanto, se os métodos forem aplicados independentemente um do outro, uma dada limitação inerente a um deles não afetará os resultados obtidos através da utilização de outros métodos. Nessa conformidade, desde que as metodologias utilizadas não apresentem, elas mesmas, falhas, e que todas sejam aplicadas com rigor e objetividade, a convergência de resultados poderá ser encarada como um indicador de um possível preço de referência num caso concreto.”

739. Adicionalmente, ao contrário da alegação da Visada de que não é possível comparar diferentes mercados geográficos, as Conclusões do Advogado-Geral Nils Wahl no já referido Processo n.º C-177/16 apontam precisamente para a validade de uma comparação geográfica:

“57. Conforme supramencionado nos n.ºs 19 e 23, o Tribunal de Justiça já reconheceu que, em princípio, a comparação geográfica é um método válido. Além disso, este método foi validado em casos relacionados precisamente com o comportamento de entidades de gestão coletiva.

58. Assim, concordo com os Governos alemão, espanhol, letão e neerlandês e com a Comissão, que defendem que a comparação geográfica entre os preços praticados pela prestação do mesmo serviço por entidades diferentes em Estados-Membros diferentes pode, numa situação como a do processo principal (35), ser um método procedente para determinar o preço de referência para efeitos do artigo 102.º TFUE”.

740. Mais acrescenta o Advogado-Geral Nils Wahl no Processo C-177/16 que: *“compete ao órgão jurisdicional de reenvio verificar se as alegadas semelhanças entre a Letónia, por um lado, e a Lituânia e a Estónia, por outro, são reais e verdadeiramente relevantes para a análise efetuada pelo Conselho da Concorrência. (...) [é] também importante que esse órgão jurisdicional se certifique de que nenhum outro Estado-Membro, apesar de não ser um país vizinho (36), preenche os critérios adotados pelo Conselho da Concorrência. Por outras palavras, conforme sustentou o Governo alemão, o Augstākā tiesa (Supremo Tribunal) deve igualmente certificar-se de que o*

Conselho da Concorrência não excluiu países de forma arbitrária ou, pior ainda, pelo facto de os respetivos dados não «encaixarem» na sua tese»⁵⁶³.

741. Em segundo lugar, a ERSE corrobora, no seu parecer, a *validade analítica* de se utilizar o mercado espanhol de banda de regulação secundária enquanto *benchmark*. Em concreto, a ERSE refere que *“a existência de projetos de integração no âmbito da prestação de serviços de sistema explícita, por um lado, que os mercados de balanço são parte integrante do desenho de mercado europeu (e, conseqüentemente, do processo de liberalização) e, por outro lado, que as melhores condições de concorrência se obtêm por via da integração dos diferentes mercados, o que corrobora, no entender da ERSE, a validade analítica de se utilizarem referenciais de preços de mercado similares ao nacional, enquanto subsistem mercados de âmbito nacional estrito. Neste caso, o mercado espanhol, sendo o primeiro referencial de integração para o sistema português, constitui também para o mercado de banda de regulação secundária um elemento crítico de comparação”⁵⁶⁴.*
742. Adicionalmente, importa ter em conta que a comparação dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal face a Espanha, atenta a semelhança operacional e técnica existente em ambos os países, não é utilizada para demonstrar a conduta da EDP Produção de restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais CMEC, mas sim enquanto elemento adicional na demonstração do impacto que tal restrição de oferta de capacidade teve nos preços e na quantificação do dano que daí resultou para os consumidores. Dito isto, e admitindo que existem diferenças entre os dois países, que a própria Nota de Ilícitude já reconhecia⁵⁶⁵, a comparação internacional deve ser considerada um *benchmark* aceitável por um conjunto de razões.
743. Desde logo, as características dos mercados grossistas de eletricidade em Portugal e em Espanha são suficientemente similares para a respetiva comparação ser aceitável, considerando-se, ademais, o mercado espanhol como o melhor *benchmark* para o efeito, dado o grau de uniformização dos mercados nos dois países face a outros países da União Europeia. Efetivamente, desde 2007, com a concretização do MIBEL, que se verifica harmonização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas/técnicas entre Portugal e Espanha ao nível dos mercados grossistas de eletricidade. À exceção das situações de congestionamentos na interligação, que levam à separação de mercados, o preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha (*vide* Figura 37): os diferenciais de preço globalmente muito reduzidos entre

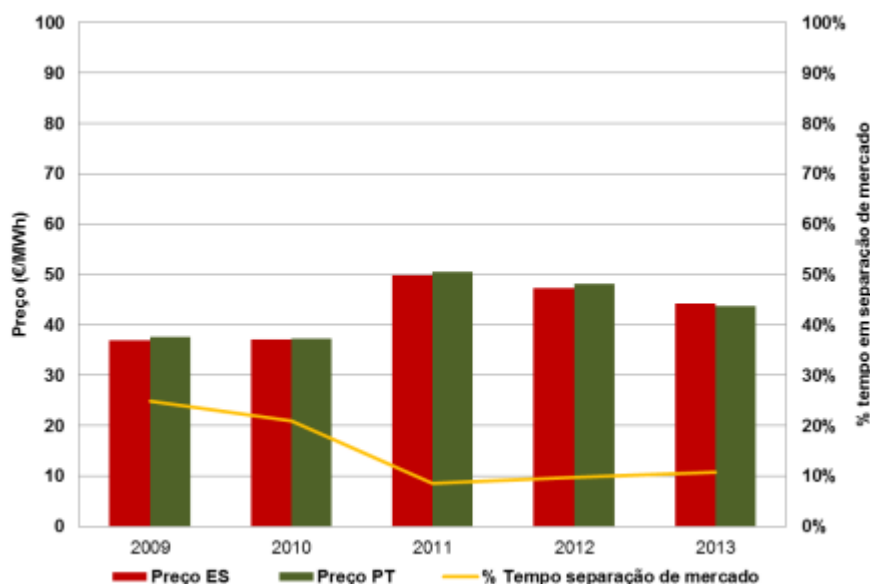
⁵⁶³ *Vide* Conclusões do Advogado-Geral Nils Wahl no Processo C-177/16, 6 de abril de 2017, §§ 64-65.

⁵⁶⁴ *Vide* pág. 7 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

⁵⁶⁵ *Vide* o parágrafo 324 da Nota de Ilícitude, bem como o parágrafo 414 *supra*.

Portugal e Espanha ao nível do mercado grossista indicam a existência de um mercado *spot* único na Península Ibérica.

Figura 37 - Evolução do preço médio anual em mercado *spot* em Portugal e Espanha



Fonte: Figura 3-7 em ERSE (2014), Relatório Anual para a Comissão Europeia 2013 Portugal, p. 26.

744. Apesar de os serviços de sistema em Portugal e Espanha não estarem integrados como o mercado *spot*, o Grupo EDP presta igualmente serviços de sistema em Espanha, com o portfólio de centrais que detém no território espanhol. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o Grupo EDP (através da EDP HidroCantábrico) registou quotas de mercado entre 8,3 e 21,4%, calculadas em termos da capacidade de regulação de reserva secundária, reserva terciária e gestão de desvios⁵⁶⁶.
745. Também o Despacho n.º 4694/2014 do Secretário de Estado da Energia é, em si mesmo, demonstrativo da pertinência do mercado espanhol enquanto *benchmark*, tendo imposto um limite de preços baseado nos preços verificados no mercado espanhol.
746. A este respeito, importa referir as conclusões da Auditoria *Brattle* relativas à implementação do Despacho n.º 4694/2014. A análise concluiu pela convergência de preços nos dois mercados ibéricos de banda de regulação secundária, ainda antes da implementação do Despacho n.º 4694/2014, sendo mesmo referido, nas palavras da *Brattle*, que “[n]ão é surpreendente que, após a aprovação do Despacho, os preços da reserva em ambos os mercados sejam praticamente idênticos. Contudo, é notável que esta convergência foi atingida antes do Despacho ter sido aprovado”⁵⁶⁷. Veja-se, igualmente, a Figura 29 *supra* que, por um lado, ilustra a convergência dos preços médios mensais do mercado de banda de regulação secundária em Portugal e em Espanha ainda antes da implementação do Despacho n.º 4694/2014, e, por outro lado, ilustra que a

⁵⁶⁶ Vide os Relatórios Anuais para a Comissão Europeia relativos a Espanha preparados pela CNMC em 2011, 2012 e 2014, disponíveis em https://www.ceer.eu/ceer_publications/national_reports (accedidos em 26.08.2019).

⁵⁶⁷ Vide o Relatório D2 da Auditoria *Brattle*, p. 18.

- diferença de preços teve a sua maior expressão em 2009 (em termos relativos) e em 2012 (em termos absolutos)⁵⁶⁸.
747. A convergência de preços entre Portugal e Espanha reforça a conclusão de que os preços passaram a refletir mais fielmente os custos (ainda antes mas sobretudo) após a introdução do Despacho, comparativamente ao período em que a EDP Produção tinha autonomia nas suas decisões de preços, sem qualquer limite administrativo. Também o Auditor refere que “a convergência dos preços de reserva em Portugal com a nossa referência e com o preço em Espanha apoiam a ideia de que o preço em Portugal está agora a refletir os custos subjacentes de fornecer reserva e sugere que o Despacho foi bem-sucedido a moderar os preços da reserva”⁵⁶⁹. Segundo a Auditoria *Brattle*, esta alteração de comportamento por parte da Visada poderá prender-se com as conclusões do estudo da ERSE de março de 2013, bem como com a Recomendação da AdC ao Governo de novembro de 2013⁵⁷⁰.
748. Nessa medida, não se considera credível que os preços de regulação secundária em Espanha sejam inferiores aos custos da prestação do serviço de telerregulação em Portugal, pois tal implicaria que, a partir da publicação do Despacho n.º 4694/2014, a EDP Produção estaria a incorrer em margens negativas no mercado em análise. A este respeito, destaca-se que a Visada não alega, em sede de Pronúncia, ter margens negativas no mercado em causa a partir da entrada em vigor do Despacho. O período pós-2014 representa, assim, no fundo, o funcionamento do mercado sem o mesmo exercício de poder de mercado da EDP Produção demonstrado durante o período de referência (janeiro de 2009 a dezembro de 2013); desse ponto de vista, a comparação é justificada.
749. No que diz respeito às alegadas diferenças entre Portugal e Espanha levantadas pela Visada, uma das razões apontadas pela EDP Produção para a comparação não proceder é a inexistência dos CMEC no país vizinho, o que dispensaria os produtores espanhóis do “*impacto do shortfall, que constitui, de longe, o maior condicionalismo à oferta de banda de regulação secundária pelas centrais portuguesas que estão sujeitas a esse regime*”⁵⁷¹. A inexistência dos CMEC em Espanha não pode ser aceite como fundamento de impossibilidade de comparação dos dois mercados de banda de regulação secundária. Desde logo, a presença de um portfólio de centrais com diferentes regimes contratuais (CMEC e em mercado) foi parte fundamental na estratégia de limitação de oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária por parte da Visada. Por outro lado, como demonstrado *supra*⁵⁷², as alegações das perdas financeiras associadas ao mecanismo de revisibilidade, e que a Visada refere como *shortfall*, não foram aceites.
750. No caso da diferença no *mix* energético entre Portugal e Espanha no período 2009-2013, a Visada alega que houve em Portugal uma predominância das CCGT na prestação de banda de regulação secundária, que não corresponde à gestão de portfólio de Espanha. No entanto, lembre-se que

⁵⁶⁸ Vide a secção II.4.3.3 *supra*.

⁵⁶⁹ *Idem*.

⁵⁷⁰ Vide Relatório D3, Auditoria *Brattle*, pp. 3-4.

⁵⁷¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 469.

⁵⁷² Vide a secção II.6.2.1.2 *supra*.

foi a própria Visada que conduziu a esse predomínio das CCGT, que agora, em sede de Pronúncia, vem alegar como uma diferença entre os dois países.

751. Adicionalmente, a ERSE, no seu parecer, refere que *“no caso do mercado de banda de regulação secundária, se pode considerar [que a aproximação do mix de produção de Portugal e Espanha é] até superior ao que existe no mercado de energia (mercado diário e intradiário), na medida em que, de forma sucinta e simplificada, a única tecnologia presente no mix do sistema espanhol que não está presente no mix do sistema português – energia nuclear –, pelas suas características próprias, não está vocacionada a poder ofertar serviço de banda de regulação.”*⁵⁷³.
752. No que respeita à alegada maior flexibilidade de prestação do serviço de telerregulação em Espanha, importa notar que a EDP Produção, atento o seu portfólio e capacidade instalada de telerregulação, usufrui de maior flexibilidade face aos seus concorrentes no mercado português já que, como referido, as regras de mercado em Portugal permitem uma troca do compromisso de reserva entre unidades de programação ao mesmo preço⁵⁷⁴.
753. Com efeito, o Parecer da Comissão de Acompanhamento sublinha 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 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”,* e que *“[a]s centrais CMEC têm riscos operacionais consideravelmente mais baixos 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)”*⁵⁷⁵.
754. A Visada alega igualmente que a AdC não considera o facto de que as centrais CCGT em Espanha fornecem a maioria do volume no mercado das restrições técnicas e que o menor peso do mercado de restrições técnicas em Portugal face a Espanha implica um maior preço de oferta de banda de regulação secundária em Portugal. Nessa medida, a argumentação da Visada é a de que a obtenção de lucros no mercado das restrições técnicas conferiria aos operadores espanhóis incentivos para praticar, no mercado da banda de regulação secundária, preços mais baixos do que poderiam obter e, eventualmente, até preços abaixo de custo.
755. Para sustentar esta alegação, a Visada procura recorrer à Auditoria *Brattle* e ao Parecer da Comissão de Acompanhamento. A este respeito, importa destacar o Relatório D3 da Auditoria *Brattle*, que avalia a implementação do Despacho nº 4694/2014, desenvolvendo uma comparação entre Portugal e Espanha (ao contrário da alegação da Visada de que a Auditoria da *Brattle* não procede a uma comparação entre os dois mercados geográficos), que demonstra a convergência dos preços médios mensais no mercado de banda de regulação secundária em ambos os países ainda antes da implementação do Despacho nº 4694/2014. Importa igualmente referir que, ao contrário do que a Visada parece sugerir na sua Pronúncia, nunca a Comissão de

⁵⁷³ Vide nota de rodapé 9 e pág. 15 do Parecer da ERSE ao projeto de decisão final do PRC/2016/5.

⁵⁷⁴ Vide a secção II.6.1.2.1.2 *supra*.

⁵⁷⁵ Vide o Parecer da Comissão de Acompanhamento, p. 11-12 e nota de rodapé 6 (fl. 703).

Acompanhamento conclui que os produtores espanhóis cobram menos na regulação secundária por recuperarem custos no mercado de restrições técnicas.

756. Em todo o caso, seria incompreensível, em termos de teoria económica e da racionalidade dos agentes económicos, uma estratégia de preços desta natureza: tal alegada estratégia implicaria o sacrifício de lucros num mercado apenas porque o operador consegue obter lucros elevados em outro mercado. Segundo a teoria económica, não existindo externalidades ou interdependência entre dois mercados distintos (pelo lado da procura ou da oferta), a estratégia de otimização da empresa dita que o preço praticado em cada um dos mercados será aquele que permite maximizar o lucro, atendendo às condições da oferta e da procura, apenas naquele mercado concreto. Só existirá sacrifício de lucros no presente se tal conduzir, necessariamente, a um aumento dos lucros no futuro.
757. Veja-se ainda que os dois mercados – o mercado de banda de regulação secundária e o mercado de resolução de restrições técnicas – têm objetivos distintos. O mercado de banda de regulação secundária visa eliminar desvios a cada instante e manter a frequência do sistema a um determinado valor de referência; já o mercado de resolução de restrições técnicas visa resolver as restrições em determinada zona afetada, devidas, por exemplo, a incumprimento das condições de segurança, a insuficiente reserva de regulação secundária e/ou terciária, ou a insuficiente reserva de capacidade para o controlo da tensão na rede de transportes, sendo limitado apenas pelas centrais situadas nas proximidades físicas dessa zona⁵⁷⁶. Acresce que o próprio regulador espanhol (CNMC), no Relatório Nacional para a Comissão Europeia, refere que os mercados diários e intradiários apresentam melhores condições de concorrência face ao mercado de banda de regulação secundária e, em particular, face ao mercado de restrições técnicas⁵⁷⁷. Com efeito, caso os preços no mercado de restrições técnicas em Espanha sejam elevados face aos custos de prestação dos respetivos serviços, tal resultará, segundo a teoria económica, de um exercício de poder de mercado no próprio mercado de restrições.
758. Nesse sentido, o argumento de que os preços das ofertas de venda das CCGT em Espanha não podem ser comparados com os preços das ofertas de venda das CCGT em Portugal porque as primeiras recuperam parte dos custos de fornecimento de telerregulação nas receitas do mercado das restrições técnicas não tem sustentação do ponto de vista económico e não pode ser considerado como válido para afastar a comparação dos preços nos dois países.
759. Ponderado todo o já exposto, a justificação mais premente para a existência de preços mais baixos no mercado de banda de regulação secundária em Espanha do que em Portugal relacionar-se-á, na verdade, com o exercício de poder de mercado da EDP Produção, particularmente no período de referência 2009-2013, traduzido na conduta de restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC em favor das centrais em regime de mercado.
760. Por último e em conclusão, a conjugação dos diferentes aspetos explanados *supra* suportam a abordagem da AdC na utilização do mercado espanhol como *benchmark*, tendo, especialmente, em consideração que não se trata de um elemento determinante na análise da conduta da EDP Produção, mas sim de um elemento adicional na análise da conduta e na quantificação do impacto global estimado da prática de restrição de oferta de capacidade de telerregulação das centrais CMEC no SEN e nos consumidores. Por seu turno, na quantificação do impacto estimado, a AdC procedeu a análises adicionais, quer com base na Auditoria *Brattle*, quer através de cálculos

⁵⁷⁶ *Boletín Oficial del Estado*, Núm. 303, Sec. I, 19 de diciembre de 2015, <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/19/pdfs/BOE-A-2015-13875.pdf>

⁵⁷⁷ Vide CNMC (2017) *National Report to the European Commission* 2018.

desenvolvidos pela própria AdC. No que diz especificamente respeito à Auditora *Brattle*, importa notar ainda que a AdC optou, para cálculo do impacto da conduta, pelo cenário mais conservador, com um prémio de risco de 10 €/MW, apesar de o entendimento da AdC, bem como da Comissão de Acompanhamento, ser o de que o cenário com um prémio de risco de 0 €/MW seria mais adequado à realidade nacional. Esta opção conservadora resulta na subestimação do impacto, em benefício da Visada⁵⁷⁸.

II.6.2.2.2 Refutação das críticas da Visada quanto à comparação do período 2009-2013 com os períodos antecedente e subsequente

761. Como já referido⁵⁷⁹, os anos de 2007 e 2008 foram de transição para o regime de mercado, representando um período no qual a EDP Produção ainda não dispunha de plena autonomia de gestão da respetiva capacidade, não assumindo verdadeiramente o controlo comercial das suas centrais.
762. Por outro lado, a partir do final de 2013, após o Estudo da ERSE e a Recomendação da AdC, a EDP Produção começou a alterar gradualmente a conduta que tinha vindo a adotar nos últimos cinco anos⁵⁸⁰.
763. O Despacho n.º 4694/2014 introduziu uma regra de proporcionalidade na oferta de banda de regulação secundária⁵⁸¹. Esta regra deve ter-se por equilibrada, uma vez que, em geral, existe uma relação positiva entre a produção de energia elétrica e a oferta de banda de regulação secundária⁵⁸².
764. A imposição, pelo Despacho n.º 4694/2004, de um limite administrativo de preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental⁵⁸³ corrobora também que até então o mercado não funcionava adequadamente, apresentando preços considerados demasiado elevados.
765. O mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental a partir de 2014 corresponde, no fundo, ao funcionamento do mercado sem o exercício do poder de mercado da EDP Produção no sentido de transferir prestação de telerregulação das centrais CMEC para as suas centrais de mercado.
766. Nesta perspetiva, o mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental antes de 2009 e sobretudo depois de 2013 não pode deixar de ser considerado como um contrafactual relevante para enquadrar a conduta da Visada e o respetivo impacto.
767. Os extratos de jurisprudência dos tribunais da União Europeia citados pela Visada⁵⁸⁴, marcadamente genéricos, programáticos e descontextualizados⁵⁸⁵, não põem, de todo em todo,

⁵⁷⁸ Vide a secção II.5 *supra*.

⁵⁷⁹ Vide o parágrafo 232 *supra*.

⁵⁸⁰ Vide os parágrafos 233, 424 e 747 *supra*.

⁵⁸¹ Vide o parágrafo 278 *supra*.

⁵⁸² Vide a secção II.4.2.1 *supra*.

⁵⁸³ Vide o parágrafo 279 *supra*.

⁵⁸⁴ Vide Pronúncia da Visada sobre a Nota de Ilícitude, §§ 618 e 622.

⁵⁸⁵ Refira-se, nomeadamente, que as passagens citadas do Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de setembro de 2017, Processo n.º C-177/16, *AKKA/LA / Konkurences padome*, respeitam concretamente, não à comparação no tempo, mas sim à “comparação entre os preços aplicados no Estado-Membro em causa e os aplicados noutros Estados-Membros”, referência que a Visada omite. Já as citações extraídas das Conclusões do Advogado-Geral no mesmo processo têm por objetivo contextualizar

em causa este entendimento. A aceitar-se a conclusão a que a Visada chega, por manifesto salto (i)lógico, nunca seria possível comparar o período do abuso com os períodos em que tal conduta ainda não se iniciou ou já cessou, quando, na verdade, o principal fator de diferenciação das circunstâncias entre os diferentes períodos é a própria conduta abusiva.

II.6.2.2.2.3 Refutação das críticas da Visada quanto à utilização dos resultados da Auditoria *Brattle*

768. Desde logo, importa referir que as críticas tecidas à Auditoria *Brattle* foram já devidamente respondidas pela AdC na Nota de Ilícitude, tendo sido igualmente reiteradas *supra*⁵⁸⁶.
769. A Auditoria *Brattle* não é único elemento, nem mesmo o elemento base, da investigação da AdC. A AdC procedeu à sua própria apreciação, tendo utilizado os Relatórios da *Brattle* e o Parecer da Comissão de Acompanhamento apenas como elementos, entre muitos outros, de análise. De forma a que a sua análise seja o mais exaustiva e fundamentada possível, a AdC não pode deixar de considerar e apreciar toda a informação disponível, sobretudo tendo em conta a assimetria de informação relativamente à Visada. Em particular, a demonstração da teoria do dano é feita pela AdC, sendo a Auditoria *Brattle* referida como qualquer outro estudo ao dispor da AdC e utilizada como um elemento objetivo adicional, cujos resultados suportam a análise desenvolvida pela Autoridade.
770. Os factos estão esclarecidos na Nota de Ilícitude e na presente Decisão. A Auditoria *Brattle* produziu resultados que confirmaram as preocupações previamente identificadas pela AdC e pela ERSE. Não se compreende que questão poderá suscitar este facto.
771. Por fim, não se vê em que é que a referência à Auditoria *Brattle* poderia comprometer os direitos de defesa da EDP Produção. Por um lado, se pretendesse vedar a sua utilização, caberia à Visada, se assim o entendesse, infirmar os relatórios da Auditoria *Brattle* em sede própria. Por outro lado, no presente processo contraordenacional, a Visada teve, relativamente à Auditoria *Brattle*, acesso a toda a documentação disponível à AdC, estando, assim, em plena posição de rebater tudo o que entendesse relativamente aos relatórios produzidos, como aliás acabou por fazer na sua Pronúncia.

II.6.3 Conclusão relativa à justificação da Visada para a conduta adotada

772. Por todo o exposto na secção II.6.1, conclui-se, após análise de todos os argumentos económicos submetidos pela Visada, quer no 1.º Estudo *Compass* quer na sua Pronúncia à Nota de Ilícitude (a qual, como referido, compreende, nomeadamente o 2.º Estudo *Compass* e o parecer de Álvaro Nascimento), e sua ponderação à luz de toda a informação recolhida no processo, que os mesmos não são, porque refutados por esta, suscetíveis de servir de justificação para o comportamento da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013.
773. Igualmente, não se podem acolher os argumentos apresentados pela Visada relativamente à metodologia utilizada pela AdC para quantificação do impacto da restrição de utilização da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, nos termos e pelas razões explicitadas na secção II.6.2.

alterações significativas de preços, sugerindo possíveis explicações alternativas cuja análise poderá permitir concluir que as mesmas são legítimas e não abusivas.

⁵⁸⁶ Vide a secção II.5.3.1 da Nota de Ilícitude. Vide, igualmente, a secção II.6.1.3.1 *supra*.

II.7 Conclusões da matéria de facto

774. O Grupo EDP é um *player* verticalmente integrado no setor energético, sendo, em Portugal, o maior produtor, distribuidor e comercializador de energia elétrica. A Visada EDP Produção, empresa do Grupo responsável pela gestão da produção do *portfolio* de centrais, está ativa na produção de energia elétrica e prestação de serviços de sistema⁵⁸⁷.
775. O mercado em causa no presente processo é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental⁵⁸⁸. Este mercado visa garantir o equilíbrio constante entre produção e consumo, corrigindo os desequilíbrios. A oferta de banda de regulação secundária traduz-se na oferta da capacidade de variar produção numa determinada banda, mediante remuneração segundo a disponibilidade (reserva disponibilizada) e a sua mobilização (energia efetivamente utilizada).
776. Entre 2007 e 2016, a EDP Produção foi destacadamente o principal fornecedor de banda de regulação secundária do SEN, apresentando consistentemente quotas superiores a 68% do total do mercado, bem como o principal operador em termos de capacidade habilitada a telerregular, registando quotas sistematicamente superiores a 84% do total, posição que, conjugada com a rigidez da procura, lhe confere a capacidade de influenciar a formação do preço marginal da banda de regulação secundária⁵⁸⁹.
777. Da análise quantitativa realizada à informação recolhida⁵⁹⁰, apurou-se que a Visada, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, teve um comportamento contínuo de limitação da oferta no serviço de telerregulação das centrais que beneficiam das compensações CMEC, com vista a aumentar lucros e preços, utilizando o seu poder de mercado para explorar imperfeições do mecanismo de revisibilidade CMEC, relacionado com a incorporação *ex post* das receitas de serviços de sistema.
778. A conduta da EDP Produção traduziu-se, quer na subparticipação no mercado de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC, quer, em determinados períodos, na participação no mercado de banda com preços demasiado elevados para evitar que entrassem na satisfação da procura (i.e., preços instrumentais).
779. O comportamento da EDP Produção gerou também uma perda de eficiência produtiva na satisfação da procura pela transferência da produção de centrais, em geral, mais eficientes (nomeadamente hídricas de fio-de-água) para centrais, em geral, menos eficientes (nomeadamente termoelétricas) quando o perfil hidrológico é favorável. Tal ineficiência implica que a restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais CMEC necessariamente contribuiu para a subida dos preços no mercado de banda de regulação secundária.
780. Do ponto de vista qualitativo, analisaram-se as potenciais razões que poderiam justificar este comportamento, nomeadamente os potenciais desincentivos relacionados com a forma como são efetuados os ajustamentos *ex post* da revisibilidade anual CMEC, tendo-se concluído pela não procedência desses argumentos.

⁵⁸⁷ Vide a secção II.1 *supra*.

⁵⁸⁸ Vide a secção II.2 *supra*.

⁵⁸⁹ Vide a secção II.3 *supra*.

⁵⁹⁰ Vide sobretudo a secção II.4 *supra*.

781. Em 23 de maio de 2018, a Visada juntou, por sua própria iniciativa, um estudo económico da FTI *Compass Lexecon Energy*⁵⁹¹. Posteriormente, em 29 de novembro de 2018, a EDP Produção submeteu a sua Pronúncia à Nota de Ilícitude, a qual compreende, além de uma exposição de 236 páginas, seis anexos⁵⁹², entre os quais um parecer de Álvaro Nascimento e um segundo estudo económico da FTI *Compass Lexecon Energy*⁵⁹³.
782. Em síntese, a Visada contesta alguns dos factos reportados na Nota de Ilícitude relativamente ao comportamento e à metodologia utilizada pela AdC na quantificação do impacto da conduta.
783. A análise desenvolvida pela AdC⁵⁹⁴ permitiu, no entanto, concluir que a argumentação da Visada não apenas assentou numa visão parcial e enviesada, que atende aos elementos potencialmente prejudiciais à EDP Produção, sem tomar em devida consideração elementos que a favorecem, como também teve na sua base pressupostos que carecem de sustentabilidade económica.
784. Desde logo, os alegados princípios subjacentes à estratégia de participação da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária, identificados nos Estudos da Consultora *Compass*, tendem, ou a comprovar a especial posição da Visada neste mercado e a restrição da oferta de capacidade de telerregulação das centrais CMEC, ou a carecer de coerência com a teoria económica ou com os resultados da própria análise da Consultora *Compass*⁵⁹⁵.
785. Adicionalmente, a Visada justifica a sua conduta alegando que o mecanismo da revisibilidade CMEC não incorpora todos os custos decorrentes da participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária, conduzindo a perdas para a EDP Produção. A análise desenvolvida pela AdC permite, contudo, com base na informação recolhida no processo, refutar esta tentativa de justificação económica.
786. Por um lado, a alegação de que a revisibilidade CMEC não incorpora custos relativos a perdas de eficiência decorrentes da prestação de serviços de telerregulação carece de fundamento técnico-económico. O modelo VALORÁGUA (e, por inerência, o ajustamento anual CMEC) tem em consideração as eficiências médias das centrais hidroelétricas, sendo que a ERSE refere que a existência de perdas de eficiência é de difícil comprovação técnica. Ainda que, a admitir-se, hipoteticamente, a existência de custos associados a perdas de eficiência, não só os mesmos teriam sido praticamente residuais em situações em que os preços são superiores aos custos (i.e. “*in the money*”), como sempre haveria que considerar igualmente os ganhos de eficiência, o que a Visada ignora⁵⁹⁶.
787. Por outro lado, a alegação de que o modelo VALORÁGUA gera custos de oportunidade adicionais decorrentes da alocação das energias de telerregulação por postos horários não procede, uma vez que a banda de regulação secundária oferecida pelas centrais CMEC é tratada efetivamente como uma restrição à exploração exógena ao produtor, sendo que a própria Visada admite que a tais custos de oportunidade são residuais em situações “*in the money*”⁵⁹⁷.

⁵⁹¹ Intitulado “*Assessment of EDP’s behaviour concerning its participation in the ancillary services market, Report for EDP Gestão da Produção de Energia, S.A.*” e datado de abril de 2018. Vide o parágrafo 498 *supra*.

⁵⁹² Vide nota de rodapé 27.

⁵⁹³ Intitulado “*Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência*” e datado de 28 de novembro de 2018.

⁵⁹⁴ Vide a secção II.6 *supra*.

⁵⁹⁵ Vide a secção II.6.1.2.1 *supra*.

⁵⁹⁶ Vide as secções II.6.1.2.2.1, II.6.2.1.2.2, II.6.2.1.2.3 e II.6.2.1.2.4 *supra*.

⁵⁹⁷ Vide a secção II.6.1.2.2.2 *supra*.

788. Acresce que o Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê a aplicação de coeficientes de ajustamento da produção que reduzem a produção ótima estimada pelo modelo VALORÁGUA, com o objetivo de garantir um ajustamento da produção adequado, havendo possibilidade de revisão periódica. Mais relevante, a EDP Produção confirmou nunca ter desenvolvido quaisquer diligências com vista a requerer a revisão dos coeficientes de ajustamento da produção das centrais CMEC aí previstas⁵⁹⁸, tudo indiciando que o mecanismo de revisibilidade anual não prejudicava o produtor, ao contrário do que a Visada vem agora alegar.
789. Os argumentos económicos apresentados pela Visada não se afiguram, por isso, suscetíveis de permitir justificar o comportamento da Visada no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental.

II.7.1 Conduta da Visada relativamente à limitação da oferta

790. As centrais de fio-de-água do Douro, em regime CMEC, são paradigmáticas da redução da oferta total da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária⁵⁹⁹. Entre 2009 e 2011, as centrais hidroelétricas do rio Douro forneceram telerregulação significativamente abaixo do seu potencial, tendo contribuído somente entre 4% e 8% da oferta do serviço de telerregulação. Em 2007 e 2008, as centrais do Douro tinham representado [40-50]% e 28% do total de oferta do serviço de telerregulação. Em 2012, a oferta de banda de regulação de centrais do Douro sobe para 27% do total, o que se deveu sobretudo à entrada em serviço de reforços de potência de centrais hidroelétricas em mercado, já que a oferta das centrais CMEC continuou globalmente restringida até 2013⁶⁰⁰. Entre 2014 e 2016, a participação das centrais do Douro na oferta de telerregulação oscilou entre 44% e 66% do total da oferta de banda de regulação secundária, sendo claramente a principal fonte de banda de regulação secundária do SEN.
791. A menor participação das centrais hidroelétricas de fio-de-água do Douro de 2009 a 2011 restringiu a oferta total do serviço da EDP Produção. Em resultado da limitação da oferta das centrais do Douro entre 2009 e 2011, a concorrente REN Trading conseguiu fornecer níveis significativos de telerregulação com a central a carvão do Pego⁶⁰¹.
792. Somente a partir de 2012, o ano mais seco de todo o período, é que, por um lado, os fios-de-água do Douro retomam mais significativamente o fornecimento de banda de regulação secundária, em resultado da entrada em funcionamento dos reforços de potência de centrais em mercado e, por outro lado, começa a descer a oferta de telerregulação da central a carvão do Pego, a qual adquire um carácter residual de 2014 em diante⁶⁰².
793. A restrição da oferta, na medida em que permitiu o aumento do fornecimento de telerregulação de centrais concorrentes tendencialmente menos eficientes do que as centrais hidroelétricas CMEC da EDP Produção, traduziu-se numa perda de eficiência produtiva⁶⁰³.
794. A limitação da oferta do serviço de telerregulação das centrais hidroelétricas CMEC e a sobreutilização das centrais térmicas (a carvão e a gás natural), em particular até 2011, também

⁵⁹⁸ Vide a resposta da EDP Produção de 15.07.2019 ao pedido de elementos da AdC de 02.07.2019 (fls. 1161-1162).

⁵⁹⁹ Vide a Tabela 12 *supra*.

⁶⁰⁰ Vide a Tabela 13 *supra*.

⁶⁰¹ Vide a secção II.4.2.2.3 *supra*.

⁶⁰² Vide o parágrafo 363 *supra*.

⁶⁰³ Vide o parágrafo 366 *supra*.

atuou em prejuízo da qualidade de banda de regulação secundária, o que motivou uma intervenção regulamentar da ERSE em 2010, no sentido de limitar a participação de cada grupo térmico à máxima variação de potência que fosse possível registar em cinco minutos⁶⁰⁴.

795. Por outro lado, regista-se que até 2009 a capacidade de reserva secundária oferecida ao mercado era insuficiente para cumprir os requisitos de reserva do gestor de sistema (REN)⁶⁰⁵. A REN foi obrigada a despachar as unidades CMEC fora do mercado de reserva secundária de forma a conseguir cumprir os seus requisitos de regulação secundária, conforme permitido pelas regras constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS). Igualmente, em outubro de 2009, a REN foi obrigada a aumentar a quantidade de reserva procurada em mercado, em resultado de queixas dos Gestores Globais de Sistema vizinhos (Espanha e França), relacionadas com a qualidade da regulação de frequência do sistema elétrico nacional, a qual depende da qualidade e quantidade de banda de regulação secundária em Portugal⁶⁰⁶.
796. A restrição da oferta de telerregulação das centrais em regime CMEC é corroborada pelos resultados da Auditoria CMEC. O Auditor estima que, em consequência da estratégia de limitação da oferta de banda de regulação secundária das centrais hidroelétricas CMEC, se tenha registado uma redução da oferta total da EDP Produção, entre 2009 e 2011, que variou entre -16% e -6% face àquela que a EDP Produção poderia oferecer com base no pressuposto do comportamento competitivo. No total do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as quantidades simuladas totais de banda de regulação secundária da EDP Produção superaram em 5,4% o total real da EDP Produção⁶⁰⁷.
797. Além da redução total da oferta de banda de regulação secundária, a Auditoria corrobora também que a EDP Produção transferiu oferta de serviço de telerregulação entre centrais dos regimes CMEC e não CMEC: de acordo com as simulações do Auditor, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, as centrais CMEC teriam oferecido 2,95 vezes mais do que o serviço efetivamente oferecido, ao passo que as centrais em mercado da Visada teriam oferecido 0,74 vezes do serviço de telerregulação que ofereceram realmente⁶⁰⁸.
798. A limitação da oferta de telerregulação das centrais CMEC em favor das centrais em regime de mercado exploradas pela EDP Produção é, aliás, explicitamente reconhecida no 1º Estudo *Compass* e na Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude⁶⁰⁹.

II.7.2 Conduta da Visada relativamente a preços

799. Marcando o preço na esmagadora maioria dos leilões para a contratação do serviço de banda secundária⁶¹⁰, a EDP Produção usou tendencialmente as centrais CMEC para fixar preços mais altos. De facto, as centrais CMEC marcam o preço com maior frequência do que o peso que têm na participação da oferta, demonstrando que foram utilizadas como centrais marginais (i.e. as últimas a ser utilizadas) do SEN⁶¹¹.

⁶⁰⁴ Vide a secção II.5.1 *supra*.

⁶⁰⁵ Vide o parágrafo 440 *supra*.

⁶⁰⁶ Vide a secção II.5.1 *supra*.

⁶⁰⁷ Vide a secção II.4.4.2 *supra*.

⁶⁰⁸ Vide a secção II.4.4.1 *supra*.

⁶⁰⁹ Vide a secção II.6 *supra*.

⁶¹⁰ Vide os parágrafos 388-390 e a Tabela 21 *supra*.

⁶¹¹ Vide o parágrafo 391 e a Tabela 22 *supra*.

800. Entre 2010 e 2012, as centrais CMEC foram, de entre as centrais da EDP Produção, aquelas que marcaram os preços mais altos; no ano de 2012, as centrais CMEC foram mesmo as que marcaram os preços médios mais elevados, de entre todas as centrais em atividade⁶¹².
801. Tome-se, como exemplo, a central de Picote, que dispunha de três grupos em regime CMEC (unidade física de Picote) e de um grupo em regime de mercado (unidade física de Picote 4), que entrou ao serviço em finais de 2011⁶¹³. Os grupos de ambos os regimes encontravam-se equipados para telerregulação, partilhavam o mesmo recurso hidrológico e encontravam-se sob a mesma esfera de decisão, diferindo, porém, no regime de exploração. No regime de mercado, as receitas de banda de regulação secundária revertem para a empresa, enquanto no regime CMEC essas mesmas receitas revertem para a liquidação dos encargos fixos dos CAE antecipadamente cessados em 2007. A partir de janeiro de 2014, com o fim do CMEC, a central de Picote original passa a ser explorada em regime de mercado. Em 2012, o preço médio de oferta do grupo original de Picote em regime CMEC superava em quase cinco vezes o preço médio de oferta do grupo em regime de mercado (Picote 4), levando a que nenhuma das ofertas de preço mais alto tivesse sido efetivamente vendida em mercado. A partir do final de 2013, os preços de oferta dos grupos de Picote convergem, no seguimento da transição dessa central do regime CMEC para mercado.
802. A conduta da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária passou, assim, também pela colocação de ofertas de vendas nos leilões horários a preços instrumentais, insuscetíveis de aceitabilidade. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a taxa de sucesso das ofertas de venda das centrais em regime CMEC foi, em média, de 25% do total de horas leiloadas, o que contrasta com a taxa de sucesso de 79% das centrais em regime de mercado, geridas pela própria EDP Produção e pelos seus concorrentes (REN Trading, Endesa e Iberdrola)⁶¹⁴.
803. Adicionalmente, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o preço médio de banda de regulação secundária em Portugal foi cerca de 66% mais alto do que o preço do mesmo serviço em Espanha⁶¹⁵. Esta comparação permite demonstrar, em linha com a análise desenvolvida, que a EDP Produção tinha capacidade e poder para marcar os preços nos leilões de banda de regulação secundária. Note-se que o Grupo EDP também participa no mercado de banda de regulação secundária em Espanha, com o *portfolio* de centrais que detém no território espanhol, embora observe uma menor quota.
804. Em consequência da conduta da EDP Produção, a partir de 1 de abril de 2014, foi determinado, pelo Despacho n.º 4694/2014, a aplicação de um limite administrativo máximo de preço do fornecimento de banda de regulação secundária em Portugal, tendo por base a média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha⁶¹⁶. O mercado de banda de regulação secundária nacional tem funcionado, desde então, com um preço máximo, resultando na diminuição do preço em Portugal⁶¹⁷.
805. Em resultado, o custo total do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental reduziu a sua dimensão total de 114 milhões de Euros em 2012 para menos de 45 milhões em 2015 e 37 milhões em 2016, acompanhado de uma descida significativa no preço

⁶¹² Vide a secção II.4.3.1 *supra*.

⁶¹³ Vide os parágrafos 393-394, a Figura 17 e a Tabela 23 *supra*.

⁶¹⁴ Vide os parágrafos 412 e 413 *supra*.

⁶¹⁵ Vide a secção II.4.3.3 *supra*.

⁶¹⁶ Vide o parágrafo 279 *supra*.

⁶¹⁷ Vide os parágrafos 418-420 *supra*.

médio. Por outras palavras, em 2016 o mercado corresponde a menos de 1/3 do máximo histórico observado em 2012, para níveis de procura aproximadamente idênticos⁶¹⁸.

806. Os resultados da Auditoria CMEC corroboram também um efeito de aumento de preço em resultado da restrição de capacidade de telerregulação das centrais CMEC.

II.7.3 Impacto nos consumidores

807. Partindo das diferenças entre as margens reais apuradas e as margens simuladas que as empresas poderiam ter auferido e considerando os valores de sobrecompensação CMEC estimados pelo Auditor que seriam, num cenário de comportamento ótimo, deduzidos à compensação anual paga à EDP Produção em sede de revisibilidade CMEC, face à dimensão do mercado, obtém-se uma estimativa do impacto da limitação da oferta de banda de regulação secundária equivalente a um agravamento do custo total de banda entre [10-20]% e [10-20]% do mercado no período considerado⁶¹⁹.
808. Uma leitura alternativa do impacto global do comportamento da EDP Produção assenta no sobrecusto face a Espanha que os preços fixados pela Visada provocaram no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013. De facto, apura-se que os consumidores nacionais suportaram, nesse período, um custo de banda de regulação secundária cerca de 155,4 milhões de Euros superior ao que teriam suportado caso se aplicassem os preços espanhóis⁶²⁰.
809. Uma parte desse sobrecusto de 155,4 milhões de Euros foi retificada pelas compensações CMEC em sede de revisibilidade. O Auditor estimou que a margem real das centrais CMEC, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, terá sido de cerca de 15,7 milhões de Euros, margem devolvida aos consumidores via revisibilidade CMEC. Decorre do exposto, que se estima que a prática da EDP Produção tenha gerado um dano para o SEN na ordem de 139,7 milhões de Euros⁶²¹.
810. Independentemente do concreto valor apurado para o impacto da conduta da Visada, resulta evidente das diversas estimativas apresentadas o prejuízo muito substancial para o SEN e para os consumidores.

II.7.4 Estratégia da Visada

811. A EDP Produção:

- (i) Tendo definido a sua estratégia de oferta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental com vista à recuperação de custos e investimentos, decidiu colocar as centrais CMEC no final da curva de oferta e as centrais não CMEC no início da curva, estratégia que demonstra a forma como a EDP Produção estruturou a oferta das suas centrais no âmbito da prestação de serviços de telerregulação, conhecendo o resultado de tal conduta no plano das compensações das centrais CMEC e dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental;
- (ii) Ofereceu apenas a quantidade de banda de regulação secundária suficiente para satisfazer a procura da REN, confirmando a vontade e o conhecimento de que a restrição da oferta da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, em favor das centrais em regime de

⁶¹⁸ Vide o parágrafo 421 *supra*.

⁶¹⁹ Vide as secções II.5.2, II.5.3 e II.5.4 *supra*.

⁶²⁰ Vide os parágrafos 415 e ss. *supra*.

⁶²¹ Vide os parágrafos 494 e ss. *supra*.

mercado exploradas pela EDP Produção, lhe traria lucros adicionais, em prejuízo dos consumidores;

- (iii) Ao efetivar a estratégia, com a ordem da entrada das centrais CMEC (no final da curva de oferta), teve claramente conhecimento e vontade de gerar uma ineficiência produtiva, na medida em que as centrais em regime de mercado eram menos eficientes na prestação de telerregulação, em particular em momentos de perfil hidrológico favorável;
- (iv) Manifesta, com o seu comportamento, uma orientação para a maximização das compensações pagas no âmbito do regime CMEC;
- (v) Revela, com o seu comportamento, a consciência e a intenção de explorar a sua posição no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental através da restrição da oferta, física e económica, gerando (a) um aumento das compensações das centrais CMEC e (b) um aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, maximizando os seus lucros, em prejuízo dos consumidores;
- (vi) Poderia ter adotado comportamentos alternativos que lhe teriam permitido ter atuado em pleno cumprimento das regras da concorrência e, não obstante esta possibilidade, optou por, de forma deliberada, atuar nos termos descritos *supra*, obtendo vantagens indevidas, em prejuízo manifesto dos consumidores.

III Do Direito

III.1 Apreciação jurídica e económica do comportamento da Visada

812. Da factualidade descrita na presente Decisão decorrem indícios suficientemente graves, precisos e concordantes de que a Visada utilizou a sua posição dominante no mercado de banda de regulação secundária do Sistema Elétrico Nacional em Portugal Continental para, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, implementar uma estratégia de restrição da oferta de banda de regulação secundária, conducente a um aumento significativo dos respetivos preços, e com impacto no montante de compensações públicas pagas à Visada, em detrimento dos consumidores.
813. Importa, por isso, proceder à qualificação jurídica e económica do comportamento da Visada de acordo com o regime legal aplicável.

III.1.1 Regime jurídico da concorrência aplicável

III.1.1.1 Enquadramento

814. O Regime Jurídico da Concorrência atualmente em vigor consta da Lei n.º 19/2012⁶²², que entrou em vigor em 7 de julho de 2012, revogando a Lei n.º 18/2003, de 11 de junho (Lei n.º 18/2003) que, por sua vez, havia revogado o Decreto-Lei n.º 371/93, de 29 de Outubro (Decreto-Lei n.º 371/93).
815. Apesar de a Lei n.º 19/2012 constituir o atual Regime Jurídico da Concorrência, a tipificação legal das práticas restritivas da concorrência – artigos 9.º, 11.º e 12.º da Lei n.º 19/2012 – é coincidente nos três diplomas *supra* referidos⁶²³.
816. Ou seja, os três diplomas tipificaram como práticas restritivas da concorrência, puníveis como contraordenação, o abuso de posição dominante, os acordos e as práticas concertadas entre empresas, e as decisões de associação de empresas, que têm por objeto ou como efeito impedir, falsear ou restringir de forma sensível a concorrência no todo ou em parte do mercado nacional⁶²⁴.
817. Assim sendo, há que determinar o regime legal concretamente aplicável ao presente processo contraordenacional, por força do cumprimento das regras respeitantes à aplicação da lei no tempo.

III.1.1.2 Regime substantivo

818. Do ponto de vista substantivo, o artigo 3.º do Regime Geral das Contraordenações (“RGCO”), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 433/82, de 27 de outubro, aplicável *ex vi* do artigo 13.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, dispõe que:

“1 - A punição da contraordenação é determinada pela lei vigente no momento da prática do facto ou do preenchimento dos pressupostos de que depende.”

⁶²² Com as alterações introduzidas pela Lei n.º 23/2008, de 5 de junho.

⁶²³ Vide os artigos 2.º, 4.º e 6.º do Decreto-Lei n.º 317/93 e os artigos 4.º, 6.º e 7.º da Lei n.º 18/2003.

⁶²⁴ Vide o artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 371/93, o artigo 4.º da Lei n.º 18/2003 e o artigo 9.º da Lei n.º 19/2012.

2 - Se a lei vigente ao tempo da prática do facto for posteriormente modificada, aplicar-se-á a lei mais favorável ao arguido, salvo se este já tiver sido condenado por decisão definitiva ou transitada em julgado e já executada.”

819. Nos termos do artigo 5.º do RGCO, “o facto considera-se praticado no momento em que o agente actuou ou, no caso de omissão, deveria ter actuado”.
820. No caso das infrações permanentes — que se distinguem das infrações instantâneas às quais, perante a modificação da lei vigente, se aplicará a lei mais favorável ao visado —, considerando que o momento da consumação perdurou no tempo (i.e., enquanto subsistiu o comportamento ilícito), o agente comete uma única infração, sendo a sua ação indivisível.
821. Ora, se a sua execução se tiver iniciado na vigência da lei antiga mas prosseguir na vigência da lei nova, sendo que o facto ilícito já era punido pela lei antiga, a lei aplicável será a lei vigente no momento em que cessa o facto censurável, ainda que esta última seja mais gravosa.
822. Neste sentido, recorde-se a jurisprudência do Tribunal de Comércio de Lisboa, de acordo com a qual⁶²⁵:

“Vêm as Arguidas acusadas da prática, em coautoria, da contraordenação prevista no art. 4.º da Lei 18/2003 de 11 de Junho que dispõe: são proibidos os acordos entre empresas, as decisões de associações de empresas e as práticas concertadas entre empresas, qualquer que seja a forma que revistam, que tenham por objeto ou como efeito impedir, falsear ou restringir de forma sensível a concorrência no todo ou em parte do mercado nacional...”

A contraordenação aqui prevista apresenta-se como um ilícito não de natureza instantânea mas sim de natureza permanente: a sua execução e a consumação perduram no tempo: a uma primeira fase, que compreende toda a conduta do agente até ao aparecimento do evento, segue-se uma segunda fase que perdura no tempo até que o agente cumpra o dever de fazer cessar o estado antijurídico causado. A violação do bem jurídico prolonga-se no tempo enquanto perdura a resolução criminosa, isto é, a execução persiste no tempo porque o agente voluntariamente mantém a situação jurídica”.

823. A referida jurisprudência do Tribunal de Comércio de Lisboa esclarece ainda a este respeito que:
- “(...) uma vez que a conduta das Arguidas se prolongou durante a vigência da lei nova (...), tendo as Arguidas, no seu domínio continuado a praticar todos os atos integradores do tipo, a consumação do ilícito foi-se dando ao longo de todo o tempo até à data da cessação. Assim, uma vez que a atual lei da concorrência entrou em vigor «antes de esgotada a última possibilidade de intervenção jurídico-penalmente adequada» (Taipa de Carvalho, in Sucessão de Leis Penais, Coimbra editora, 1990, p. 62) é esta que se aplica e é relativamente a esta que a conduta das Arguidas se tem de subsumir.”*

824. No mesmo sentido já se pronunciou o Tribunal da Relação de Lisboa:
- “Importa assim concluir que estamos perante um ilícito contraordenacional permanente, existindo uma conduta antijurídica mantida [ao longo] do tempo ou seja, o momento da consumação perdura no tempo, e enquanto dura essa permanência, o agente encontra-se a cometer a infração.*

⁶²⁵ Vide a Sentença do Tribunal de Comércio de Lisboa (2.º Juízo) de 2 de maio de 2007, Proc. 965/06.9TYLSB.

[...] *Ou seja, perdurando no tempo a consumação da infração, a mesma deve ser punida ainda que mais severamente à luz da lei nova.*⁶²⁶

825. Também o Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão concluiu que:

“Importa começar por definir os parâmetros legais aplicáveis ao caso, verificando-se que a AdC reconduziu a conduta das recorrentes aos arts. 11.º, do NRJC, e ao art. 102.º, do TFUE.

*A conduta em análise reporta-se aos anos de 2010 a 2013, ou seja, na confluência, no âmbito nacional, de duas leis distintas, designadamente a Lei n.º 18/2003 e o atual NRJC, aprovado pela Lei n.º 19/2012, que entrou em vigor no dia 07.06.2012 (cif. arts. 99.º/1 e 101.º) e que estabelece o novo regime jurídico da concorrência. Tratando-se da lei substantiva, não é aplicável, nem que seja por imperativo constitucional, a norma transitória prevista no art. 100.º/1, al a), do NRJC. Adicionalmente, ao estar em causa uma infração permanente, na medida em que após a sua consumação inicial se perpetua no tempo por mera vontade dos agentes envolvidos, com integral verificação dos elementos objetivo e subjetivo já no âmbito da lei nova, não há nenhum fundamento para que esta tenha de ceder a favor dos diplomas anteriores ainda que concretamente mais favoráveis. Nesta medida, é à luz do NRJC que tem de ser apreciada a conduta das recorrentes.*⁶²⁷

826. Da factualidade descrita, nas secções anteriores, resulta que a prática da infração jusconcorrencial imputável à Visada teve início em janeiro de 2009 e terminou em dezembro de 2013⁶²⁸.

827. Trata-se, portanto, de uma infração permanente, em que a prática da infração se prolongou no tempo, tendo-se iniciado na vigência da Lei n.º 18/2003 e subsistido na vigência da Lei n.º 19/2012.

828. Assim se conclui que, do ponto de vista substantivo e de acordo com o princípio da legalidade, sem prejuízo de a prática se ter iniciado ainda na vigência da Lei n.º 18/2003, nos termos da qual já era punível pelo respetivo artigo 6.º, deve ser considerada aplicável à totalidade dos factos em apreço a Lei n.º 19/2012.

829. Do ponto de vista do Direito da Concorrência da União Europeia, a factualidade típica é apreciada à luz do disposto no artigo 102.º do TFUE.

III.1.1.3 Regime processual

830. Do ponto de vista processual, o artigo 100.º, n.º 1, alínea a), da Lei n.º 19/2012 determina que este regime legal de concorrência apenas se aplica “[...] aos processos de contraordenação cujo inquérito seja aberto após a entrada em vigor da presente lei”.

831. A Lei n.º 19/2012 aplicar-se-á, assim, aos presentes autos também do ponto de vista processual, uma vez que o inquérito no PRC/2016/5 foi aberto por despacho do conselho de administração da Autoridade da Concorrência de 8 de setembro de 2016, portanto após a entrada em vigor da Lei n.º 19/2012.

⁶²⁶ Vide o Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (9.ª secção) de 5 de dezembro de 2007, *Ordem dos Médicos*, Proc. n.º 5352/07.

⁶²⁷ Vide a Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º Juízo) de 20 de outubro de 2016, Proc. n.º 36/16.OYUSTR.

⁶²⁸ Vide a secção III.1.4 *infra*, para maiores desenvolvimentos relativamente a esta matéria.

III.1.2 Tipo objetivo da infração

832. Da factualidade descrita na presente Decisão resulta indiciada a prática de uma infração ao disposto no artigo 11.º da Lei n.º 19/2012, bem como ao disposto no artigo 102.º do TFUE, como melhor se demonstrará de seguida.
833. Nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012:
- “É proibida a exploração abusiva, por uma ou mais empresas, de uma posição dominante no mercado nacional ou numa parte substancial deste”.*
834. Da letra do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012 resulta assim que deve verificar-se um conjunto de elementos para que determinada prática seja abrangida pelo seu âmbito de aplicação.
835. Tais elementos para o preenchimento do tipo objetivo são cumulativos e consistem na verificação de: (i) um abuso (ii) de uma posição dominante (iii) por parte de uma empresa, (iv) no todo ou em parte do mercado nacional.
836. Sem prejuízo do artigo 11.º, n.º 2, da Lei n.º 19/2012, à semelhança do artigo 102.º, 2.º parágrafo, do TFUE, fornecer uma lista exemplificativa (e portanto não taxativa) de situações abrangidas por esta proibição, que inclui, em particular, a limitação da produção, em prejuízo dos consumidores⁶²⁹, importa proceder à análise de cada um dos elementos do tipo *supra* elencados, de forma a verificar se os mesmos se encontram devidamente preenchidos no caso concreto.

III.1.2.1 Qualidade de empresa

837. A noção de empresa no Direito da Concorrência tem por base a verificação do exercício de uma atividade económica por uma entidade que beneficie de autonomia de decisão.
838. Esta noção de empresa inclui assim qualquer tipo de organização, formal ou não, independentemente da sua natureza jurídica e de ter ou não personalidade jurídica.
839. Nos termos do artigo 3.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, considera-se empresa “[...] *qualquer entidade que exerça uma atividade económica que consista na oferta de bens ou serviços num determinado mercado, independentemente do seu estatuto jurídico e do seu modo de financiamento*”, não sendo necessário que o exercício da atividade económica tenha fins lucrativos.
840. A Lei n.º 19/2012 consagra deste modo, no plano nacional, a jurisprudência constante do Tribunal de Justiça quanto ao conceito de empresa⁶³⁰.
841. No caso concreto, a Visada desenvolve, direta ou indiretamente, uma atividade económica⁶³¹, assim se qualificando como “empresa” nos termos e para os efeitos das regras da concorrência⁶³².
842. Encontra-se assim verificado este elemento do tipo objetivo previsto no artigo 11.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012 e no artigo 102.º do TFUE.

⁶²⁹ Artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, assim, como, artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.

⁶³⁰ Vide os Acórdãos do Tribunal de Justiça de 18 de junho de 1998, *Comissão/Itália*, Processo n.º C-35/96, Colet. 1998, p. 3851, § 36, de 11 de dezembro de 1997, *Job Centre*, Processo n.º C-55/96, Colet. 1997, p. 7119, § 21, de 16 de novembro de 1995, *Fédération française des sociétés d'assurances e o.*, Processo n.º C-244/94, Colet. 1995, p. 4013, § 14, de 17 de fevereiro de 1993, *Poucet e Pistre*, processos apensos n.ºs C-159/91 e C-160/91, Colet. 1991, p. 637, § 17, e de 23 de abril de 1991, *Höfner e Elser*, Processo n.º C-41/90, Colet. 1991, p. 1979, § 21.

⁶³¹ Vide, a este respeito, o parágrafo 84 *supra*.

⁶³² Vide a secção II.1 *supra*.

III.1.2.2 Mercados relevantes

843. A definição do mercado constitui um instrumento para definir os limites da concorrência entre as empresas, identificando os concorrentes efetivos da(s) empresa(s) em causa, suscetíveis de restringir o seu comportamento e de impedi-la(s) de atuar independentemente de uma pressão concorrencial efetiva.
844. O preenchimento dos tipos de infração previstos na legislação da Concorrência implica, em regra, a prévia definição do(s) mercado(s) relevante(s), com referência ao(s) qual(quais) se determina a existência de uma prática restritiva da concorrência.
845. Estando em causa uma eventual prática de abuso de posição dominante, impõe-se a prévia definição do(s) mercado(s) relevante(s) para efeitos de determinar se a Visada detém uma tal posição de domínio.
846. O conceito de mercado relevante tem, no âmbito jusconcorrencial, uma dupla dimensão ou sentido: a dimensão material ou o mercado relevante do produto ou serviço, e a dimensão geográfica ou o mercado geográfico relevante.

III.1.2.2.1 Mercado do produto ou serviço relevante

847. O mercado de produto relevante *“compreende todos os produtos e/ou serviços considerados permutáveis ou substituíveis pelo consumidor devido às suas características, preços e utilização pretendida”*.⁶³³
848. Para a definição do mercado do produto ou serviço relevante, a substituição do lado da procura constitui o elemento mais imediato e eficaz sobre os fornecedores de um dado produto ou serviço.
849. A substituíbilidade do lado da oferta pode igualmente ser tomada em consideração na definição do mercado, naqueles casos em que os seus efeitos são equivalentes aos da substituição do lado da procura em termos de eficácia e efeito imediato.
850. A prática decisória da Comissão Europeia⁶³⁴ tem distinguido o mercado de serviços de sistema como um mercado do produto relevante autónomo, suscetível de segmentação em mercados do produto mais estreitos. Em procedimentos sancionatórios por práticas restritivas da concorrência⁶³⁵, a Comissão Europeia teve já oportunidade de definir o mercado de banda de regulação secundária como mercado do produto relevante.
851. A segmentação do mercado de serviços de sistema em mercados do produto mais estreitos, consoante as especificidades dos respetivos sistemas elétricos nacionais, encontra igualmente

⁶³³ Vide a Comunicação da Comissão relativa à definição de mercado relevante para efeitos do direito comunitário da concorrência, in JO C 372, de 9.12.1997, p. 6, §7.

⁶³⁴ Vide, por exemplo, as Decisões da Comissão Europeia nos procedimentos COMP/M.3440 – ENI/EDP/GDP, de 9 de dezembro de 2004, §§ 51-55, COMP/M.3868 – DONG/Elsam/Energi E2, de 14 de março de 2006, §§ 235-240, e COMP/M.8660 – Fortum/Uniper, de 15 de junho de 2018, §§ 19-21.

⁶³⁵ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – Mercado grossista de electricidade na Alemanha e COMP/39.389 – Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha, § 46.

apoio em decisões de Autoridades da Concorrência nacionais da União Europeia, nomeadamente a belga⁶³⁶, a espanhola⁶³⁷ e a francesa⁶³⁸.

852. Em síntese, a Autoridade da Concorrência Belga considerou o mercado de produção, de venda grossista e da comercialização de eletricidade na Bélgica, assim como o mercado do fornecimento de reserva terciária na Bélgica, como mercados de produto relevante autónomos. A Autoridade da Concorrência Espanhola considerou o mercado de (resolução de) restrições técnicas como um mercado do produto relevante autónomo, com impacto geográfico regional, deixando em aberto a sua exata delimitação geográfica. A Autoridade da Concorrência Francesa distinguiu, como mercados do produto relevantes, o mercado da reserva terciária (mecanismo de ajustamento) e o mercado do convite à submissão de propostas para constituição de reserva rápida e de reserva complementar (em França, a reserva primária e a reserva secundária são ambas de participação obrigatória e automática), limitados a França.
853. Em Portugal, à luz das características específicas de cada serviço e da heterogeneidade das respetivas estruturas de oferta, a prática decisória da AdC⁶³⁹ tem segmentado consistentemente a prestação de serviços de sistema em três mercados do produto distintos: o mercado de banda

⁶³⁶ Vide a Decisão n.º ABC-2014-I/O-15 de 18 de julho de 2014 da Autoridade da Concorrência Belga, CONC-I/O-09-0015, *Marché de Gros de l'Electricité* (disponível em https://www.abc-bma.be/sites/default/files/content/download/files/2014IO15-ABC_Electrabel%20PUB.pdf, acedida em 26.08.2019), §§ 33, 78 e 88. Versão original sobre a delimitação dos mercados relevantes: “a. *Le marché de la génération, de la vente en gros et du négoce d'électricité en Belgique*, et b. *Le marché de la fourniture de la réserve tertiaire en Belgique*.” (§ 78).

⁶³⁷ Vide a Resolução do Tribunal de Defensa de la Competencia de 8 de março de 2007, Expte. 601/05, *Iberdrola Castellón, Fundamentos de Derecho, Tercero*, pp. 49-54 (disponível em <https://www.cnmc.es/expedientes/60105>, acedida em 26.08.2019). A referida Resolução viria a ser posteriormente confirmada pelo Tribunal Supremo, por sentença de 30 de janeiro de 2012. Versão original sobre a delimitação dos mercados relevantes: “*Revisados todos los argumentos anteriores, el Tribunal considera que: (1) cada una de estas fases presenta los elementos básicos para que sean definidos como mercados de producto a efectos de un análisis de defensa de la competencia, (2) la propia configuración secuencial en el tiempo, derivada de la lógica del sistema de funcionamiento, hace que estos productos no sean sustituibles entre sí, como tampoco sería sustituible su oferta, y por tanto se trata de tres mercados diferenciados, el diario, el de restricciones técnicas, y el intradiario, y (3) dada la evidente conexión que existe entre ellos, en especial entre el diario y el de restricciones técnicas el Tribunal los considera como mercados conexos, a efectos del análisis de defensa de la competencia, que se ha de realizar en este expediente.*” (p. 54); e “*En consecuencia, el Tribunal hace suya la delimitación propuesta por el SDC, que a su vez procede del operador del sistema, esto es, el mercado asociado a las zonas de Levante-Norte y levante-Sur. También coincide con el SDC en que dado que las unidades de generación ubicadas en ambas zonas pertenecen al mismo grupo empresarial, IBERDROLA, el análisis a efectos de defensa de la competencia no requiere una mayor precisión sobre si ambas configuran un único mercado, o deben ser consideradas como dos mercados diferenciados.*” (p. 57).

⁶³⁸ Vide a Decisão n.º 11-D-09 de 8 de junho de 2011 da Autoridade da Concorrência Francesa, §§ 20-48 e 143-155 (disponível em <http://www.autoritedelaconurrence.fr/pdf/avis/11d09.pdf>, acedida em 26.08.2019), §§ 143-155. Versão original: “*Le marché des appels d'offres de RTE est donc distinct du marché de gros de l'électricité*” (§ 149); “*(...) Enfin, il apparaît que, à l'instar du marché de gros, le service proposé sur le mécanisme d'ajustement est différent de celui proposé par les appels d'offres. Ces derniers reflètent, en effet, le besoin qu'a RTE de s'assurer que des offres portant sur des volumes d'ajustement minimum soient proposées quotidiennement pour le mécanisme d'ajustement.*” (§ 150); “*Le marché des appels d'offres de RTE est donc distinct de celui du mécanisme d'ajustement. Il s'en suit que le marché des appels d'offres pour la constitution de la réserve rapide et de la réserve complémentaire organisé par RTE en 2007 est le marché pertinent, comme l'affirme le SNPIET.*” (§ 151); “*De plus, au sein des appels d'offres organisés par RTE en 2007, on peut distinguer le marché de l'appel d'offres pour la réserve rapide, du marché de l'appel d'offres pour la réserve complémentaire. (...) Cependant, à ce stade, cette distinction n'est pas nécessaire car la position d'EDF et les pratiques alléguées sont similaires dans ces deux appels d'offres*” (§ 152); “*En ce qui concerne le marché géographique concerné, RTE organise ces appels d'offres pour l'équilibrage du réseau électrique français. Le marché géographique est donc national.*” (§ 153).

⁶³⁹ Vide as Decisões da AdC nos procedimentos Ccent. n.º 23/2010 – *EDP Produção / Greenvougá*, de 13 de dezembro de 2010, §§ 161-201, Ccent n.º 9/2015 – *EDP Renewables / Ativos ENEOP*, de 14 de agosto de 2015, §§ 56-69, e Ccent n.º 55/2015 – *EDP Renewables / Sociedades Ventinveste*, de 4 de fevereiro de 2016, §§ 48-61.

de regulação secundária ou do serviço de telerregulação, o mercado da reserva terciária a subir e o mercado da reserva terciária a descer.

854. A contratação do serviço de banda de regulação secundária permite garantir o equilíbrio constante entre produção e consumo, corrigindo os desvios num prazo entre 30 segundos e 5 minutos⁶⁴⁰, e assegura a manutenção do programa de trocas de energia com o sistema elétrico espanhol.
855. Como identificado e caracterizado detalhadamente na secção II.2.1 *supra*, e em linha com a prática decisória ora explanada, o mercado do produto relevante no presente processo é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação.

III.1.2.2 Mercado geográfico relevante

856. O mercado geográfico relevante *“compreende a área em que as empresas em causa fornecem produtos ou serviços, em que as condições da concorrência são suficientemente homogéneas e que podem distinguir-se de áreas geográficas vizinhas devido ao facto, em especial, das condições da concorrência serem consideravelmente diferentes nessas áreas”*⁶⁴¹.
857. Na definição do mercado geográfico relevante, podem analisar-se as variações de preços entre áreas geográficas diferentes, as características básicas da procura, opiniões dos consumidores e dos concorrentes, a atual estrutura geográfica das compras, o fluxo das trocas comerciais, as barreiras e custos associados às trocas entre áreas geográficas diferentes.
858. De acordo com a prática decisória da AdC⁶⁴², o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação tem um âmbito restrito a Portugal Continental. Assim é porque a banda de regulação secundária é contratada, pelo GGS, para Portugal Continental, após o encerramento dos mercados organizados, apenas podendo recorrer às centrais localizadas em território nacional para a contratação desse serviço⁶⁴³.
859. Conforme demonstrado na secção II.2.3. *supra* e em linha com a prática decisória identificada, Portugal Continental é identificado como sendo o mercado geográfico em causa no presente processo de contraordenação.

III.1.2.3 Mercado relevante identificado

860. Na secção II.2 da presente Decisão foi identificado e caracterizado o mercado relevante, tendo subjacentes os critérios acima mencionados para determinar o mercado do produto ou serviço e o mercado geográfico.
861. Neste sentido, dada a natureza da prática em análise e em linha com a prática decisória anterior desta Autoridade, bem como das suas congéneres europeias e da Comissão Europeia, considera-

⁶⁴⁰ Vide nota de rodapé 95.

⁶⁴¹ Vide a Comunicação da Comissão relativa à definição de mercado relevante para efeitos do direito comunitário da concorrência, § 8.

⁶⁴² Vide, por exemplo, as Decisões da AdC nos procedimentos CCent. n.º 6/2008 – EDP / Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008, §§ 314-317, e Ccent. n.º 23/2010 – EDP Produção / Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010, §§ 306-308.

⁶⁴³ Vide a secção II.2.3 *supra*.

se que o mercado relevante é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental.

Pronúncia da Visada

862. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada contesta a conclusão da AdC relativa à definição do mercado do produto, não contestando, contudo, a definição do mercado geográfico⁶⁴⁴.
863. Em síntese, a Visada põe em causa a definição do mercado do produto, alegando que a AdC não considerou suficientemente o grau de interação entre os *diversos mercados em causa*, particularmente entre, por um lado, os serviços de sistema e a produção e venda grossista de eletricidade e, por outro, no âmbito dos serviços de sistema, entre a banda de regulação secundária e a reserva de regulação terciária⁶⁴⁵.

Posição da AdC

864. Pelas razões expostas *supra*⁶⁴⁶, as alegações da Visada são improcedentes.
865. Sintetizando o já explanado⁶⁴⁷, a interação entre os diversos mercados no setor elétrico não invalida que os mesmos constituam mercados distintos para efeitos jusconcorrenciais.
866. Por um lado, a contratação de serviços de sistema distingue-se intrinsecamente do mercado da produção e venda grossista de energia elétrica. Atente-se, em particular, aos seguintes aspetos: (i) a contratação de serviços de sistema apresenta uma estrutura de oferta distinta com um preço de equilíbrio diferente do verificado no mercado da produção; (ii) os serviços de sistema apresentam substituíbilidade negligenciável com as transações de energia nos mercados organizados, à vista ou a prazo; e (iii) as importações de energia elétrica não integram a oferta de serviços de sistema, fazendo com que o número de participantes seja mais reduzido.
867. Por outro lado, no âmbito dos serviços de sistema, as respetivas características técnicas e de mercado demonstram que os mercados de banda de regulação secundária e de reserva de regulação terciária são suficientemente distintos entre si e a participação no primeiro não invalida a participação no segundo. Atente-se, em particular, aos seguintes aspetos: (i) o mecanismo de contratação é distinto – no mercado de banda secundária, o produtor recebe uma remuneração pela disponibilização de energia, assim como pela utilização de banda, enquanto na reserva de regulação terciária, a remuneração apenas ocorre para a utilização de energia; e (ii) até 1 de abril de 2014, a regulação secundária era um serviço de participação voluntária, enquanto a reserva de regulação terciária era um serviço obrigatório.
868. Acresce que, como referido na seção III.1.2.2.1 *supra*, a delimitação dos mercados relevantes, autonomizando os serviços de sistema face ao mercado da produção, é também estabelecida pela prática decisória da Comissão Europeia e das Autoridades da Concorrência nacionais da União Europeia, desde logo a própria AdC, tendo em conta as distinções técnicas e as diferenças em termos de funcionalidades e dinâmicas⁶⁴⁸.

⁶⁴⁴ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 152-179. Vide também os parágrafos 170-172 *supra*.

⁶⁴⁵ *Idem*.

⁶⁴⁶ Vide os parágrafos 173-183 *supra*.

⁶⁴⁷ *Idem*.

⁶⁴⁸ A este respeito, tome-se como exemplo a recente referência da Comissão Europeia à visão dos diferentes atores no setor, segundo a qual “ainda que a geração e fornecimento grossista de eletricidade, serviços de sistema e trading financeiro de

869. Como decorre da mesma secção III.1.2.2.1 *supra*, a autonomização do mercado de banda de regulação secundária encontra igualmente suporte na prática decisória da Comissão Europeia e das Autoridades da Concorrência nacionais da União Europeia, nomeadamente a AdC⁶⁴⁹.
870. Em conclusão, o mercado relevante no presente processo é o mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental.

III.1.2.3 Posição dominante da Visada

871. Nos termos da jurisprudência consolidada dos tribunais da União Europeia⁶⁵⁰, uma empresa deverá ser considerada dominante no respetivo mercado quando detiver “*uma posição de poder económico [...] que lhe permite afastar a manutenção de uma concorrência efectiva no mercado em causa e lhe possibilita comportar-se, em medida apreciável, de modo independente em relação aos seus concorrentes, aos seus clientes e, finalmente, aos consumidores*”.
872. Conforme demonstrado na secção II.3 *supra*, entre 2007 e 2016 a EDP Produção foi destacadamente o principal operador no mercado da telerregulação, seja em termos de capacidade habilitada a telerregular⁶⁵¹, sempre com quotas superiores a 84% do total do mercado, seja ao nível do fornecimento de banda⁶⁵², com quotas consistentemente acima de 68%.
873. Tal confere à EDP Produção uma capacidade decisiva para influenciar o preço marginal da banda de regulação secundária, fixando o preço na quase totalidade das horas, com os concorrentes da EDP Produção a assumirem a qualidade de meros *price takers*.⁶⁵³
874. Por outro lado, a rigidez da procura significa que a EDP Produção se comporta também de forma significativamente independente do comprador único dos serviços de banda de regulação secundária (a REN), na medida em que o GGS/REN contrata as quantidades de banda necessárias para manter o sistema equilibrado, independentemente do preço pago no mercado.⁶⁵⁴
875. A EDP Produção assume, deste modo, uma indiscutível posição dominante no mercado relevante da banda de regulação secundária em Portugal Continental.
876. A AdC havia já tido oportunidade de se pronunciar no sentido da existência de uma posição dominante da EDP Produção no mercado relevante da banda de regulação secundária, em sede de procedimento de controlo de operações de controlo de empresas⁶⁵⁵.

energia estejam todos interligados entre si, cada um tem diferentes funcionalidades e dinâmicas” [tradução da AdC]. Vide §20 da Decisão da Comissão Europeia no procedimento M.8660 – *Fortum/Uniper*, de 15 de junho de 2018, § 20.

⁶⁴⁹ Veja-se, por exemplo, a conclusão da Comissão Europeia no processo E.ON: “[u]ma vez que há certas diferenças técnicas e diferenças em termos de procura entre, por um lado, a reserva de regulação secundária, e, por outro lado, a reserva de regulação terciária e outras formas de reservas [...], o mercado do produto relevante foi circunscrito à banda de regulação secundária”. Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de eletricidade na Alemanha* e COMP/39.389 – *Mercado de serviços de sistema de eletricidade na Alemanha*, § 46.

⁶⁵⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de fevereiro de 1978, Processo n.º 27/76, *United Brands / Comissão*, § 65.

⁶⁵¹ Vide a Tabela 2 *supra*.

⁶⁵² Vide a Tabela 4 *supra*.

⁶⁵³ Vide os parágrafos 388-391 *supra*, em particular a Tabela 21.

⁶⁵⁴ Vide os parágrafos 204 e 294 *supra*.

⁶⁵⁵ Vide a Decisão da AdC de 13 de dezembro de 2012, no procedimento n.º Ccent. 23/2010, *EDP Produção / Greenvougá*.

Pronúncia da Visada

877. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada contesta a conclusão da AdC relativa à sua posição de empresa dominante no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental⁶⁵⁶.
878. Em síntese, alega que (i) só passou a existir um verdadeiro mercado de serviços de sistema em Portugal Continental a partir do último trimestre de 2009, (ii) que a posição da EDP Produção ao nível da capacidade instalada é sobreavaliada pela AdC, (iii) que a capacidade das centrais concorrentes da EDP Produção era mais do que suficiente para satisfazer a procura da REN e (iv) que qualquer operador pode marcar o preço marginal da telerregulação.

Posição da AdC

879. Além de a argumentação da EDP Produção nesta sede encerrar alguma confusão entre “*posição dominante*” e “*abuso de posição dominante*”⁶⁵⁷, a mesma não pode proceder em face de todos os elementos de facto constantes do processo⁶⁵⁸.
880. Conforme amplamente analisado e refutados os argumentos da Visada pela AdC⁶⁵⁹, em síntese, resulta que a capacidade de telerregulação da Visada e o respetivo volume de fornecimento, em conjunto com a diversidade de centrais no seu portfólio em termos de regimes contratuais e de tecnologias, bem como a evidência de marcação regular do preço e a capacidade de influência na ordem de mérito, tornam indubitável que a EDP Produção detém uma posição dominante no mercado relevante⁶⁶⁰.
881. Encontra-se, assim, igualmente verificado este elemento do tipo objetivo previsto no artigo 11.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012 e no artigo 102.º do TFUE.

III.1.2.4 O abuso de posição dominante da Visada

882. A conduta da EDP Produção descrita nos presentes autos é qualificável como uma prática restritiva da concorrência, designadamente como um abuso de posição dominante, tipificado no artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da LdC e no artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.
883. Abuso de posição dominante é “*uma noção objectiva que abrange os comportamentos de uma empresa em posição dominante susceptíveis de influenciar a estrutura de um mercado no qual, precisamente na sequência da presença da empresa em questão, o grau de concorrência já está enfraquecido e que tem como consequência impedir, através de meios diferentes daqueles que regem uma competição normal de produtos ou serviços com base em prestações dos operadores económicos, a manutenção do grau de concorrência ainda existente no mercado ou o desenvolvimento desta concorrência*”⁶⁶¹.

⁶⁵⁶ Vide os §§ 184-217 da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude. Vide, igualmente, o parágrafo 205 *supra*.

⁶⁵⁷ Atente-se, em particular, nos §§ 196-197 e § 203 da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude.

⁶⁵⁸ Vide os parágrafos 206-230 *supra*.

⁶⁵⁹ Vide a secção II.3.4 *supra*.

⁶⁶⁰ Vide a secção II.3 *supra*.

⁶⁶¹ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 13 de fevereiro de 1979, Processo n.º 85/76, *Hoffmann-La Roche / Comissão*, § 91. Vide, igualmente, o Acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 8 de outubro de 1996, *Compagnie maritime belge transports SA e o. c. Comissão*, Processos apensos T-24/93, T-25/93, T-26/93 e T28/93, § 106.

884. A prática decisória da Comissão Europeia e a jurisprudência dos tribunais da União Europeia têm-se pautado por uma interpretação muito ampla do conceito de abuso de posição dominante, identificando-o com qualquer conduta assente na exploração de uma posição de domínio não consentânea com o padrão da normal concorrência pelo mérito, em violação do especial dever de responsabilidade que recai sobre uma empresa dominante⁶⁶².
885. A jurisprudência dos tribunais nacionais também acolhe este conceito de abuso de posição dominante, identificando-o como qualquer conduta assente na exploração de uma posição de domínio não consentânea com o padrão da normal concorrência pelo mérito, em violação do especial dever de responsabilidade que recai sobre uma empresa dominante.
886. A título ilustrativo, refira-se o entendimento sufragado pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão⁶⁶³, também confirmado pelo Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa, no processo *Sport TV*, donde resulta, em suma, que: *“o conceito de especial responsabilidade da empresa dominante com o sentido de que a esta incumbe, independentemente, das causas dessa posição de domínio, de, com o seu comportamento, não atingir uma concorrência efectiva e não falseada dentro do mercado comum, o que prefigura a possibilidade de censurar o Abuso de posição dominante”*⁶⁶⁴. O princípio da especial responsabilidade que recai sobre as empresas em posição dominante foi, igualmente, sufragado na Sentença proferida pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão no processo *ANF*⁶⁶⁵, confirmada, em recurso, pelo Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa⁶⁶⁶.
887. O especial dever de responsabilidade que incide sobre as empresas em posição dominante assume particular relevância no setor energético, dada a importância essencial deste setor para a economia nacional e a competitividade das empresas, bem como para o bem-estar dos consumidores, dada a qualificação do serviço de fornecimento de energia elétrica enquanto serviço público essencial⁶⁶⁷.
888. A EDP Produção abusa da posição dominante que detém no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, na medida em que, através do seu comportamento⁶⁶⁸, explorando as lacunas do sistema regulatório, e, de entre várias atuações possíveis, utiliza as possibilidades que decorrem da sua posição dominante para auferir vantagens que não poderia obter numa situação de concorrência suficientemente efetiva, em prejuízo do sistema elétrico nacional e dos consumidores nacionais.

⁶⁶² Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 9 de novembro de 1983, Processo n.º 322/81, *Michelin/Comissão*, Colet. 1983, p. 3461, § 57. Vide, igualmente, o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de outubro de 2010, Proc. C-280/08 P, *Deutsche Telekom / Comissão*, §§ 83 e 176.

⁶⁶³ Vide a Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo) de 4 de junho de 2014, Proc. n.º 204/13.6YUSTR, págs. 144-146 e 169.

⁶⁶⁴ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, págs. 148 e 170.

⁶⁶⁵ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo) de 20 de outubro de 2016, Proc. n.º 36/16.0YUSTR.

⁶⁶⁶ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 14 de junho de 2017, Proc. n.º 36/16.0YUSTR.L1, pág. 207.

⁶⁶⁷ Vide artigo 1.º, n.º 2, alínea b) da Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual.

⁶⁶⁸ Como melhor explicado na secção III.1.3.1. *infra*, a EDP Produção infringiu o Direito da Concorrência no exercício da sua margem de autonomia. De acordo com a jurisprudência dos tribunais da União Europeia, mesmo atuando em conformidade com o quadro regulatório vigente, uma empresa pode ser responsabilizada jusconcorrencialmente quando adota um comportamento anticoncorrencial autónomo. Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça *Deutsche Telekom / Comissão*, §§ 80-85.

889. Note-se que a utilização abusiva do sistema regulatório por uma empresa dominante, com objetivos e/ou efeitos anticoncorrenciais, é uma das formas de abuso de posição dominante já reconhecida na jurisprudência dos Tribunais da União Europeia⁶⁶⁹.
890. Como demonstrado, a gestão da oferta da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária teve na base uma redução da oferta das centrais sob o regime CMEC – no qual a empresa é compensada economicamente até ao limite das receitas equivalentes às previsivelmente proporcionadas pelos anteriores CAE –, em contrapartida do aumento da atividade das centrais não abrangidas por tal mecanismo de compensação, com o objetivo de obter uma maximização dos lucros ilícita, por um lado, através da elevação dos preços a um nível supracompetitivo no mercado de banda de regulação secundária em resultado dessa restrição da oferta e, por outro, visando obter sobrecompensações pagas pelos consumidores no âmbito do regime CMEC.
891. A conduta da EDP Produção traduziu-se quer na não participação no mercado de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC (“restrição física da produção/oferta”)⁶⁷⁰, quer, pelo menos em determinados períodos, na participação no mercado de banda com preços instrumentais, demasiado altos para que entrassem na satisfação da oferta (“restrição financeira da produção/oferta”)⁶⁷¹.
892. Com efeito, resulta, expressamente, do *Sector Inquiry into Electricity Production and Wholesale* (2011), publicado pelo *Bundeskartellamt*, que « “[c]onceptualmente, ambas as formas de retenção de capacidade constituem um abuso de posição dominante, na aceção do artigo 102.º do TFUE (...). A “retenção da capacidade física” pode ser entendida como uma limitação da produção em detrimento dos consumidores, na aceção do artigo 102.º, n.º 2, alínea b), do TFUE. A proibição do abuso exploratório também inclui a “retenção da capacidade económica”. Neste contexto, em última análise, pode ficar em aberto se este abuso – como o efeito é idêntico – também constitui uma limitação da produção ou simplesmente uma forma de preços excessivos.» (tradução nossa)⁶⁷².
893. A subutilização das centrais da EDP Produção com regime CMEC face ao seu peso relativo, quer em termos de capacidade instalada de telerregulação, quer em termos de produção de energia elétrica no mercado primário, a fim de promover a transferência de atividade económica destas centrais para as centrais em regime de mercado da EDP Produção, originou, além da sobrecompensação do auxílio de Estado atribuído à EDP, em prejuízo dos consumidores nacionais, um efeito de ineficiência produtiva e de restrição da oferta global no mercado de banda de regulação secundária, tendo conduzido a um aumento dos preços praticados neste mercado.

⁶⁶⁹ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 6 de dezembro de 2012, Processo n.º C-457/10 P, *AstraZeneca/Comissão*.

⁶⁷⁰ Vide a secção II.4.2 *supra*.

⁶⁷¹ Vide a secção II.4.3 *supra*.

⁶⁷² Vide o *Sector Inquiry into Electricity Production and Wholesale* (2011), *Bundeskartellamt*, Sumário (EN), donde resulta que «Conceptually, both forms of capacity withholding constitute an abuse of a dominant position within the meaning of Article 102 TFEU and of Section 19 (1) ARC. “Physical capacity withholding” can be grasped as limiting production to the prejudice of consumers within the meaning of Art. 102 (2) (b) TFEU. The prohibition of exploitative abuse effectively also comprises “economic capacity withholding”. In this context, it may ultimately be left open whether this – as the effect is identical – also constitutes a limitation of production or simply a form of excessive pricing.», p. 11, disponível em https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Sector%20Inquiries/Sector%20Inquiry%20Electricity%20Generation%20and%20Wholesale%20Markets.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (consultado em 26.08.2019).

894. Como demonstrado *supra*⁶⁷³, em resultado da conduta da EDP Produção, os preços no mercado da telerregulação em Portugal Continental, no período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, caracterizam-se por ser supracompetitivos, isto é, refletem o exercício de poder de mercado da EDP Produção através da restrição de oferta de capacidade, porquanto:
- i. são substancialmente superiores aos respetivos custos, como apurados na presente Decisão, tendo por base a Auditoria CMEC⁶⁷⁴;
 - ii. excedem amplamente os preços praticados no mercado espanhol, o mercado que mais se assemelha ao mercado português⁶⁷⁵ e no qual, aliás, o grupo EDP está igualmente presente (mas sem posição dominante)⁶⁷⁶;
 - iii. são manifestamente desproporcionais relativamente aos preços praticados pela EDP Produção em períodos imediatamente anteriores e posteriores ao período de referência entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013⁶⁷⁷.
895. Decorrente do acima exposto, clarifica-se que a presente Decisão não tem por objeto uma condenação da EDP Produção por prática de preços excessivos no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental⁶⁷⁸. O enquadramento do abuso de posição dominante da EDP Produção no presente processo respeita a uma estratégia de restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC, na qual a prática de preços supracompetitivos foi meio, mediante ofertas de venda a preços instrumentais, e efeito, dado o impacto da conduta nos preços do mercado relevante e nas compensações pagas no âmbito do regime CMEC, em detrimento do SEN e dos consumidores⁶⁷⁹. Ou seja, esta conduta – a de restrição de oferta de capacidade –, incluiu, não apenas a restrição física de oferta de capacidade, mas, também, uma restrição económica de oferta de capacidade, na medida em que a Visada submeteu ofertas de venda no mercado de banda de regulação secundária com preços instrumentais, isto é, demasiado elevados (no sentido de proibitivamente elevados) com o objetivo intencional de que as centrais em regime CMEC não entrassem a satisfazer a procura; tal não se confunde com o impacto que tal restrição de capacidade pela Visada teve, ao levar ao aumento dos preços no mercado de banda de regulação

⁶⁷³ Vide, em particular, a secção II.4.3 e a secção II.5.

⁶⁷⁴ Vide a Tabela 32 e a Tabela 34 *supra*. No cenário real, entre 2009 e o primeiro trimestre de 2014, as receitas de banda de regulação secundária da EDP foram em média 31% superiores aos custos de capacidade, incluindo o prémio de risco 10 €/MW, tanto para as centrais CMEC como para as centrais em mercado, tendo essa diferença chegado a 61% no ano de 2012 para as centrais CMEC e a 33% para as centrais em mercado. Considerando o rácio entre receitas e custos apurados na Auditoria com um prémio de risco 0 no referido período, as receitas das centrais CMEC foram o dobro dos custos, tendo atingido um máximo de 2,4 vezes em 2012.

⁶⁷⁵ O Despacho n.º 4694/2014 corrobora este pressuposto: “A afirmação de um referencial mais eficiente e concorrencial no funcionamento do mercado de serviços de sistema em Portugal, não pode deixar de ter em consideração a integração a nível ibérico, pelo que importa introduzir princípios de formação do preço da banda de regulação secundária que considerem a referência ao mercado de serviços de sistema e restrições Espanhol que, pela sua dimensão e estrutura, pode ser considerado um referencial para os preços desses serviços em ambiente competitivo, para além de ser o mercado com um funcionamento mais semelhante ao mercado português”.

⁶⁷⁶ Vide a Figura 29, a Tabela 27 e a Tabela 28 *supra*. Entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o preço médio em Portugal foi 65,8% superior ao preço do mesmo serviço em Espanha, do qual resultou um sobrecusto de 155,4 milhões de Euros. Em 2009, o preço médio português ultrapassou o espanhol em 140,7%. No mesmo período 2009-2013, a diferença de preços no mercado grossista diário foi praticamente nula.

⁶⁷⁷ Vide a Tabela 29 *supra*. Para níveis de procura aproximadamente idênticos, o mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental reduziu a sua dimensão total de 114 milhões de Euros em 2012 para apenas 37 milhões em 2016, portanto menos de 1/3.

⁶⁷⁸ Vide artigo 11.º, n.º 2, alínea a), da Lei n.º 19/2012, e artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea a), do TFUE.

⁶⁷⁹ Vide artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, e artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.

secundária, em prejuízo dos consumidores, na aceção da parte final da alínea b) do n.º 2 do artigo 11.º da LdC e da alínea b) do 2.º parágrafo do artigo 102.º do TFUE.

896. Apesar de consabidamente o Direito da Concorrência não ter por objetivo ressarcir danos e de a demonstração do carácter abusivo de uma prática não requerer a concretização do respetivo efeito anticoncorrencial⁶⁸⁰, a AdC procurou, por uma questão de completude, estimar o impacto global da conduta da EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental no período 2009-2013⁶⁸¹ e considerou igualmente estimativas desenvolvidas por outras entidades⁶⁸², todas elas, independentemente dos valores concretamente apurados, indicando que o comportamento da Visada se traduziu num prejuízo financeiro muito substancial para o SEN e para os consumidores.
897. Acrescem os impactos da conduta da EDP Produção em termos de deterioração da qualidade da banda de regulação fornecida ao sistema⁶⁸³.
898. O comportamento descrito da EDP Produção infringe, assim, o artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da LdC e o artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, em ambos os ordenamentos infringindo as respetivas alíneas b), as quais elencam, entre as possíveis formas de abuso de posição dominante, a “[l]imita[ção] [d]a produção [...] em prejuízo dos consumidores”.
899. Trata-se de um comportamento que traduz um abuso de exploração, ou seja, usando a caracterização do Tribunal da Relação de Lisboa, uma *“atuação que não podia deixar de ter «um escopo de obtenção de vantagens para a empresa dominante, de benefícios que, na ausência de tal poder económico, ela não poderia auferir»*⁶⁸⁴.
900. Importa referir que o abuso de posição dominante por restrição ou manipulação da oferta de capacidade, seja por uma empresa em posição dominante não oferecer capacidade técnica e economicamente disponível em mercado (restrição física de capacidade), seja por a mesma oferecer capacidade, de custos competitivos, a preços muito elevados, de forma a deliberadamente não vender em mercado (restrição económica de capacidade), não é desconhecido, nem pela Comissão Europeia⁶⁸⁵, nem pelos Tribunais e pelas Autoridades de Concorrência nacionais de outros Estados-Membros da União Europeia, com destaque para as

⁶⁸⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 17 de dezembro de 2003, Processo n.º T-219/99, *British Airways / Comissão*, § 293, e o Acórdão do Tribunal de Justiça de 15 de março de 2007, Processo n.º C-95/04 P, *British Airways / Comissão*, § 107. Vide, igualmente, o Acórdão do Tribunal de Justiça de 17 de fevereiro de 2011, Processo n.º C-52/09, *Konkurrensverket / TeliaSonera*, § 64.

⁶⁸¹ Vide a secção II.5.2 *supra*.

⁶⁸² Vide a secção II.5.3 *supra*. Vide, igualmente, o parágrafo 83 *supra*.

⁶⁸³ Vide a secção II.5.1 *supra*.

⁶⁸⁴ Vide o Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, p. 203 (*Sport TV*).

⁶⁸⁵ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha*, e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha*.

jurisdições espanhola⁶⁸⁶, italiana⁶⁸⁷ e belga⁶⁸⁸. Reitere-se, ainda, a conclusão do *Sector Inquiry into Electricity Production and Wholesale* (2011), levado a cabo pela jurisdição alemã⁶⁸⁹.

901. Nesta sede, reitera-se que no presente processo não está em causa, em resultado da conduta da EDP Produção, uma prática de preços excessivos⁶⁹⁰. Está-se na presença de uma restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC, com impacto nos preços do mercado relevante e nas compensações pagas no âmbito do regime CMEC, em detrimento do SEN e dos consumidores⁶⁹¹. Nesse contexto, clarifica-se que em alguns dos precedentes decisórios e jurisprudenciais a que *infra* nos referiremos, a temática dos preços excessivos é também abordada, na medida em que esse tipo de conduta também foi imputado às empresas visadas e/ou não houve uma distinção expressa entre a limitação de produção e a prática de preços não equitativos.
902. Concretamente, em 7 de maio de 2008, a Comissão Europeia abriu inquérito por abuso de posição dominante contra a E.ON AG, tendo por base, nomeadamente, uma estratégia identificada da E.ON para retirar capacidade de produção disponível, conduzindo a um aumento dos preços, em detrimento dos consumidores⁶⁹². Os dois processos foram arquivados em 26 de novembro de

⁶⁸⁶ Vide a Resolução do *Tribunal de Defensa de la Competencia* de 8 de março de 2007, Expte. 601/05, *Iberdrola Castellón*, confirmada pelo *Tribunal Supremo* por sentença de 30 de janeiro de 2012 (disponíveis em <https://www.cnmec.es/expedientes/60105>, acedida em 26.08.2019).

⁶⁸⁷ Vide as Decisões da *Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato* de 22 de dezembro de 2010, Proc. N.º 21960, *Enel – Dinamiche Formazioni Prezzi Mercato Energia Elettrica in Sicilia*, e Proc. N.º 21962, *Tolling Edipower* (disponíveis em <https://www.agcm.it/competenze/tutela-della-concorrenza/intese-e-abusi/liste-intese-e-abusi>, acedida em 26.08.2019). A Autoridade italiana encerrou ambos os processos, tendo aceitado os compromissos oferecidos. Na versão preliminar da investigação, a Autoridade italiana considerou estar em causa o abuso de posição dominante do Grupo ENEL, no mercado da venda grossista de energia elétrica na macrozona Sicília, por não ter utilizado capacidade de produção de forma a causar falhas no fornecimento elétrico na região e assim obter preços mais elevados no mercado diário, em prejuízo dos consumidores. O processo foi encerrado com compromissos: fixação de um preço máximo de € 190/MWh nas ofertas da ENEL.

⁶⁸⁸ Vide a Decisão n.º ABC-2014-I/O-15 de 18 de julho de 2014 da Autoridade Belga da Concorrência, CONC-I/O-09-0015, *Marché de Gros de l'Electricité* (disponível em https://www.abc-bma.be/sites/default/files/content/download/files/2014IO15-ABC_Electrabel%20PUB.pdf, acedida em 26.08.2019). A Electrabel foi condenada ao pagamento de uma coima de 2 milhões de Euros por abuso de posição dominante no mercado belga da produção, venda grossista e negociação de eletricidade, em resultado da aplicação, na venda de partes da capacidade reservada no Belpex DAM Exchange, de uma escala de preços que lhe permitiu auferir uma margem excessiva de €60/MWh relativamente ao preço médio. A Autoridade Belga fundamentou a sua Decisão na conclusão de que a referida margem era excessivamente desproporcional, desrazoável e injustificada relativamente ao custo marginal de produção e que práticas de retirada de capacidade, definidas como não oferta para venda de capacidade cujo custo é inferior ao preço de mercado sem que exista justificação objetiva para tal, constituem uma estratégia de limitação da produção, suscetível de conduzir a aumento de preços, e, portanto, uma forma de abuso de exploração dos clientes.

⁶⁸⁹ Vide o *Sector Inquiry into Electricity Production and Wholesale* (2011), Bundeskartellamt, Sumário (EN), p. 11, disponível em https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Sector%20Inquiries/Sector%20Inquiry%20Electricity%20Generation%20and%20Wholesale%20Markets.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (consultado em 26.08.2019), acima já referenciado na nota-de-rodapé n.º 672 *supra*.

⁶⁹⁰ Vide artigo 11.º, n.º 2, alínea a), da Lei n.º 19/2012, e artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea a), do TFUE.

⁶⁹¹ Vide artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, e artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.

⁶⁹² Vide, nomeadamente, o § 2 do resumo da Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha*, e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha*: “No que se refere ao processo relativo ao mercado grossista na Alemanha, a preocupação da Comissão consistia no facto de a E.ON poder ter concebido uma estratégia para retirar capacidade de produção disponível (limitando o fornecimento de electricidade de certas unidades ao mercado de curto prazo – a bolsa EEX), com o objectivo de aumentar os preços da electricidade em detrimento dos consumidores, abusando assim da posição dominante que detém no mercado acima referido”.

2008, mas em virtude da proposta e vinculação da E.ON a compromissos profundamente onerosos de natureza estrutural⁶⁹³.

903. No que respeita aos precedentes nacionais, importa destacar, pelos seus muitos pontos de contacto com o presente caso, o processo espanhol *Iberdrola Castellón* (Expte. 601/05). Por Resolução do *Tribunal de Defensa de la Competencia* de 8 de março de 2007, confirmada pelo Tribunal Supremo por sentença de 30 de janeiro de 2012, a Iberdrola foi condenada ao pagamento de uma coima de € 38.710.349 por abuso de posição dominante, traduzido na oferta de capacidade de determinadas centrais no mercado diário a preços superiores aos preços médios ponderados neste mercado, de forma a reservar a respetiva utilização para o mercado de restrições técnicas, onde os preços de venda eram mais elevados. As autoridades de concorrência espanholas consideraram provado que fora a posição dominante da Iberdrola no mercado relacionado de restrições técnicas que lhe havido permitido manipular a sua oferta no mercado diário e obter um rendimento extraordinário ao vender essa mesma energia a um preço superior ao cobrado no mercado concorrencial⁶⁹⁴.

Pronúncia da Visada

904. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada contesta que a conduta que lhe é imputada configure um abuso de posição dominante.
905. A Visada entende que, à exceção da prática de preços excessivos, a figura do abuso de posição dominante “de exploração” não está consolidada no Direito da União Europeia, pois a prioridade da Comissão Europeia têm sido os abusos “de exclusão”⁶⁹⁵, não existindo precedentes decisórios jusconcorrenciais por “restrição de capacidade”⁶⁹⁶. Mais considera a Visada que a AdC incorreu em erro manifesto ao equiparar a conduta da EDP Produção ao comportamento da AstraZeneca que motivou a respetiva condenação pela Comissão Europeia e pelo Tribunal de Justiça da União Europeia⁶⁹⁷.
906. No que respeita especificamente à “restrição económica da produção”, traduzida na participação das centrais CMEC no mercado com preços instrumentais, demasiado elevados para as mesmas entrarem na satisfação da procura, a Visada sustenta que a análise da AdC deveria ter seguido os

⁶⁹³ Vide, nomeadamente, o § 4 do resumo da Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha*, e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha*: “A Comissão considera que os compromissos propostos na sequência da apreciação preliminar e das observações apresentadas por terceiros interessados são suficientes para dissipar as preocupações identificadas em matéria de concorrência. Antes de mais, a cessão pela E.ON de cerca de 5 000 MW da sua capacidade de produção dissipa as preocupações relativas ao mercado grossista. Esta alienação elimina a possibilidade e o incentivo para retirar capacidade de produção de forma rentável, que era possível em especial devido à estrutura da carteira de centrais eléctricas da E.ON”.

⁶⁹⁴ Vide, em particular, o ponto *Primero* dos *Fundamentos de Derecho* “La presente Resolución tiene por objeto determinar si IBERDROLA ha infringido el art. 6 LDC, mediante una conducta consistente en restringir la producción de energía eléctrica en el mercado diario de generación, con el objeto de obtener por dicha energía, no el precio del mercado en competencia, sino un precio superior y determinado por ella, al ser llamada a generar para resolver un problema de restricciones técnicas” (p. 33) e o ponto *Primero* da Decisão “Declarar que IBERDROLA GENERACIÓN S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6.1.a) de la Ley de Defensa de la Competencia, al ofertar al mercado diario de la energía precios encaminados no a su casación en dicho mercado, sino a generar en situación de restricciones técnicas, en cuya situación era el único posible oferente, conducta que tuvo lugar, de forma continuada, para la central Castellón entre el 18 de diciembre de 2002 y 27 de mayo de 2003 y entre el 23 de octubre y el 31 de diciembre de 2003, y durante el año 2003 en las centrales Escombreras 4 y Escombreras 5” (p. 73).

⁶⁹⁵ Vide o § 547 da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude.

⁶⁹⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 548-554.

⁶⁹⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 555-559.

critérios da jurisprudência *United Brands* sobre preços excessivos, o que não se verificou na Nota de Ilícitude⁶⁹⁸.

Posição da AdC

907. Na ótica da AdC, não colhem os argumentos apresentados pela Visada nesta sede.
908. Como referido⁶⁹⁹, o princípio de base em matéria de abuso de posição dominante é o de que são proibidos todos os *“comportamentos de uma empresa em posição dominante susceptíveis de influenciar a estrutura de um mercado no qual, precisamente na sequência da presença da empresa em questão, o grau de concorrência já está enfraquecido e que tem como consequência impedir, através de meios diferentes daqueles que regem uma competição normal de produtos ou serviços com base em prestações dos operadores económicos, a manutenção do grau de concorrência ainda existente no mercado ou o desenvolvimento desta concorrência”*⁷⁰⁰.
909. Como decorre claramente da própria redação do artigo 11.º da LdC e do artigo 102.º do TFUE, os concretos tipos de comportamentos aí elencados são meros exemplos, o mesmo se devendo entender em relação às condutas detetadas, investigadas e sancionadas pelas autoridades de concorrência, as quais nunca poderão ser entendidas como exaustivas da realidade.
910. O ponto de partida é o de que é proibido todo e qualquer comportamento através do qual uma empresa em posição dominante se aproveita dessa posição privilegiada, de modo a obter vantagens que de outra forma não conseguiria e que redundam em prejuízo da concorrência e dos consumidores. Dito de outro modo, o artigo 11.º da LdC e o artigo 102.º do TFUE impõem um dever de conduta às empresas que, como a EDP Produção, ocupem uma posição dominante de agir de modo a não explorarem a mesma de forma a auferir vantagens a que não teriam acesso caso estivessem sujeitas a uma concorrência efetiva.
911. Em concreto, o sector da energia era, tradicionalmente, um monopólio protegido pelo regime legal e regulatório. A fim de garantir a efetiva abertura dos mercados à concorrência e todas as vantagens que daí advêm para o consumidor, incide, por força do artigo 11.º da LdC e do artigo 102.º do TFUE, sobre os tradicionais incumbentes um dever de especial responsabilidade de se absterem de tirar proveito da sua posição de privilégio, em regra construída sobre um amplo acervo de direitos exclusivos e especiais conferidos pelas entidades públicas ao longo de décadas, em termos que obstem, de alguma forma, ao cabal funcionamento concorrencial dos mercados.
912. No caso concreto, a AdC deparou-se com uma situação de manipulação restritiva da oferta por parte de uma empresa em posição dominante, prática que teve um impacto relevante nos preços e no montante de compensações públicas pagas à empresa, em detrimento dos consumidores.
913. Ora, sem prejuízo do evidente interesse dos precedentes decisórios de outras autoridades de concorrência, em especial europeias, não pode a Visada pretender que a AdC fique estritamente vinculada pelas apreciações de entidades terceiras ou pela forma como as mesmas enquadraram as questões nos respetivos processos. Em particular, sendo o mecanismo dos CMEC concretamente nacional, o caso revestirá necessariamente contornos específicos, que o distinguem, em determinados pontos, de processos abertos em outras jurisdições, impondo uma análise forçosamente casuística.

⁶⁹⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 592-625.

⁶⁹⁹ Vide o parágrafo 883 *supra*.

⁷⁰⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 13 de fevereiro de 1979, *Hoffmann-La Roche / Comissão*, cit., § 91.

914. Não é porque, como alega a Visada⁷⁰¹, a Comissão Europeia tem sancionado mais abusos de posição dominante de exclusão do que de exploração, que a mesma não condenou já anteriormente abusos de exploração⁷⁰², ou, muito menos, que a AdC estará vedada de investigar e, se necessário, sancionar um evidente caso de abuso de posição dominante de exploração, como o presente.
915. De resto, argumento semelhante foi já considerado improcedente pelo Tribunal da Relação de Lisboa a propósito de um abuso de exploração por discriminação de preços: *“A arguida afirma também que «é extremamente raro encontrar na prática decisória da Comissão e na jurisprudência do TJUE casos de abusos de exploração em forma de discriminação de segunda linha sem integração vertical (discriminação pura)». Essa constatação é, porém, completamente irrelevante para saber se o comportamento da arguida preenche o tipo legal por que foi condenada. De facto, a prevalência de casos de abusos de exclusão ao nível das decisões das instituições da União Europeia não decorre da falta de ilicitude dos abusos de exploração, mas resulta das prioridades estabelecidas pela Comissão, nomeadamente no seu documento «Orientações sobre as prioridades da Comissão na aplicação do artigo 82.º do Tratado CE a comportamentos de exclusão abusivos por parte de empresas em posição dominante» (JOUE C-45 de 24.2.2009). Mas essas prioridades não significam, como se disse que os abusos de exploração não sejam puníveis pelo artigo 6.º [da Lei n.º 18/2003, de 11 de junho] (Ver, neste sentido, PEREIRA, Miguel Mendes, ob. Cit., p. 168, e JUNQUEIRO, Ricardo Bordalo, ob. Cit., p. 309). Consta mesmo do ponto 7 desse comunicado, como a própria arguida reconhece, que «[q]ualquer conduta que represente uma exploração dos consumidores (por exemplo, a aplicação de preços excessivos) ou que mine os esforços com vista à realização de um mercado interno integrado, é igualmente passível de infringir o artigo 82.º»⁷⁰³.*
916. A AdC não está impedida de subsumir os comportamentos da forma que melhor enquadra os concretos factos, subjacentes a uma situação detetada de manifesta exploração do SEN e dos consumidores, por uma empresa em posição dominante.
917. Em todo o caso, importa sublinhar que, pelos seus evidentes pontos de contacto com o presente processo, os precedentes identificados⁷⁰⁴ demonstram que, independentemente do respetivo enquadramento em concreto, uma conduta como a adotada pela EDP é consabidamente suscetível de levantar preocupações jusconcorrenciais, podendo atentar contra o bem jurídico concorrência.
918. A própria Visada reconhece expressamente⁷⁰⁵ que, em dois dos processos identificados no setor elétrico⁷⁰⁶, a teoria do dano subjacente à apreciação preliminar das respetivas autoridades da concorrência foi a limitação da utilização de capacidade de produção, tendo por efeito o aumento

⁷⁰¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, § 547.

⁷⁰² Vide, nomeadamente, as Decisões da Comissão Europeia de 20 de abril de 2001, processo COMP/D-3/34493 – *Duales System Deutschland*, e de 25 de julho de 2001, processo COMP/C-1/36.915 – *Deutsche Post AG*.

⁷⁰³ Vide o Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, pp. 199-200.

⁷⁰⁴ Vide o parágrafo 900 e as notas de rodapé 685 a 689 *supra*.

⁷⁰⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 549-550.

⁷⁰⁶ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha*, e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha* e as Decisões da Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato de 22 de dezembro de 2010, Proc. N.º 21960, *Enel – Dinamiche Formazioni Prezzi Mercato Energia Elettrica in Sicilia*, e Proc. N.º 21962, *Tolling Edipower* (disponíveis em <https://www.agcm.it/competenze/tutela-della-concorrenza/intese-e-abusi/liste-intese-e-abusi>, acedida em 26.08.2019).

dos preços acima do nível concorrencial, o que demonstra que os comportamentos das empresas em causa suscitaram objeções jusconcorrenciais e tiveram de ser corrigidos em conformidade, concretamente, mediante a iniciativa das respetivas Visadas, em propor compromissos. Em particular, nos processos da Comissão Europeia⁷⁰⁷, a Visada E.ON ofereceu, e comprometeu-se com, compromissos estruturais de impacto económico relevante, incluindo desinvestimentos muito significativos.

919. Por outro lado, no que respeita ao precedente espanhol, deve a AdC clarificar que, ao contrário do que alega a Visada⁷⁰⁸, o mesmo não se refere unicamente e expressamente a uma condenação pela prática de preços excessivos. A norma jurídica invocada pela autoridade espanhola da concorrência para fundamentar a condenação é, na verdade, o artigo 6.º, n.º 1, alínea a) da anterior Lei da Concorrência espanhola (Ley 16/1989) – *“Queda prohibida la explotación abusiva por una o varias empresas: De su posición de dominio en todo o en parte del mercado nacional”* – e não, como pretende a Visada, a alínea a) do respetivo n.º 2⁷⁰⁹, preceito ao qual não se encontra qualquer referência na Decisão.
920. Da análise da Decisão *Iberdrola Castellón* resulta, na verdade, evidente que a restrição/manipulação da oferta e o relevo da posição dominante como instrumento de garantir o sucesso da mesma foram a base da teoria do dano sustentada pela autoridade espanhola e que conduziu à condenação da Iberdrola por abuso de posição dominante, posteriormente confirmada em tribunal⁷¹⁰. Atente-se, em particular, nas seguintes passagens da Decisão:

“O objetivo desta Resolução é determinar se a IBERDROLA infringiu o art.º 6 da LdC, através de um comportamento que consistiu em restringir a produção de eletricidade no mercado diário da produção, a fim de obter para a referida energia, não o preço do mercado competitivo, mas um preço mais alto determinado pela empresa, quando chamada a produzir para resolver um problema de restrições técnicas.” (pág. 33) (tradução nossa⁷¹¹).

[...]

“Em suma, o comportamento da IBERDROLA permite-lhe conseguir que, independentemente do preço a que o mercado diário está a remunerar a energia do sistema, que é um preço resultante de um processo concorrencial de oferta e procura, a sua unidade de produção Castellón 3 consiga uma remuneração coincidente com a do mercado diário quando opera neste mercado mas muito superior à do mercado diário quando decide ir a restrições. E tal só é possível porque a posição dominante no mercado de restrições técnicas lhe permite obter o preço solicitado, seja ele qual for.” (pág. 61) (tradução nossa⁷¹²).

⁷⁰⁷ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 26 de novembro de 2008, Processos COMP/39.388 – *Mercado grossista de electricidade na Alemanha*, e COMP/39.389 – *Mercado de equilíbrio de electricidade na Alemanha*.

⁷⁰⁸ Vide o § 553 e a nota de rodapé 384 da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude.

⁷⁰⁹ “2. El abuso podrá consistir, en particular, en: a) La imposición, de forma directa o indirecta, de precios u otras condiciones comerciales o de servicios no equitativos.”

⁷¹⁰ Vide, a este respeito, a Resolução do Tribunal de Defensa de la Competencia de 8 de março de 2007, Expte. 601/05, *Iberdrola Castellón*, confirmada pelo Tribunal Supremo por sentença de 30 de janeiro de 2012 (disponíveis em <https://www.cnmc.es/expedientes/60105>, acedida em 26.08.2019).

⁷¹¹ Versão original: “La presente Resolución tiene por objeto determinar si IBERDROLA ha infringido el art. 6 LDC, mediante una conducta consistente en restringir la producción de energía eléctrica en el mercado diario de generación, con el objeto de obtener por dicha energía, no el precio del mercado en competencia, sino un precio superior y determinado por ella, al ser llamada a generar para resolver un problema de restricciones técnicas.” (pág. 33).

⁷¹² Versão original: “En resumen, el comportamiento de IBERDROLA le lleva a conseguir que independientemente del precio al que el mercado diario está remunerando la energía del sistema, que es un precio resultante de un proceso competitivo de oferta

[...]

“Portanto, estamos diante de uma situação de abuso de posição dominante, que consistiu no seguinte: prevendo que a restrição técnica ocorrerá com elevada probabilidade, a IBERDROLA optou, em interesse próprio, por uma estratégia de “oferecer em restrições” a um preço muito superior ao preço de mercado, com o objetivo não ser aceite no mercado diário e esperar para colocar a sua produção ao preço fixado na sua oferta quando a restrição ocorrer.” (pág. 62) (tradução nossa⁷¹³).

[...]

“Em relação ao efeito sobre os preços que as restrições têm no preço final da energia elétrica, a IBERDROLA alega a falta de efeito deste resultado, já que o impacto do custo das restrições técnicas no preço final da eletricidade é mínimo. O Tribunal não pode considerar que um impacto de 3% sobre o preço final é um efeito negligenciável, uma vez que estamos a falar de um bem básico para o consumidor final e de um input produzido, cujos custos afetam, por conseguinte, a competitividade de toda a economia. Mas o que chama a atenção não é apenas o impacto no preço final, mas sua evolução, baseada nos dados do OMEL, fornecidos pelo notificante nas suas primeiras alegações e resumidos na Tabela 3 do HA 7. Se acompanharmos a respetiva evolução desde 1998, esse impacto aumentou de quase 1% para 3%, o que novamente evidencia que o problema das restrições técnicas pode estar a ser usado abusivamente pelos produtores.” (pág. 65) (tradução nossa⁷¹⁴).

“Em síntese, o Tribunal, tendo verificado os efeitos do comportamento analisado, considera provado no presente processo o abuso da posição dominante que dificulta a concorrência efetiva e reduz o bem-estar dos consumidores, uma vez que estes sofrerão um aumento no preço final do energia, seja diretamente se for um consumidor qualificado, isto é, não sujeito a tarifa, seja indiretamente através de um aumento no chamado “défice tarifário”, cujo valor é objeto de reconhecimento do regulador a favor das empresas. Este défice é calculado com base nos preços finais da energia elétrica e é repercutido a final nos consumidores finais.” (págs. 65-66) (tradução nossa⁷¹⁵).

y demanda, su unidad de generación Castellón 3 consigue una remuneración tal que, coincidirá con la del diario cuando acude a este mercado pero que se situará muy por encima de la del diario cuando decide ir a restricciones. Y ello sólo es posible porque la posición de dominio que ostenta en el mercado de las restricciones técnicas, le permite obtener el precio pedido, sea el que sea.” (pág. 61).

⁷¹³ Versão original: *“Por lo tanto, nos encontramos ante una situación de abuso de posición de dominio, consistente en que, previendo que la restricción técnica se va a producir con alta probabilidad, IBERDROLA ha optado, en su propio interés, por una estrategia de “ofertar en restricciones” a un precio muy superior al precio de mercado, con el objeto de no casar en el diario, y esperar a colocar su producción al precio fijado en su oferta cuando se produzca la restricción.” (pág. 62).*

⁷¹⁴ Versão original: *“Por lo que respecta al efecto en precios que las restricciones tienen en el precio final de la energía eléctrica, IBERDROLA manifiesta en sus alegaciones la falta de efecto de esta sanción, ya que la incidencia del coste de las restricciones técnicas en el precio final de la energía es mínima. El Tribunal no puede considerar que un impacto del 3% en el precio final sea un efecto despreciable, ya que estamos hablando de un bien básico para el consumidor final y de un input producido, cuyos costes, por lo tanto, incide en la competitividad de toda la economía. Pero lo que llama la atención, no es solo la repercusión en el precio final, sino su evolución, a partir de datos de OMEL, aportados por el notificante en sus primeras alegaciones y resumidos en el Cuadro 3 del HA 7. Si seguimos su evolución desde 1998, esta repercusión ha pasado de casi un 1% a un 3%, lo que estaría de nuevo evidenciando que el problema de las restricciones técnicas puede estar siendo usado de manera abusiva por parte de los generadores.” (pág. 65).*

⁷¹⁵ Versão original: *“En resumen, el Tribunal habiendo constatado los efectos de la conducta analizada, considera probado en el presente expediente el abuso de la posición de dominio que obstaculiza la competencia efectiva y reduce el bienestar de los consumidores, ya que éstos verán incrementado el precio final de la energía, bien directamente si es un consumidor cualificado,*

921. Já a alegação da Visada de que o processo *Iberdrola Castellón* foi “um caso isolado”, tendo outras decisões sido anuladas em sede de recurso⁷¹⁶, apenas confirma o já referido: impõe-se sempre uma análise casuística, referida às especificidades de cada factualidade em concreto.
922. Por fim, no que toca ao precedente belga *Electrabel*, se é verdade, como refere a Visada⁷¹⁷, que a análise relativa à “restrição física de capacidade” não conduziu a uma condenação, importa destacar que a respetiva fundamentação evidencia que tal se deveu aos concretos factos do caso, não encerrando qualquer juízo contra uma possível condenação por abuso de posição dominante com esse fundamento, antes pelo contrário⁷¹⁸.
923. Por outro lado, a *Electrabel* foi efetivamente condenada por abuso de posição dominante, mediante a obtenção de preços/margens excessivos, com base em factos relativamente próximos dos apurados no presente processo, designadamente, por via da colocação em venda, de capacidade previamente restringida, com preços/margens excessivos⁷¹⁹.
924. Importa chamar ainda a atenção para que, em outros setores económicos, os Tribunais da União Europeia tiveram já oportunidade de aplicar a proibição do artigo 102.º, alínea b), do TFUE (“limitar a produção, a distribuição ou o desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores”) a empresas em posição dominante que operavam de forma ineficiente, pondo em causa a cabal satisfação da procura e prejudicando os consumidores, quando tal ineficiência produtiva não seria possível se não fosse a posição dominante da empresa⁷²⁰.
925. Com efeito, a título ilustrativo, refira-se que no processo *Merci Convenzionali Porto di Genova*⁷²¹, o Tribunal de Justiça considerou que:

“Nos termos das alíneas a), b) e c) do segundo parágrafo do artigo [102].º do Tratado, essas práticas podem consistir, designadamente, no facto de se impor a quem procure os serviços em causa preços de compra ou outras condições de transacção não equitativas, na limitação do desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores e na aplicação, aos parceiros comerciais, de condições desiguais para prestações equivalentes.

esto es, no sujeto a tarifa, o bien indirectamente a través de un incremento en el denominado “déficit de tarifa”, y cuya cuantía es objeto de reconocimiento del regulador a favor de las empresas. Este déficit se calcula en función de los precios finales de la energía eléctrica, y se traslada finalmente a los consumidores finales.” (págs. 65-66).

⁷¹⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 553

⁷¹⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, nota de rodapé 383.

⁷¹⁸ Vide a Decisão n.º ABC-2014-I/O-15 de 18 de julho de 2014 da Autoridade Belga da Concorrência, CONC-I/O-09-0015, *Marché de Gros de l'Electricité* (disponível em https://www.abc-bma.be/sites/default/files/content/download/files/2014IO15-ABC_Electrabel%20PUB.pdf, acedida em 26.08.2019), §§ 93-117. Em concreto, a Autoridade Belga da Concorrência considerou que a restrição física de capacidade não afetava a procura, de forma substancial, não a privando de um produto/serviço essencial, tendo seguido o precedente decisório da Comissão Europeia, na Decisão *P&I* (vide a Decisão da Comissão Europeia, *P&I Clubs, IGA and P&I Clubs, Pooling Agreement* (IV/D-1/30.373 and IV/D-1/37.143) 1999/329/EC [1999], JO L125/12). À luz desta prática decisória, a Autoridade Belga “considerou que o simples facto de constituir uma reserva adicional de [0-300] MWh [...] – atendendo ao objetivo alegado de cumprir as obrigações de balanceamento sem se expor às respetivas consequências pecuniárias contratuais, não constitui um abuso manifesto.» (tradução da AdC, § 99).

⁷¹⁹ Vide a Decisão n.º ABC-2014-I/O-15 de 18 de julho de 2014 da Autoridade Belga da Concorrência, CONC-I/O-09-0015, *Marché de Gros de l'Electricité*, §§ 137-155.

⁷²⁰ Vide os Acórdãos do Tribunal de Justiça de 23 de abril de 1991, Processo n.º C-41/90, *Höfner*, §§ 29-30, e de 10 de dezembro de 1991, Processo n.º C-179/90, *Merci Convenzionali Porto di Genova*, §§ 18-20 e 22.

⁷²¹ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 10 de dezembro de 1991, Processo n.º C-179/90, *Merci Convenzionali Porto di Genova*, §§ 18-20.

A este respeito, resulta das circunstâncias descritas pelo órgão jurisdicional nacional e discutidas perante o Tribunal de Justiça que as empresas a quem foi concedido, segundo as modalidades definidas na regulamentação nacional em causa, o direito exclusivo são, por esse facto, levadas tanto a exigir o pagamento de serviços não solicitados, como a facturar preços desproporcionados, ou a evitar o recurso à tecnologia moderna, o que implica um aumento dos custos das operações e a dilação dos seus prazos de execução, ou a conceder descontos a determinados utilizadores com uma correspondente compensação através do aumento dos preços facturados aos outros utilizadores.”

926. No que respeita especificamente à referência ao processo *AstraZeneca*⁷²², ao contrário do que a Visada alega⁷²³, a AdC não sugere que a conduta da EDP Produção no presente processo é idêntica aos comportamentos da *AstraZeneca* ali em causa, em particular no que respeita concretamente aos respetivos meios.
927. Simplesmente, embora a prática decisória e jurisprudencial esteja sempre intimamente ligada à factualidade concretamente em causa, sempre será possível extrair da mesma determinados princípios orientadores. No caso concreto, a leitura atenta do Acórdão *AstraZeneca*⁷²⁴ consente, deste modo, a extração de pontos de relevo para o presente processo, a saber: a amplitude do conceito de abuso de posição dominante e a sua adaptabilidade de forma a responder à constante evolução da realidade, nomeadamente no que respeita aos meios de abuso jusconcorrencial, e, em particular, a exploração de um regime regulatório como possível mecanismo desse abuso. Note-se, aliás, que em resposta à alegação da *AstraZeneca* segundo a qual, para reclamar um direito, seria legítimo servir-se de todos os meios ao seu dispor, o Tribunal de Justiça deixou claro que *“esta conceção contraria manifestamente o conceito de concorrência baseada no mérito e a responsabilidade especial, que recai sobre essa empresa, de não prejudicar, através do seu comportamento, uma concorrência efetiva e não falseada no interior da União”*⁷²⁵.
928. Em relação à alegação da Visada de que a *“restrição económica da produção”*, consistente na oferta de banda de regulação secundária das centrais CMEC a preços instrumentais, apenas poderia ser analisada segundo a teoria dos preços excessivos, importa notar, desde logo, que a análise da Visada parte de uma manifesta confusão entre um dos meios do abuso (preços instrumentais de oferta) e uma das consequências da globalidade da conduta (aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental). Os preços instrumentais de oferta da capacidade da CMEC constituíram um mecanismo que a EDP Produção utilizou, em 2012 e 2013, como meio de manter, na prática, a capacidade das centrais CMEC subutilizada: até 2011, a EDP Produção limitou a sua oferta de banda de regulação secundária das centrais CMEC; em 2012 e 2013, obteve o mesmo resultado prático, oferecendo tal capacidade a preços demasiado elevados para que a mesma entrasse significativamente na satisfação da procura. Esta prática de preços instrumentais foi, assim, uma peça de um todo: uma estratégia de restrição da oferta das centrais CMEC muito mais ampla no tempo, no âmbito e nos efeitos. Por seu lado, o aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental foi um dos resultados da globalidade da conduta de restrição da oferta da EDP Produção entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, tendo tido como causa próxima, além da

⁷²² Vide o parágrafo 627 da NI. Vide, igualmente, o parágrafo 889 *supra*.

⁷²³ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 556-559.

⁷²⁴ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 6 de dezembro de 2012, Processo n.º C-457/10 P, *AstraZeneca/Comissão*. Vide, em particular, o respetivo § 132.

⁷²⁵ *Idem*, § 98.

referida prática de preços instrumentais de oferta das centrais CMEC, a redução da oferta total da EDP Produção e a ineficiência produtiva.

929. Por outro lado, as decisões das autoridades de concorrência e dos tribunais na União Europeia tendem a ilustrar a elasticidade do conceito de abuso de posição dominante e a sua aptidão para, ao invés de se deixar fechar em categorias estanques, cobrir todo e qualquer comportamento através do qual uma empresa se aproveita da sua posição dominante para obter vantagens que não conseguiria numa situação de concorrência suficientemente efetiva, em prejuízo dos consumidores nacionais.
930. Independentemente do detalhe da qualificação do tipo de abuso em concreto, o que importa é apurar, em primeiro lugar, se a empresa abusou da sua posição dominante, o que a Visada inequivocamente fez quando definiu e implementou uma estratégia de oferta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental duplamente prejudicial aos consumidores nacionais e para o sucesso da qual a posição dominante da EDP Produção no mercado foi instrumental.
931. Em todo o caso, não pode a AdC deixar de referir que, ao contrário do que a Visada alega⁷²⁶, não se limita a AdC a afirmar, sem mais, que os preços praticados pela EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental são supracompetitivos, à luz dos custos apurados, dos preços praticados no mercado espanhol e dos preços observados no mercado relevante fora do período referência: tal conclusão é a síntese de uma extensa análise económica desenvolvida pela AdC e explanada ao longo de várias centenas de parágrafos na Nota de Ilícitude e na presente Decisão, na qual a AdC nomeadamente refutou todos os argumentos da EDP Produção referentes aos custos das ofertas de banda de regulação secundária⁷²⁷ e à comparação quer com o mercado espanhol⁷²⁸ quer com o mercado português antes e depois do período de referência⁷²⁹.
932. Tendo a AdC demonstrado, por um lado, que os preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental são significativamente desproporcionais relativamente aos respetivos custos de oferta, aos preços praticados em mercados vizinhos e aos preços praticados no mesmo mercado em períodos temporais distintos⁷³⁰ e, por outro lado, que a Visada carece de justificação objetiva para a sua conduta⁷³¹, a análise da AdC afigurar-se-ia, na verdade, perfeitamente apta a cumprir o padrão de prova requerido para práticas de preços excessivos no Direito nacional e europeu, na senda da jurisprudência *United Brands* e pós *United Brands*⁷³².
933. Porém, a título final, na presente Decisão, todos os impactos a nível dos preços decorrentes da conduta da Visada, incluindo a natureza supracompetitiva dos preços *supra* referida, são enquadrados, enquanto instrumento e efeito, na imputação, pela AdC, de um abuso de posição dominante à EDP Produção, a título de uma restrição abusiva de oferta de capacidade, em

⁷²⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 602.

⁷²⁷ Vide, em particular, as secções II.6.1.2.1.3, II.6.1.2.2, II.6.1.3.1, II.6.1.3.4.1, II.6.2.1.2.2, II.6.2.1.2.3, II.6.2.1.2.4 e II.6.2.2.4 *supra*.

⁷²⁸ Vide, em particular, as secções II.6.1.3.3.3 e II.6.2.2.2.1 *supra*.

⁷²⁹ Vide a secção II.6.2.2.2.2 *supra*.

⁷³⁰ Vide as secções II.4 e II.5 *supra*.

⁷³¹ Vide a secção II.6 *supra*.

⁷³² Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de fevereiro de 1978, *United Brands/Comissão*, cit., §§ 250-252. Vide, igualmente, os Acórdãos do Tribunal de Justiça de 13 de julho de 1989, Processo n.º 395/87, *Tournier*, §§ 34-46, de 13 de julho de 1989, Processos apensos n.º 110/88, 241/88 e 242/88, *Lucazeau*, §§ 21-33, de 14 de setembro de 2017, Processo n.º C-177/16, *AKKA/LA/Konkurences padome*, §§ 53-61.

detrimento dos consumidores e do SEN. Com efeito, a atuação da Visada representou para os consumidores nacionais uma oneração substancial, pois tiveram não apenas de suportar preços mais elevados de banda de regulação secundária e, conseqüentemente, de energia, mas igualmente de financiar compensações mais substanciais para as centrais CMEC da EDP Produção. Em resultado da sua conduta, a EDP Produção pôde, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, captar vantagens indevidas em detrimento do consumidor nacional.

III.1.2.5 Ausência de justificação objetiva

934. A Visada não apresentou, no processo, argumentos capazes de justificar objetivamente a sua conduta.
935. Como referido⁷³³, ainda antes da Nota de Ilícitude, a Visada juntou, por sua própria iniciativa, em 23 de maio de 2018, um estudo da Consultora FTI *Compass Lexecon Energy*, intitulado “*Assessment of EDP’s behaviour concerning its participation in the ancillary services market, Report for EDP Gestão da Produção de Energia, S.A.*” e datado de abril de 2018.
936. Posteriormente, em 29 de novembro de 2018, a EDP Produção submeteu a sua Pronúncia à Nota de Ilícitude, a qual compreende, além de uma exposição de 236 páginas, seis anexos, entre os quais um parecer de Álvaro Nascimento e um segundo estudo da Consultora FTI *Compass Lexecon Energy*, datado de 28 de novembro de 2018 (“*Case PRC/2016/5 – Response to the Statement of Objections of Autoridade da Concorrência*”).
937. Porém, como demonstrado⁷³⁴, os elementos juntos ao processo pela EDP Produção não permitem afastar a ilicitude dos comportamentos que lhe são imputados, uma vez que o enquadramento apresentado para a respetiva atuação parte de uma análise enviesada, que se foca exclusivamente nos elementos abstrata e potencialmente desfavoráveis à EDP Produção, ignorando todos os que lhe real e concretamente são favoráveis, e assenta em pressupostos que carecem de coerência e sustentabilidade económica, não sendo, por isso, suscetíveis de acolhimento.
938. Em particular, a análise da *Compass Lexecon* em ambos os estudos parte do pressuposto de que a limitação da oferta de capacidade de telerregulação pelas centrais CMEC pode ser explicada pelo facto de o mecanismo da revisibilidade CMEC não incorporar todos os custos decorrentes da participação no mercado de banda de regulação secundária, impondo perdas à EDP Produção na prestação desse serviço. Tal pressuposto é, porém, refutado pela informação recolhida no processo, na qual se incluem as conclusões da Auditoria CMEC, os esclarecimentos técnicos prestados pela ERSE e pela REN, o regime do Manual de Procedimentos de Revisibilidade CMEC, as atas das reuniões da Equipa de Trabalho REN/EDP e da Comissão Paritária REN/EDP, a declaração da EDP Produção quanto à sua inação relativamente à revisão do coeficiente de ajustamento, e, em certa medida, os resultados apurados pela própria *Compass Lexecon*⁷³⁵.
939. Por outro lado, não só a alegação de que a fórmula de revisibilidade CMEC não considera todos os custos de fornecimento de telerregulação pelas centrais CMEC não corresponde à verdade, como também não pode deixar de se sublinhar que o espírito vertido na legislação de transição

⁷³³ Vide o parágrafo 498 *supra*.

⁷³⁴ Vide a secção II.6 e os parágrafos 781-789 *supra*. Vide, igualmente, a secção III.1.3.1 *infra*.

⁷³⁵ Vide a secção II.6 *supra*.

dos CAE para o regime CMEC pressupõe a (continuação da) participação das centrais CMEC na prestação de serviços de sistema⁷³⁶.

940. O mesmo entendimento foi defendido pela CA da Auditoria CMEC:

[CONFIDENCIAL]⁷³⁷.

941. E a própria EDP Produção reconhece que os contratos CMEC tiveram por objetivo manter o *status quo* relativamente aos anteriores CAE⁷³⁸, no âmbito dos quais estava prevista a prestação de serviços de sistema e a respetiva remuneração mediante o pagamento global da energia⁷³⁹.

942. Importa ainda referir que a prática administrativa⁷⁴⁰ e jurisprudencial⁷⁴¹ relativa à ponderação de justificações objetivas para uma conduta potencialmente abusiva tem seguido um padrão de análise idêntico ao que se aplica em sede de práticas coletivas restritivas da concorrência, nos termos do artigo 101.º, n.º 3, do TFUE.

943. Neste contexto, a título ilustrativo, destaca-se o entendimento da Comissão Europeia, no processo *Wanadoo España/Telefónica*, segundo o qual considerou que a empresa *Telefónica* não havia demonstrado quaisquer externalidades positivas da sua conduta, na medida em que “(...) a sua conduta permitiu sustentar os preços mais elevados ao nível do retalho na Europa, afetando negativamente os consumidores e o mercado como um todo (...)” (tradução da AdC). Tão-pouco, a empresa não havia demonstrado a passagem de benefícios para os consumidores advenientes de economias de escala, na medida em que “as economias de escala alcançadas pela *Telefónica* nunca beneficiaram os seus clientes grossistas por meio de melhorias nos produtos grossistas já que os os preços dos produtos grossistas não mudaram (...) (§ 654)” (tradução da AdC). Ademais, considerou como muito improvável a passagem de eficiências para os consumidores, entre outros, atenta a ausência de pressão concorrencial. Por fim, atento o dever da *Telefónica* de fornecer o acesso grossista aos seus concorrentes, a Comissão considerou que o seu comportamento não poderia ser objetivamente justificado.

944. Cabe à empresa em posição dominante o ónus de provar ganhos de eficiência suficientes para tornarem pouco provável um prejuízo para os consumidores, demonstrando cumulativamente que: (i) os ganhos de eficiência são consequência, verificável ou provável, da conduta em causa, (ii) o comportamento adotado é indispensável para conseguir tais ganhos de eficiência, não existindo outras alternativas menos restritivas da concorrência, (iii) os ganhos de eficiência gerados pelo comportamento compensam qualquer efeito negativo sobre a concorrência e o bem-estar dos consumidores nos mercados afetados, e (iv) a conduta adotada não elimina toda a concorrência efetiva⁷⁴².

⁷³⁶ Vide, em particular, o preâmbulo e o artigo 4.º, n.º 1, alínea b), do Decreto-Lei n.º 240/2004.

⁷³⁷ Vide a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea i) (fl. 703).

⁷³⁸ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 567.

⁷³⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 237-238.

⁷⁴⁰ Vide, nomeadamente, as Decisões da Comissão Europeia de 23 de junho de 2006, no processo COMP/E-1/38.113 – *Prokent-Tomra*, §§ 347-391, e de 4 de julho de 2007, no processo COMP/38.784 – *Wanadoo España/Telefónica*, §§ 641-664.

⁷⁴¹ Vide, por exemplo, o Acórdão do Tribunal de Justiça de 15 de março de 2007, Processo C-95/04 P *British Airways/Comissão*, §§ 69 e 86-87.

⁷⁴² Vide, com referência aos abusos de exclusão, o disposto no § 30 da Comunicação da Comissão — Orientação sobre as prioridades da Comissão na aplicação do artigo 82.º do Tratado CE a comportamentos de exclusão abusivos por parte de empresas em posição dominante (Jornal Oficial C 45, de 24/02/2009, pp. 07-20).

945. No presente processo⁷⁴³, é, desde logo, claro que a Visada não enquadrou os argumentos que apresenta para tentar justificar o seu comportamento em linha com estes critérios.
946. Por outro lado, é também evidente que a Visada nunca demonstrou verdadeiramente ganhos de eficiência em resultado da sua conduta. Na verdade, o único ponto em que a argumentação da Visada se poderia considerar como aproximando-se, ainda que remotamente, de uma alegação de ganhos de eficiência parece ser a que respeita ao suposto balanceamento da menor participação das centrais CMEC no mercado de banda de regulação secundária com a maior participação na reserva de regulação terciária⁷⁴⁴. Todavia, além de tal argumento ter sido já refutado *supra*⁷⁴⁵, também importa recordar⁷⁴⁶ que a reserva de regulação terciária não corresponde a um mercado afetado.
947. Por dever de completude, não se pode também deixar de referir que nunca a restrição unilateral da oferta pela EDP Produção poderia ser considerada como um meio idóneo e proporcional de obter ganhos de eficiência, sobretudo tendo em conta todos os mecanismos legal e contratualmente previstos para procurar o permanente equilíbrio entre as partes⁷⁴⁷.

III.1.2.6 Suscetibilidade de afetação do comércio entre Estados-Membros da União Europeia

948. De acordo com o disposto no artigo 102.º do TFUE, “[é] incompatível com o mercado comum e proibido, na medida em que tal seja susceptível de afectar o comércio entre os Estados-Membros, o facto de uma (...) empresa explorar de forma abusiva uma posição dominante no mercado comum ou numa parte substancial deste (...)”.
949. O critério da suscetibilidade de afetação do comércio constitui um critério autónomo de Direito da União Europeia, que deve ser apreciado numa base casuística. Trata-se de um critério de determinação da jurisdição, que define o âmbito de aplicação do Direito da Concorrência da União Europeia.
950. A suscetibilidade de afetação do comércio entre os Estados-Membros foi objeto de Comunicação da Comissão Europeia, a qual estabeleceu as orientações a seguir na sua interpretação⁷⁴⁸.
951. De acordo com a Comunicação da Comissão, tendo por base a jurisprudência dos tribunais da União Europeia, esta interpretação assenta em três elementos fundamentais: (i) “comércio entre os Estados-Membros”, (ii) “suscetibilidade de afetação” e (iii) “carácter sensível”⁷⁴⁹.
952. No que respeita ao “comércio entre os Estados-Membros”, entende-se que se trata de um conceito amplo, que não se limita às tradicionais trocas transfronteiriças de bens e serviços, antes cobre toda a atividade económica transfronteiriça, interpretação que é coerente com o

⁷⁴³ Vide, sobretudo, a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude. Vide, igualmente, a secção II.6 *supra*.

⁷⁴⁴ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 378-381.

⁷⁴⁵ Vide a secção II.6.2.1.2.7 *supra*.

⁷⁴⁶ Vide as secções II.2.2.2 e III.1.2.2.1 *supra*.

⁷⁴⁷ Vide os parágrafos 710-711 *supra*.

⁷⁴⁸ Vide a Comunicação da Comissão Europeia – Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros previsto nos artigos 101.º e 102.º do Tratado (Jornal Oficial C 101, de 27/04/2004, pp. 0081 - 0096) (“Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros”).

⁷⁴⁹ O requisito do “carácter sensível ou notório” da afetação do comércio entre os Estados-Membros foi introduzido no Acórdão do Tribunal de Justiça de 25 de novembro de 1971, Processo n.º 22/71, *Béguelin*, considerando 16.

objetivo fundamental do TFUE de promover a livre circulação de mercadorias, serviços, pessoas e capitais⁷⁵⁰.

953. Assim, o requisito de suscetibilidade de afetação do comércio entre os Estados-Membros refere-se, desde logo, a atividades económicas transfronteiriças que envolvam, no mínimo, dois Estados-Membros tipicamente, não sendo, porém, necessário que a prática afete o comércio entre um Estado-Membro e a totalidade de outro Estado-Membro⁷⁵¹.
954. Sendo certo que a suscetibilidade de afetação dos fluxos comerciais entre Estados-Membros é mais evidente nos casos em que a prática restritiva da concorrência cobre ou está implantada em vários Estados-Membros, tal não significa que uma prática restritiva da concorrência que cobre apenas um Estado-Membro não seja igualmente suscetível dessa afetação⁷⁵², sendo, aliás, jurisprudência consolidada dos tribunais da União Europeia que *“as práticas restritivas que se estendem a todo o território de um Estado membro têm por efeito, pela sua própria natureza, consolidar uma compartimentação dos mercados a nível nacional, entravando assim a interpenetração económica pretendida pelo tratado”*⁷⁵³.
955. Conclui-se assim que, segundo a jurisprudência assente dos tribunais da União Europeia, as práticas que abrangem a totalidade do território de um Estado-Membro têm, pela sua própria natureza, o efeito de reforçar a segmentação ou compartimentação dos mercados numa base nacional, na medida em que dificultam a penetração económica pretendida pelo TFUE⁷⁵⁴, prejudicando os objetivos comuns previstos pelo TFUE, designadamente as trocas comerciais entre Estados-Membros.
956. Saliente-se, ainda, que a aplicação do critério da suscetibilidade de afetação do comércio entre Estados-Membros é independente da definição dos mercados geográficos relevantes. O comércio entre os Estados-Membros pode ser igualmente afetado em casos em que o mercado relevante é nacional ou local.
957. Em segundo lugar, de acordo com o critério desenvolvido pelo Tribunal de Justiça, a noção de “suscetibilidade de afetação do comércio entre Estados-Membros” implica que deve ser possível prever, com um grau de probabilidade suficiente, com base num conjunto de fatores objetivos, de direito ou de facto, que o acordo ou a prática pode ter uma influência, direta ou indireta, efetiva ou potencial, na estrutura do comércio entre os Estados-Membros⁷⁵⁵.
958. A expressão “suscetível de afetar” e a referência do Tribunal de Justiça a “um grau de probabilidade suficiente” determina que, para que o Direito da União Europeia seja aplicável, não é necessário que a prática afete, ou tenha afetado, efetivamente, o comércio entre os Estados-

⁷⁵⁰ Vide as Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros, § 19.

⁷⁵¹ *Idem*, § 21.

⁷⁵² Vide, neste sentido, a sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão, 1.º juízo, de 4 de junho de 2014, processo n.º 204/13.6YUSTR, p. 210.

⁷⁵³ Vide, neste sentido, o Acórdão do Tribunal de Justiça de 11 de julho de 1985, Processo n.º 42/84, *Remia BV*. Vide igualmente os Acórdãos do Tribunal de Justiça de 24 de setembro de 2009, Processo n.º C-125/07 P, *Club Lombard*, e de 23 de novembro de 2006, Processo n.º C-238/05, *AsnexEquifax e Administración del Estado*.

⁷⁵⁴ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 24 de setembro de 2009, Processos n.º C-125/07P, C-133/07P e C-137/07P, *Erste Group Bank / Comissão*. Vide igualmente o Acórdão do Tribunal Geral de 11 de dezembro de 2003, Processo n.º T-61/99, *Adriatica di Navigazione / Comissão*. Vide ainda as Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros, § 78.

⁷⁵⁵ Vide as Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros, § 23.

Membros, bastando que, de acordo com um juízo de previsibilidade baseado em fatores objetivos⁷⁵⁶, seja “suscetível” de ter esse efeito⁷⁵⁷.

959. Certo é que, na determinação daquele “grau de probabilidade”, não há qualquer obrigação ou necessidade de calcular o volume efetivo de comércio entre os Estados-Membros afetados pelo acordo ou prática⁷⁵⁸.
960. Finalmente, no que se refere ao “carácter sensível da afetação do comércio entre Estados-Membros”, o conceito de suscetibilidade de afetação do comércio integra um elemento quantitativo que limita a aplicabilidade do Direito da União Europeia a acordos e práticas suscetíveis de produzir efeitos de certa magnitude⁷⁵⁹.
961. A avaliação do carácter sensível da afetação é determinada em função das circunstâncias específicas do caso, nomeadamente da natureza da prática em apreço, da natureza dos produtos abrangidos e da posição e importância das empresas/associações de empresas envolvidas no mercado dos produtos/serviços em causa.⁷⁶⁰ Quanto mais forte for a posição de mercado da empresa, maior é a probabilidade de a afetação do comércio entre os Estados-Membros ser sensível.
962. Deve notar-se que, mesmo que esteja em causa um único Estado-Membro, a natureza da infração e, sobretudo, a sua capacidade para encerrar o mercado nacional fornecem uma boa indicação acerca da possibilidade de os factos afetarem o comércio entre os Estados-Membros.
963. O preenchimento dos três critérios descritos afigura-se evidente no presente processo. A conduta da EDP Produção afetou todo o mercado português da banda de regulação secundária⁷⁶¹. Por outro lado, os sistemas elétricos português e espanhol encontram-se cada vez mais integrados, tendo o Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) unificado os mercados grossistas de ambos os países. Como referido⁷⁶², a sub-oferta de banda de regulação secundária pela EDP prejudicou sensivelmente a qualidade da regulação de frequência do SEN, tendo mesmo posto em causa o equilíbrio do sistema elétrico espanhol e, indiretamente, também do sistema francês.
964. Deve, portanto, considerar-se verificado, no presente caso, o requisito de suscetibilidade de afetação sensível do comércio entre os Estados-Membros, nos termos descritos nas Orientações da Comissão.

III.1.2.7 Conclusão quanto ao tipo objetivo da infração

965. Concluída a análise jusconcorrencial de todos os elementos constitutivos do tipo objetivo constante do artigo 11.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012 e do artigo 102.º do TFUE, a Autoridade conclui estarem reunidos os pressupostos que permitem considerar que a prática de limitação da oferta de banda de regulação secundária, implementada pela Visada entre janeiro de 2009 e dezembro

⁷⁵⁶ Os fatores a considerar no juízo da previsibilidade da afetação incluem, nomeadamente, a natureza dos produtos/serviços em causa (a sua adequação ou não ao comércio transfronteiriço e à possível expansão da atividade económica da empresa), a posição de mercado das empresas envolvidas e o contexto em que se desenvolvem os factos.

⁷⁵⁷ Vide as Orientações sobre o conceito de afetação do comércio entre os Estados-Membros, § 26.

⁷⁵⁸ *Idem*, § 27.

⁷⁵⁹ *Idem*, § 44.

⁷⁶⁰ *Idem*, § 45.

⁷⁶¹ Vide a secção II.5.2 *supra*.

⁷⁶² Vide as secções II.4 e II.5.1.2 *supra*.

de 2013 e com os impactos identificados nos preços, consubstancia um abuso de posição dominante.

III.1.3 Tipo subjetivo de ilícito

966. Para que a infração que resulta da prática identificada possa imputar-se à Visada, é necessário demonstrar que, para além do preenchimento dos elementos objetivos, estão também preenchidos os elementos subjetivos do tipo de infração prevista no artigo 11.º da Lei n.º 19/2012 e no artigo 102.º do TFUE.
967. Nessa medida, enquadrado o Direito e demonstrados os factos, importa subsumir a conduta da EDP Produção à estrutura do tipo, segmentada numa conduta legalmente típica, ilícita e culposa.
968. A ilicitude traduz a antijuridicidade de uma conduta, verificada na infração de uma proibição tipificada numa norma legal.
969. Importa lembrar que, no caso das contraordenações jusconcorrenciais, *“as condutas não são axiologicamente neutras, pelo que a simples ignorância da proibição não pode afastar o dolo e deve ser apreciada em sede de consciência da ilicitude”*⁷⁶³.
970. Neste contexto, o artigo 8.º, n.º 1, do RGCO, aplicável *ex vi* do artigo 13.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, determina que *“só é punível o facto praticado com dolo ou, nos casos especialmente previstos na lei, com negligência”*, sendo a negligência punível, no âmbito de contraordenações jusconcorrenciais, nos termos do artigo 68.º, n.º 3, da Lei n.º 19/2012.
971. Os factos apurados no presente processo demonstram que a Visada agiu de forma livre, esclarecida e voluntária na exploração abusiva da sua posição dominante no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental.
972. Com efeito, resulta da factualidade considerada provada que a EDP Produção sabia, nem podia desconhecer que, ao implementar, entre 2009 e 2013, uma estratégia de restrição da oferta no mercado de banda de regulação secundária do Sistema Elétrico Nacional em Portugal Continental, utilizou a sua posição dominante naquele mercado em prejuízo dos consumidores.
973. Resulta também daquela factualidade que a EDP Produção, ao implementar, entre 2009 e 2013, uma estratégia de restrição da oferta no mercado de banda de regulação secundária do Sistema Elétrico Nacional em Portugal Continental, quis utilizar a sua posição dominante naquele mercado em prejuízo dos consumidores.
974. A infração deve ser, por isso, considerada dolosa, na modalidade de dolo direto, tendo em conta o elemento cognitivo e o elemento volitivo, demonstrativos da conduta deliberada descrita, conforme melhor detalhado *infra*.

III.1.3.1 Ilicitude

975. A ilicitude refere-se a um juízo de antijuridicidade de uma conduta, decorrente de a mesma ser contrária à ordem jurídica.
976. No caso concreto, os comportamentos da EDP Produção descritos na presente Decisão são expressamente proibidos pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, bem como pelo

⁷⁶³ Vide a Sentença do Tribunal de Comércio de Lisboa (3.º Juízo) de 12 de janeiro de 2006, *Ordem dos Médicos Veterinários/AdC*, Proc. 1302/05.5TYLSB, pág. 28.

- artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, pelo que são ilícitos, não se verificando quaisquer causas de exclusão da ilicitude, também ditas de justificação do facto.
977. O artigo 8.º, n.º 2, do RGCO dispõe que o “*erro sobre elementos do tipo, sobre a proibição, ou sobre um estado de coisas que, a existir, afastaria a ilicitude do facto ou a culpa do agente, exclui o dolo*”, dispondo o artigo 9.º do RGCO, por sua vez, que “*age sem culpa quem actua sem consciência da ilicitude do facto, se o erro lhe não for censurável*” (n.º 1), mas que “*se o erro lhe for censurável, a coima pode ser especialmente atenuada*” (n.º 2).
978. Neste contexto, e como resulta da Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão, “*No direito das contra-ordenações strictu sensu (...) o erro sobre a ilicitude tem um campo de aplicação muito reduzido, uma vez que o art.º 8.º já prevê o erro sobre proibição como causa de exclusão do dolo. (...) O erro sobre a ilicitude no direito das contra-ordenações strictu sensu fica, pois, restringido às seguintes situações típicas; (1) erro sobre a existência e os limites de uma causa de justificação ou exclusão da culpa e (2) o erro sobre a validade da norma (Paulo Pinto de Albuquerque, Comentário do Regime Geral das Contra-ordenações, Universidade Católica Editora, pág. 65 e 66)*”⁷⁶⁴.
979. A este nível, importa afirmar que não existe nos presentes autos qualquer causa de justificação ou de exclusão da ilicitude da infração.
980. A Visada EDP Produção, podendo optar por uma atuação distinta, serviu-se da sua posição dominante no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental para adotar e implementar uma estratégia de restrição da oferta de capacidade, conducente a um aumento significativo dos respetivos preços no mercado relevante, e com impacto no montante de compensações públicas pagas no âmbito do regime CMEC, em detrimento dos consumidores. Tal conduta consubstancia um abuso de posição dominante tipificado e proibido pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da LdC e pelo artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.
981. Adicionalmente, como acima já referido, no entendimento da CA da Auditoria CMEC⁷⁶⁵, os CMEC tinham o propósito de manter o equilíbrio económico dos CAE e os respetivos pagamentos contemplavam já a prestação de serviços de sistema, o qual inclui a prestação de serviços de telerregulação. E a própria EDP Produção reconhece que os contratos CMEC tiveram por objetivo manter o *status quo* relativamente aos anteriores CAE⁷⁶⁶, no âmbito dos quais estava prevista a prestação de serviços de sistema e a respetiva remuneração mediante o pagamento global da energia⁷⁶⁷.
982. Decorre do exposto imediatamente acima que impendia sobre a EDP Produção, empresa com posição dominante no mercado relevante, um dever de especial responsabilidade de concorrência pelo mérito no mercado de banda de regulação secundária.
983. Embora a dualidade de interesses da EDP Produção na gestão das centrais CMEC tenha tido como contexto os termos em que foram cessados os CAE e a fórmula de cálculo da revisibilidade CMEC, importa recordar que, de acordo com jurisprudência consolidada dos tribunais da União Europeia,

⁷⁶⁴ Vide a Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º Juízo) de 5 de janeiro de 2016, *ERSE/Galp Power*, Proc. Nº 227/15.0YUSTR.

⁷⁶⁵ Vide a Pronúncia da Comissão de Acompanhamento, ponto ii), alínea i) (fl. 703).

⁷⁶⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilicidade, § 567.

⁷⁶⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilicidade, §§ 237-238.

a eventual conformidade do comportamento da empresa com o regime regulatório aplicável em nada altera a ilegalidade de uma conduta abusiva à luz das normas de Direito da Concorrência⁷⁶⁸.

984. Com efeito, como resulta do entendimento do Tribunal de Justiça no processo *AstraZeneca/Comissão*:

“Além disso, o Tribunal Geral teve razão em declarar, no n.º677 do acórdão recorrido, que a circunstância, invocada pelas recorrentes, de o AZ ter o direito de, ao abrigo da Diretiva 65/65, pedir a revogação das suas AIM do Losec em cápsulas não era, de todo, suscetível de isentar esse comportamento da proibição prevista no artigo 82.ºCE. Com efeito, tal como o Tribunal Geral salientou, a ilegalidade de um comportamento abusivo à luz do artigo 82.ºCE nada tem a ver com a sua conformidade ou não com outras regras jurídicas, e os abusos de posição dominante consistem, na maioria dos casos, em comportamentos que seriam lícitos à luz de outros ramos do direito que não o direito da concorrência.” (§ 132).

985. As regras da concorrência apenas não serão aplicáveis às empresas se o comportamento anticoncorrencial lhes for imposto ou exigido por uma legislação nacional, ou se tal legislação criar um quadro jurídico que, por si só, elimina qualquer possibilidade de comportamento concorrencial por parte das empresas⁷⁶⁹.

986. Nesse contexto, destaca-se o entendimento do Tribunal de Justiça no processo *Deutsche Telekom/Comissão*⁷⁷⁰, que considerou que:

“Quanto ao mérito da primeira parte do primeiro fundamento, refira-se que a recorrente critica, no essencial, o Tribunal de Primeira Instância por ter considerado que a compressão das margens dada por provada na decisão controvertida lhe era imputável nos termos do artigo [102].º CE, unicamente, por dispor de margem de manobra para alterar os seus preços de retalho pelos serviços de acesso aos utilizadores finais. Toda essa parte do primeiro fundamento assenta na premissa de que essa margem de manobra não é condição suficiente para a aplicação do artigo 82.º CE, quando, como no caso, a prática tarifária em causa foi aprovada pela autoridade regulamentar nacional competente em matéria de regulação do sector das telecomunicações, a RegTP.

Ora, essa premissa está errada.

Com efeito, segundo a jurisprudência do Tribunal de Justiça, os artigos [101].º CE e [102].º CE só não são aplicáveis se às empresas for imposto um comportamento anticoncorrencial por uma legislação nacional, ou se essa legislação criar um quadro jurídico que, por si só, elimina qualquer possibilidade de comportamento concorrencial da sua parte. Com efeito, numa situação deste tipo, como resulta das referidas disposições, a limitação da concorrência não é causada por comportamentos autónomos das empresas. Em contrapartida, os artigos [101].º CE e [102].º CE podem ser aplicáveis se se verificar que a lei nacional deixa subsistir a possibilidade de uma concorrência susceptível de ser impedida, restringida ou falseada por comportamentos autónomos das empresas (acórdão de 11 de Novembro de 1997, Comissão e França/Ladbroke Racing, C-359/95 P e C-379/95 P, Colect., p. I-6265, n.ºs 33 e 34 e jurisprudência aí referida).

⁷⁶⁸ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 6 de dezembro de 2012, Proc. C-457/10 P, *AstraZeneca/Comissão*, cit., § 132.

⁷⁶⁹ Vide os Acórdãos do Tribunal de Justiça de 14 de outubro de 2010, Proc. C-280/08 P, *Deutsche Telekom/Comissão*, §§ 78-85, e de 17 de fevereiro de 2011, Proc. C-52/09, *TeliaSonera Sverige*, §§ 49-50, e o Acórdão do Tribunal Geral de 29 de março de 2012, Proc. T-336/07, *Telefónica / Comissão*, §§ 327-329.

⁷⁷⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de outubro de 2010, Proc. C-280/08 P, *Deutsche Telekom/Comissão*, §§ 78-85.

A possibilidade de excluir um determinado comportamento anticoncorrencial do âmbito de aplicação dos artigos [101].º CE e [102].º CE, devido ao facto de o mesmo ter sido imposto às empresas em causa pela legislação nacional existente ou de esta ter eliminado qualquer possibilidade de comportamento concorrencial por sua parte, só foi, portanto, admitida de forma restritiva pelo Tribunal de Justiça (v. acórdãos de 20 de Março de 1985, Itália/Comissão, 41/83, Recueil, p. 873, n.º 19; de 10 de Dezembro de 1985, Stichting Sigarettenindustrie e o./Comissão, 240/82 a 242/82, 261/82, 262/82, 268/82 e 269/82, Recueil, p. 3831, n.ºs 27 a 29; e de 9 de Setembro de 2003, CIF, C-198/01, Colect., p. I-8055, n.º 67).

Desse modo, o Tribunal de Justiça considerou que se uma lei nacional se limitar a encorajar ou a facilitar a adopção de comportamentos anticoncorrenciais autónomos pelas empresas, estas continuam sujeitas aos artigos [101].º CE e [102].º CE (acórdão de 16 de Dezembro de 1975, Suiker Unie e o./Comissão, 40/73 a 48/73, 50/73, 54/73 a 56/73, 111/73, 113/73 e 114/73, Colect., p. 563, n.ºs 36 a 73, e acórdão CIF, já referido, n.º 56).

Com efeito, segundo a jurisprudência do Tribunal de Justiça, as empresas dominantes têm uma responsabilidade particular de não prejudicarem com o seu comportamento uma concorrência efectiva e não falseada no mercado comum (acórdão de 9 de Novembro de 1983, Nederlandsche Banden-Industrie-Michelin/Comissão, 322/81, Recueil, p. 3461, n.º 57).

Daí resulta que o simples facto de a recorrente ter sido incentivada, pelas intervenções de uma autoridade regulamentar nacional como a RegTP, a manter a aplicação das suas práticas tarifárias que levavam a uma compressão das margens dos seus concorrentes pelo menos igualmente eficazes não pode, enquanto tal, eliminar em nada a sua responsabilidade nos termos do artigo 82.º CE (v., neste sentido, acórdão de 30 de Janeiro de 1985, Clair, 123/83, Recueil, p. 391, n.ºs 21 a 23).

Uma vez que, não obstante essas intervenções, a recorrente tinha margem de manobra para alterar os seus preços de retalho pelos serviços de acesso aos utilizadores finais, o Tribunal de Primeira Instância teve razão ao concluir, unicamente por esse motivo, que a compressão das margens em causa lhe era imputável.” (§§ 78-85).

987. Mais se destaca o entendimento do Tribunal de Justiça no processo *TeliaSonera Sverige*⁷⁷¹, no qual considerou que:

“A este respeito, importa lembrar que o artigo 102.º TFUE se refere apenas a comportamentos anticoncorrenciais adoptados pelas empresas por sua própria iniciativa. Se às empresas é imposto, por uma legislação nacional, um comportamento anticoncorrencial, ou se esta legislação cria um quadro jurídico que, por si só, elimina qualquer possibilidade de comportamento concorrencial por sua parte, o artigo 102.º TFUE não é aplicável. Numa situação deste tipo, como resulta da referida norma, a limitação da concorrência não é causada por comportamentos autónomos das empresas (v., neste sentido, acórdão de 11 de Novembro de 1997, Comissão e França/Ladbroke Racing, C-359/95 P e C-379/95 P, Colect., p. I-6265, n.º 33 e jurisprudência aí referida).

Em contrapartida, o artigo 102.º TFUE pode ser aplicável se se verificar que a lei nacional deixa subsistir a possibilidade de uma concorrência susceptível de ser impedida, restringida ou

⁷⁷¹ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 17 de fevereiro de 2011, Proc. C-52/09, *TeliaSonera Sverige*, §§ 49-50.

falseada por comportamentos autónomos das empresas (v. acórdão Comissão e França/Ladbroke Racing, já referido, n.º 34)” (§§ 49-50).

988. Mais importa destacar o entendimento do Tribunal Geral no processo *Telefónica/Comissão*⁷⁷², no qual considerou que:

“Segundo, o argumento das recorrentes segundo o qual, contrariamente à afirmação que consta do considerando 724 da decisão impugnada, a Telefónica não dispunha de suficiente margem de manobra para fixar a sua política de preços, em virtude da regulação setorial aplicável, também não pode ser acolhido.

Há que lembrar que o artigo [102].º CE se refere apenas a comportamentos anticoncorrenciais adotados pelas empresas por sua própria iniciativa. Se uma legislação nacional impõe às empresas um comportamento anticoncorrencial ou cria um quadro jurídico que, por si só, elimina qualquer possibilidade de comportamento concorrencial da sua parte, o artigo [102].º CE não é aplicável. Em tal situação, a limitação da concorrência não está, como exige essa disposição, dentro dos comportamentos autónomos das empresas (v. acórdão TeliaSonera Sverige, n.º 146, supra, n.º 49 e jurisprudência aí referida).

Em contrapartida, o artigo [102].º CE pode ser aplicável se se verificar que a lei nacional deixa subsistir a possibilidade de uma concorrência suscetível de ser impedida, restringida ou falseada por comportamentos autónomos das empresas (v. acórdão TeliaSonera Sverige, n.º 146, supra, n.º 50 e jurisprudência aí referida).” (§§ 327-329)

989. De qualquer forma, o comportamento da EDP Produção, como demonstrado, não foi incentivado pelo enquadramento regulatório (que, aliás e pelo contrário, pressupunha a prestação de serviços de sistema pelas centrais CMEC, não a respetiva restrição), antes redundou num abuso desse enquadramento regulatório com impacto negativo sobre os consumidores.
990. Assim, se o Direito de um Estado-Membro apenas autoriza, incentiva ou facilita comportamentos autónomos anticoncorrenciais, por parte das empresas, qualquer defesa baseada no alegado carácter obrigatório de uma medida estatal não pode proceder⁷⁷³, na medida em que a empresa pode, no âmbito de tal margem de autonomia, adotar um comportamento compatível com o Direito da Concorrência.
991. Deve referir-se que esta conceção restrita da eventual defesa baseada no carácter obrigatório de uma medida estatal é igualmente seguida no Direito sancionatório português. Nos termos do artigo 31.º, n.º 2, alínea c), do Código Penal, (apenas) “*não é ilícito o facto praticado no cumprimento de um dever imposto por lei*”, o que significa que a causa de exclusão de ilicitude apenas pode ser invocada quando o respetivo agente respeita os limites do dever legal, consistindo o facto em causa na observância efetiva do dever de agir ou de não agir.
992. Ora, no presente caso, a EDP Produção manteve integralmente a sua autonomia de conduta, tendo sido por sua própria iniciativa e decisão que utilizou a posição dominante que detém no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental para definir e implementar uma conduta abusiva de restrição de oferta de capacidade, que lhe permitiu beneficiar de preços e compensações públicas mais elevadas, em prejuízo dos consumidores nacionais, quando devia

⁷⁷² Vide o Acórdão do Tribunal Geral de 29 de março de 2012, Proc. T-336/07, *Telefónica / Comissão*, §§ 327-329.

⁷⁷³ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 11 de novembro de 1997, Processos apensos C-359/95 P e C-379/95 P, *Ladbroke/Comissão*, §§ 33-34, e o Acórdão do Tribunal Geral de 30 de março de 2000, Proc. T-513/93, *Consiglio Nazionale degli Spedizionieri Doganali / Comissão*, §§ 71-72.

ter atuado de outra forma, enquanto operador com posição dominante sobre o qual impende um dever de se comportar com especial responsabilidade, concorrendo pelo mérito.⁷⁷⁴

993. Conclui-se, portanto, que a conduta adotada pela Visada é-lhe plenamente imputável, sendo típica e ilícita, expressamente proibida pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da LdC e pelo artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, pelo que se encontra preenchido este elemento subjetivo do tipo.

Pronúncia da Visada

994. Na sua Pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, a Visada questiona a ilicitude da conduta que lhe é imputada pela AdC.
995. Em primeiro lugar, considera a Visada que a participação das centrais CMEC na prestação de banda de regulação secundária, entre 2009 e 2013, deveria ser avaliada e dirimida no plano estrutural/regulatório, não no plano comportamental/jusconcorrencial⁷⁷⁵. Na ótica da Visada, as limitações do modelo de revisibilidade impunham-lhe perdas financeiras de tal ordem que a empresa se viu privada de qualquer margem prática de autonomia para adotar o comportamento preconizado pela AdC⁷⁷⁶. Segundo a Visada, a jurisprudência dos tribunais da União Europeia, de acordo com a qual a ilicitude de um comportamento apenas será excluída quando o mesmo for obrigatório à luz de uma legislação nacional, não seria aplicável no presente processo, dada a relevância do quadro regulatório e das respetivas implicações para o comportamento da EDP Produção; considera a Visada que a análise da AdC não teve por base as circunstâncias reais do mercado em causa, mas antes um *“mercado idealizado, em que a concorrência se desenvolve de forma perfeita”*⁷⁷⁷.
996. Porque alegadamente *“estruturada de acordo com critérios de racionalidade económica e de prevenção da ocorrência de perdas”*, a Visada entende que a sua atuação não seria adequada a *“produzir um dano à concorrência”*, tendo-se limitado a exercer a sua liberdade económica de acordo com o padrão da *“concorrência pelo mérito”* e o pretendido pelo legislador no Decreto-Lei n.º 240/2004⁷⁷⁸.
997. Por outro lado, a Visada sustenta que falha o nexo de causalidade entre o seu comportamento e a produção do resultado anticoncorrencial, dada a verificação de perturbações e influências externas, e que a ausência de intervenção atempada das entidades públicas a levou a entender que o seu comportamento era pelas mesmas tolerado⁷⁷⁹.

Posição da AdC

998. A argumentação da Visada não procede, sendo inconsistente com a jurisprudência consolidada dos tribunais da União Europeia.
999. Por um lado, constitui princípio basilar do Direito da Concorrência na União Europeia que a aplicação da regulação setorial e do Direito da Concorrência não é mutuamente excludente⁷⁸⁰. Pelo contrário, o Direito da Concorrência na União Europeia tem, particularmente no que respeita

⁷⁷⁴ Vide os parágrafos 259-268, 269-276 e 777-809 *supra*.

⁷⁷⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 58-60.

⁷⁷⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 61-65, 142-145, 399-400 e 628.

⁷⁷⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 561-568.

⁷⁷⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 634-653.

⁷⁷⁹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 655-686.

⁷⁸⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de outubro de 2010, *Deutsche Telekom / Comissão*, cit., §§ 78-84.

à proibição de abuso de posição dominante, encontrado nos setores regulados um dos seus principais campos de intervenção. É, relevante, por isso, nesta sede, relembrar o princípio da primazia do Direito Europeu sobre o Direito nacional e, sobremaneira, o princípio da uniformidade de interpretação e de apreciação de validade dos atos normativos à luz do Direito Europeu⁷⁸¹. Refira-se ainda que, enquanto norma de direito originário ou primário, o artigo 102.º do TFUE prevalece inclusivamente sobre atos de direito derivado das instituições da União.

1000. Por outro lado, o critério de análise do impacto dos constrangimentos regulatórios na conduta da empresa é explícito na jurisprudência⁷⁸², tendo sido explicado já na Nota de Ilícitude⁷⁸³ e também na presente Decisão⁷⁸⁴: apenas isenta uma empresa de responsabilidade o quadro regulatório que lhe imponha ou exija o comportamento anticoncorrencial, eliminando qualquer possibilidade de observância do Direito da Concorrência da sua parte.
1001. A própria EDP Produção parece mostrar-se consciente de que o grau de influência do quadro regulatório na sua conduta está muito longe do padrão de uma estrita imposição ou exigência, como requerido pela jurisprudência dos tribunais da União Europeia, referindo que a sua *“atuação foi [meramente] influenciada pelos condicionalismos regulatórios que, à data, se projetavam sobre esse mercado”*⁷⁸⁵.
1002. Os argumentos apresentados pela Visada para procurar afastar a aplicação da jurisprudência *Deutsche Telekom* ao presente processo afiguram-se vagos, circulares e auto-conclusivos, não permitindo tornar sequer inteligível o respetivo alcance.
1003. A Visada pretende afastar a jurisprudência *Deutsche Telekom*, com base na alegada *“extrema relevância do quadro regulatório”* no mercado relevante, em resultado de se tratar de uma *“atividade fortemente regulada”*⁷⁸⁶, argumento que poderia ser transposto para qualquer empresa em qualquer setor regulado, desde logo para a própria Deutsche Telekom no respetivo processo.
1004. Já em relação às referências a *“um mercado idealizado em abstrato, em que a concorrência se desenvolve de forma perfeita”*, que alegadamente teria servido de base à análise da AdC⁷⁸⁷, as mesmas são totalmente desprovidas de qualquer sentido: por um lado, uma parte muito substancial quer da Nota de Ilícitude quer da presente Decisão é dedicada precisamente a descrever exaustivamente o (real) mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental e o contexto da atuação da EDP Produção, incluindo todos os condicionalismos da mesma; por outro lado, perante um caso, como o presente, de abuso de posição dominante, a conduta da Visada terá, necessariamente, de ser apreciada por comparação com o padrão de um operador competitivo.
1005. Central à argumentação da Visada nesta sede é a alegação de que a prestação de telerregulação pelas centrais CMEC lhe impunha perdas significativas, em resultado de falhas do modelo

⁷⁸¹ Importa recordar que as Orientações sobre a aplicação do artigo 102.º do TFUE são plenamente aplicáveis à interpretação e aplicação do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012, sobre o abuso de posição dominante, uma vez que este foi inspirado naquele artigo do Tratado e deve ser interpretado de modo a assegurar o cumprimento do princípio da aplicação uniforme do Direito da Concorrência da União Europeia.

⁷⁸² Vide a jurisprudência citada nas notas de rodapé 769 e 773 *supra*.

⁷⁸³ Vide a secção III.1.3.1 da Nota de Ilícitude.

⁷⁸⁴ Vide os parágrafos 975-991 *supra*.

⁷⁸⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 628.

⁷⁸⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 563.

⁷⁸⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 563-567.

VALORÁGUA⁷⁸⁸, conclusão que foi já refutada *supra*⁷⁸⁹, não podendo proceder a perspetiva da Visada de que atuou segundo o padrão da “concorrência pelo mérito” e que a sua conduta foi jusconcorrencialmente inócua⁷⁹⁰.

1006. Se, como reconhece a Visada⁷⁹¹, o objetivo do Decreto-Lei n.º 240/2004, ao introduzir o regime dos CMEC, foi manter o equilíbrio contratual dos anteriores CAE, nunca poderia o mesmo consentir a obtenção de vantagens indevidas por parte da EDP Produção, sendo pressuposto essencial a manutenção dos mesmos direitos e dos mesmos deveres para ambas as partes, incluindo, nomeadamente, a continuação da prestação de serviços de sistema pelas centrais CAE/CMEC em termos equivalentes aos verificados no regime anteriormente em vigor, em que a telerregulação era maioritariamente assegurada por estas centrais⁷⁹².
1007. Relativamente ao argumento de que atuou no exercício da sua liberdade económica⁷⁹³, nota-se, desde logo, que a Visada é profundamente incoerente na sua exposição, uma vez que tanto alega que não tinha qualquer margem de autonomia na sua atuação⁷⁹⁴ como reconhece expressamente que afinal exerceu a sua liberdade económica no mercado⁷⁹⁵.
1008. Em todo o caso, sempre a liberdade económica de atuação terá de encontrar o seu limite na (proteção da) licitude da conduta desenvolvida.
1009. Levada ao extremo, a argumentação da EDP Produção legitimaria qualquer empresa, em face de um normativo desfavorável, a utilizar, ao abrigo do alegado exercício da sua liberdade económica individual, todos os expedientes ao seu dispor, mesmo que decorrentes do especial privilégio de uma posição dominante, para contornar essa dificuldade, assim privando a proibição do abuso de posição dominante no Direito da Concorrência de verdadeiro efeito prático.
1010. Relembre-se que, para o Tribunal da Relação de Lisboa, o bem jurídico protegido pelo artigo 11.º da LdC é, “a nosso ver, um bem jurídico *supra-individual* que se pode caracterizar como sendo a «concorrência eficaz fundada em preocupações de eficiência económica», «elemento da democracia económica, ingrediente indispensável da democracia política» (PEREIRA, Miguel Mendes, *ob. cit.*, p. 97 e ss.)”⁷⁹⁶.
1011. Por fim, mesmo reconhecendo a Visada que atuou no exercício da sua liberdade económica, tenta exonerar-se de toda e qualquer responsabilidade, imputando o funcionamento anticoncorrencial do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental ao regime regulatório e à ausência de intervenção atempada das entidades públicas⁷⁹⁷.
1012. Também neste ponto não assiste razão à Visada.

⁷⁸⁸ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, em particular §§ 64-65, 145 e 399.

⁷⁸⁹ Vide, em particular, as secções II.6.1.2 e II.6.2.1.2 *supra*.

⁷⁹⁰ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, em particular §§ 568 e 646.

⁷⁹¹ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 567 e 647.

⁷⁹² Vide os parágrafos 850-852 *supra*.

⁷⁹³ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, em particular §§ 639-640 e 649-651.

⁷⁹⁴ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 62 e 64.

⁷⁹⁵ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 640, 650 e 789.

⁷⁹⁶ Vide o Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, pp. 199-195.

⁷⁹⁷ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 655-686.

1013. A análise da AdC permitiu refutar o efeito de desincentivo alegadamente derivado do regime regulatório⁷⁹⁸. Por outro lado, o critério de isenção de responsabilidade em sede de ilícito subjetivo da infração é estritamente o já referido⁷⁹⁹: uma empresa apenas não poderá ser responsabilizada jusconcorrencialmente se o comportamento anticoncorrencial lhe for imposto ou exigido por uma legislação nacional, ou se tal legislação criar um quadro jurídico que, por si só, elimina qualquer possibilidade de comportamento concorrencial por parte da empresa.
1014. Acresce que, se como refere a Visada⁸⁰⁰, o pagamento da compensação no âmbito da revisibilidade não depende exclusivamente de si, a mesma não deixou de ter controlo sobre os montantes a receber, derivado precisamente da capacidade para manipular a sua oferta de banda de regulação secundária entre as centrais CMEC e as centrais em regime de mercado⁸⁰¹.
1015. Como a própria Visada reconhece⁸⁰², entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 a mesma limitou a oferta de banda de regulação secundária das suas centrais CMEC, tendo transferido tal atividade económica para as centrais em regime de mercado⁸⁰³. Em resultado desta prática, os preços subiram no mercado de banda de regulação secundária e as compensações pagas à EDP Produção ao abrigo do regime CMEC aumentaram, tendo ambos os custos sido repercutidos no consumidor nacional, que assim financiou a inerente maximização de lucros da EDP Produção na prestação de serviços de telerregulação⁸⁰⁴. Estes efeitos foram consequência direta da implementação da estratégia de restrição de oferta de banda de regulação secundária da EDP Produção; tanto assim é que os mesmos se esbateram gradualmente à medida que a Visada alterou também gradualmente a sua conduta⁸⁰⁵. Ao contrário do alegado pela Visada, não interfere, assim, qualquer elemento externo que quebre onexo de causalidade entre o comportamento da EDP Produção e o resultado anticoncorrencial: o segundo é consequência direta do primeiro, estando-lhe intrinsecamente ligado.
1016. Já a sugestão da Visada de que teria alterado o seu comportamento se as autoridades públicas tivessem intervindo antes⁸⁰⁶ não pode ser aceite. A seguir-se o argumento da Visada, qualquer entidade poderia afastar a sua responsabilidade, no âmbito não apenas do Direito da Concorrência mas de qualquer Direito sancionatório, com o pretexto de que as autoridades públicas não atuaram atempadamente, tese que se revela ainda mais perigosa quando se pensa em todas as limitações, sobretudo técnicas, financeiras e de assimetria de informação, que impendem sobre as autoridades na deteção e investigação de factos potencialmente ilícitos.

III.1.3.2 Culpa

1017. A culpa contraordenacional refere-se a um juízo próprio do agente de censura da violação de um dever legal.

⁷⁹⁸ Vide, em particular, as secções II.6.1.2 e II.6.2.1.2 *supra*.

⁷⁹⁹ Vide os parágrafos 983-991 *supra*.

⁸⁰⁰ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 674.

⁸⁰¹ Vide os parágrafos 271-274 *supra*.

⁸⁰² Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, em particular a respetiva secção 2.4.2.

⁸⁰³ Vide a secção II.4 *supra*.

⁸⁰⁴ Vide as secções II.4 e II.5 *supra*.

⁸⁰⁵ Vide a secção II.5 *supra*.

⁸⁰⁶ Vide Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 684-685.

1018. Como indicado⁸⁰⁷, nos termos do artigo 9.º, n.º 1, do RGCO, aplicável *ex vi* do artigo 13.º da Lei n.º 19/2012, “[a]ge sem culpa quem atua sem consciência da ilicitude do facto, se o erro sobre a ilicitude lhe não for censurável”.
1019. No presente caso, é indubitável que a Visada agiu plenamente consciente da censurabilidade da conduta que lhe é imputada e de que a mesma é expressamente proibida por Lei, em particular pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012 e pelo artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, tendo ainda assim prosseguido com a mesma.
1020. Importa, desde logo, relembrar, nesta sede, o já referido princípio de especial responsabilidade que recai sobre as empresas em posição dominante⁸⁰⁸, como sucede no caso em apreço, e tem especial acuidade no que ao tema da culpa respeita.
1021. O princípio de que a empresa em posição dominante tem especial responsabilidade quanto ao não abuso dessa posição, o que qualifica necessariamente a sua culpa, tem vindo a ser especialmente desenvolvido ao nível do Direito Europeu da Concorrência^{809/810}, mas tem encontrado também amplo acolhimento ao nível da jurisprudência nacional.
1022. A Sentença proferida pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão no processo *Sport TV*, acolhe expressamente este princípio: “[o] direito nacional da concorrência e o direito europeu da concorrência não proíbem a aquisição de uma posição dominante, mas apenas o seu abuso. Significa isto, no essencial, que uma empresa pode adquirir uma posição dominante, mas, uma vez conquistada essa posição, tem uma especial responsabilidade, designadamente “de não atentar, pelo seu comportamento, contra uma concorrência efetiva e não falseada no mercado comum” (acórdão do TJ Michelin). Pode-se, assim, dizer que o ‘conceito fundamental, onde assenta a disciplina do abuso de posição dominante, é o de aceitação da existência de tais posições, tendo como contrapartida a sujeição das empresas que ascendam a tal predomínio a um conjunto de deveres especiais de conduta’ (...). O direito nacional da concorrência e o direito europeu da concorrência também convergem, atualmente, no conteúdo do interesse tutelado e, nessa medida, no ‘critério de apreciação das práticas restritivas da concorrência’ [vide, Sofia Oliveira Pais, *O Critério do Bem-estar dos Consumidores no Contexto de Renovação do Direito Comunitário da Concorrência*, in *Estudos em Homenagem ao Professor Doutor Carlos Ferreira de Almeida*, Volume I, Almedina, pág. 626]. Trata-se, naturalmente, de proteger a concorrência no mercado, mas entendida como forma de reforçar o bem-estar dos consumidores e de assegurar uma eficiente afetação de recursos. (...) ‘[O] abuso po[de] ocorrer mesmo sem a existência de uma vantagem direta para a empresa dominante”[*Idem*, págs. 427 e 428.]”⁸¹¹.
1023. O entendimento sufragado pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão veio também a ser confirmado pelo Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa no processo *Sport TV*, donde resulta, em suma, que: “[o] Tribunal de Justiça veio a construir o conceito de especial responsabilidade da empresa dominante com o sentido de que a esta incumbe,

⁸⁰⁷ Vide o parágrafo 975 *supra*.

⁸⁰⁸ Vide os parágrafos 883-887 *supra*.

⁸⁰⁹ Vide o parágrafo 883 *supra* e as referências jurisprudenciais aí citadas.

⁸¹⁰ Importar recordar que as orientações sobre a aplicação do artigo 102.º do TFUE são plenamente aplicáveis à interpretação e aplicação do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012, sobre o abuso de posição dominante, uma vez que este foi inspirado naquele artigo do Tratado e deve ser interpretado de modo a assegurar o cumprimento do princípio da aplicação uniforme do Direito da Concorrência da União Europeia. [...].

⁸¹¹ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo) de 4 de junho de 2014, Proc. n.º 204/13.6YUSTR, págs. 144-146; 169.

independentemente, das causas dessa posição de domínio, de, com o seu comportamento, não atingir uma concorrência efectiva e não falseada dentro do mercado comum, o que prefigura a possibilidade de censurar o Abuso de posição dominante no âmbito dos Tratados pelo menos a título negligente”⁸¹².

1024. O princípio da especial responsabilidade que recai sobre as empresas em posição dominante foi, igualmente, sufragado na Sentença proferida pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão no processo ANF⁸¹³, confirmada, em recurso, pelo Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa⁸¹⁴.
1025. Os deveres da empresa em posição dominante são ainda mais importantes quando a empresa em causa detém uma posição próxima do monopólio, como acontece no caso em apreço.
1026. A jurisprudência nacional já confirmou esta acrescida especial responsabilidade que recai sobre uma empresa numa posição próxima de monopólio, nomeadamente, na Sentença proferida pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão no processo *Sport TV*⁸¹⁵, confirmada pelo Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa⁸¹⁶: “[n]o plano da culpa, considera-se que é elevada, pois a arguida tem um monopólio de facto, pelo que, na nossa perspectiva, com uma responsabilidade acrescida na evitação da conduta praticada”⁸¹⁷.
1027. Como referido, os Tribunais Europeus têm vindo a confirmar o princípio da acrescida responsabilidade que se impõe sobre uma empresa em posição dominante de não falsear o jogo da concorrência, e que motiva a sua culpa, a título de intencionalmente ilícito ou, pelo menos, a título negligente.
1028. Nesse contexto, refira-se o entendimento do Tribunal Geral no processo *Telefónica/Comissão*⁸¹⁸, que confirmou a Decisão da Comissão Europeia no processo COMP/38.784 - *Wanadoo España/Telefónica*⁸¹⁹ -, que condenou a Telefónica, por abuso de posição dominante, a título “intencionalmente ilícito ou, pelo menos, gravemente negligente”, tendo considerado que:

“Com o presente fundamento, as recorrentes põem em causa as conclusões da Comissão segundo as quais, por um lado, o comportamento da Telefónica, durante o período da infração, foi intencionalmente ilícito ou, pelo menos, gravemente negligente e, por outro, a infração cometida pela Telefónica constitui um «abuso caracterizado», relativamente ao qual existem precedentes (considerandos 720 a 736 da decisão impugnada).

Em primeiro lugar, quanto à questão de saber se a infração foi cometida dolosamente ou por negligência e é, por esse facto, passível de coima, nos termos do artigo 15.º, n.º 2, primeiro parágrafo, do Regulamento n.º 17 e, a partir de 1 de maio de 2004, nos do artigo 23.º, n.º 2, do Regulamento n.º 1/2003, resulta da jurisprudência que esse pressuposto está preenchido quando

⁸¹² Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, págs. 148 e 170.

⁸¹³ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo) de 20 de outubro de 2016, Proc. n.º 36/16.0YUSTR.

⁸¹⁴ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 14 de junho de 2017, Proc. n.º 36/16.0YUSTR.L1, pág. 207.

⁸¹⁵ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo) de 4 de junho de 2014, Proc. n.º 204/13.6YUSTR, págs. 216 e 217.

⁸¹⁶ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1.

⁸¹⁷ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º juízo), de 4 de junho de 2014, Proc. n.º 204/13.6YUSTR, págs. 216 e 217.

⁸¹⁸ Vide o Acórdão do Tribunal Geral de 29 de março de 2012, Proc. T-336/07, *Telefónica / Comissão*, §§ 318-326.

⁸¹⁹ Vide a Decisão da Comissão Europeia de 4 de julho de 2007, no processo COMP/38.784 – *Wanadoo España/ Telefónica*, §§ 713-736.

a empresa em causa não pode ignorar o carácter anticoncorrencial do seu comportamento, quer tenha tomado ou não consciência de infringir as normas da concorrência do Tratado (v. acórdãos do Tribunal Geral de 14 de dezembro de 2006, Raiffeisen Zentralbank Österreich e o./Comissão, T-259/02 a T-264/02 e T-271/02, Colet., p. II-5169, n.º 205, e de 10 de abril de 2008, Deutsche Telekom/Comissão, n.º 69, supra, n.º 295, e jurisprudência aí referida; v. igualmente, neste sentido, acórdãos do Tribunal de Justiça de 8 de novembro de 1983, IAZ International Belgium e o./Comissão, 96/82 a 102/82, 104/82, 105/82, 108/82 e 110/82, Recueil, p. 3369, n.º 45; Nederlandsche Banden-Industrie-Michelin/Comissão, referido no n.º 111, supra, n.º 107, e de 14 de outubro de 2010, Deutsche Telekom/Comissão, n.º 170, supra, n.º 124).

Segundo a jurisprudência, uma empresa está ciente do carácter anticoncorrencial do seu comportamento quando tem conhecimento dos elementos de facto materiais que justificam que se considere provada uma posição dominante no mercado em causa e que a Comissão considere existir um abuso dessa posição (v., neste sentido, acórdão Nederlandsche Banden-Industrie-Michelin/Comissão, referido no n.º 111, supra, n.º 107, e acórdão Raiffeisen Zentralbank Österreich e o./Comissão, n.º 319, supra, n.ºs 207 e 210; v., igualmente, conclusões do advogado-geral J. Mazák no processo que deu origem ao acórdão de 14 de outubro de 2010, Deutsche Telekom/Comissão, n.º 170, supra, n.º 39).

Em primeiro lugar, para contestar a conclusão da Comissão de que o comportamento da Telefónica foi intencionalmente ilícito ou, pelo menos, gravemente negligente, as recorrentes alegam que a Telefónica não podia razoavelmente prever que o seu comportamento seria suscetível de constituir um abuso de posição dominante contrário ao artigo [102].º CE, tendo em conta a definição dos mercados de produtos efetuada anteriormente pelas autoridades da concorrência espanholas e pela CMT, diferente da seguida na decisão impugnada, o controlo exercido pela CMT sobre os preços e sobre o comportamento da Telefónica durante o período da infração e a inexistência de margem de manobra suficiente da Telefónica para determinar a sua política de preços durante esse período.

Primeiro, há que rejeitar o argumento das recorrentes de que a Telefónica não podia prever que a Comissão adotaria uma definição de mercado diferente da adotada pelas autoridades espanholas.

Com efeito, enquanto operador económico diligente, a Telefónica deveria estar familiarizada com os princípios que regem a definição dos mercados nos casos de concorrência e, sendo caso disso, recorrer a aconselhamento especializado a fim de avaliar, com um grau razoável tendo em conta as circunstâncias do caso, as consequências que podem resultar de um ato determinado. É o que acontece especialmente com os profissionais habituados a ter de fazer prova de grande prudência no exercício da sua profissão. Por conseguinte, pode esperar-se que avaliem com particular cuidado os riscos que esta comporta (v., neste sentido, acórdão Dansk Rørindustri e o./Comissão, n.º 59, supra, n.º 219).

Além disso, para um operador económico prudente não existem dúvidas de que a detenção de grandes quotas de mercado, embora não seja necessariamente e em todos os casos o único indício determinante da existência de uma posição dominante, não deixa de ter uma importância considerável que ele terá de necessariamente tomar em consideração no que respeita ao seu eventual comportamento no mercado (acórdão Hoffmann-La Roche/Comissão, referido no n.º 76, supra, n.º 133).

A este respeito, como a Comissão observou com razão no considerando 721 da decisão impugnada, a Telefónica, operador histórico e proprietário da única infraestrutura significativa para o fornecimento dos produtos grossistas regional e nacional, não podia ignorar que detinha

uma posição dominante nos mercados em causa. Portanto, a dimensão das quotas de mercado detidas pela Telefónica (v. n.ºs 153 e 159, supra) nos mercados grossistas nacional e regional, implica que a sua convicção de que não ocupava uma posição dominante nesses mercados só podia ser o fruto de um exame insuficiente da estrutura dos mercados em que operava ou de recusa em tomar essas estruturas em consideração (v., neste sentido, acórdão Hoffmann-La Roche/Comissão, já referido no n.º 76, supra, n.º 139). Não colhe, portanto, o argumento de que a Telefónica não podia prever que a Comissão adotaria uma definição de mercado diferente da adotada pelas autoridades espanholas.

Tendo em conta estas considerações e o facto de acima ter sido referido nos n.ºs 110 a 144 que foi com razão que a Comissão considerou que o lacete local, o produto grossista nacional e o produto grossista regional não pertenciam ao mesmo mercado de produtos, não podem proceder os argumentos das recorrentes segundo os quais as decisões adotadas pelas autoridades de regulação nacional em França e no Reino Unido que concluem que os produtos grossistas nacional e regional não eram substituíveis não lhes teriam permitido prever as definições de mercado que viriam a ser aprovadas no caso em apreço. O mesmo sucede com o argumento das recorrentes relativo à apreciação formulada pela CMT na sua decisão de 6 de abril de 2006, segundo a qual os produtos grossistas nacional e regional pertenciam ao mesmo mercado em causa, que, de resto, foi acima expressamente rejeitado no n.º 142.” (§§ 318-326)

1029. Também, a este respeito, importa mencionar o entendimento do Tribunal de Justiça no processo *Deutsche Telekom/Comissão*⁸²⁰, que confirmou o acórdão proferido pelo Tribunal Geral⁸²¹ que, por sua vez, havia confirmado a Decisão da Comissão Europeia no processo COMP/C-1/37.451, 37.578, 37.579 – *Deutsche Telekom AG*⁸²², no sentido da condenação a título “*deliberado ou por negligência*”:

*“Em primeiro lugar, no que respeita às alegações sobre o bem-fundado das apreciações feitas pelo Tribunal de Primeira Instância, há que lembrar, quanto à questão de saber se as infracções foram cometidas deliberadamente ou por negligência e são, por isso, puníveis por coima, nos termos do artigo 15, n.º 2, primeiro parágrafo, do Regulamento n.º 17, que resulta da jurisprudência do Tribunal de Justiça que essa condição está preenchida quando a empresa em causa não pode ignorar o carácter anticoncorrencial do seu comportamento, tenha ou não tido consciência de violar as normas de concorrência do Tratado (v. acórdão de 8 de Novembro de 1983, IAZ International Belgium e o./Comissão, 96/82 a 102/82, 104/82, 105/82, 108/82 e 110/82, Recueil, p. 3369, n.º 45, e acórdão *Nederlandsche Banden-Industrie-Michelin/Comissão*, já referido, n.º 107).*

No caso, o Tribunal de Primeira Instância, nos n.ºs 296 e 297 do acórdão recorrido, entendeu que esse pressuposto estava preenchido, pois, por um lado, a recorrente não podia ignorar que, apesar das decisões de autorização da RegTP, dispunha de uma margem real de manobra para fixar os seus preços de retalho pelos serviços de acesso aos utilizadores finais e, por outro, a compressão das margens levava a sérias restrições da concorrência, tendo em conta a sua posição monopolista no mercado grossista dos serviços de acesso ao lacete local e a sua posição quase monopolista no mercado retalhista dos serviços de acesso aos utilizadores finais.

⁸²⁰ Vide o Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de outubro de 2010, Proc. C-280/08 P, *Deutsche Telekom/Comissão*, §§ 124-127 e 288.

⁸²¹ Vide o Acórdão do Tribunal Geral de 10 de abril de 2008, Proc. T-271/03, *Deutsche Telekom/Comissão*, §§ 295-298.

⁸²² Vide a Decisão 2003/707/CE da Comissão, de 21 de maio de 2003, no processo COMP/C-1/37.451, 37.578, 37.579 – *Deutsche Telekom AG*.

Não se pode deixar de observar que esse raciocínio, assente em considerações de facto que, na falta de alegação de desvirtuação, são da apreciação soberana dos factos pelo Tribunal de Primeira Instância, não está ferido de erro de direito.

Com efeito, na medida em que a recorrente critica o Tribunal de Primeira Instância por não ter tido em conta as decisões da RegTP e a falta de precedente na União, basta observar que essa argumentação se destina unicamente a demonstrar o facto de a recorrente ignorar a ilicitude do comportamento imputado na decisão controvertida à luz do artigo 82.º CE. Essa argumentação deve, portanto, de acordo com a jurisprudência referida no n.º 124 do presente acórdão, ser julgada improcedente.” (§§ 124-127)

E, ainda,

“Em segundo lugar, no que respeita à alegação relativa ao carácter negligente da infracção, há que lembrar que o Tribunal de Primeira Instância expôs, nos n.ºs 295 a 298 do acórdão recorrido, as razões pelas quais a alegação de inexistência de negligência ou de dolo da recorrente devia ser julgada improcedente. Tal como resulta dos n.ºs 124 a 137 do presente acórdão, a análise das alegações da recorrente suscitadas no âmbito da terceira parte do primeiro fundamento do presente recurso não revelou nenhum erro de direito ou falta de fundamentação de que estivessem feridos esses fundamentos.” (§§ 288).

1030. Feito este ponto prévio, em sede de culpa, no plano do Direito nacional, é necessário que se verifique o dolo, nos termos gerais (artigo 8.º, n.º 1, do RGCO e artigo 14.º do Código Penal, aplicável *ex vi* do artigo 41.º, n.º 1, do RGCO), ou a negligência (artigo 68.º, n.º 3, da Lei n.º 19/2012).
1031. Deste modo, e para que exista culpabilidade do agente no cometimento do facto é necessário que o mesmo lhe possa ser imputado a título de dolo ou negligência, consistindo o dolo no propósito de praticar o facto descrito na lei contraordenacional e a negligência na falta do cuidado devido, que tem como consequência a realização do facto proibido por lei.
1032. Sem prejuízo da dogmática própria do regime contraordenacional⁸²³, revela-se útil atentar-se igualmente aos conceitos de dolo e de negligência, conforme definidos nos artigos 14.º e 15.º do Código Penal (aplicáveis *ex vi* do artigo 32.º do RGCO, por remissão do artigo 13.º da Lei n.º 19/2012).
1033. De acordo com o artigo 15.º do Código Penal, a negligência pode revestir uma de duas modalidades: a negligência consciente e a negligência inconsciente. O Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão teve já oportunidade de esclarecer que: “[e]stamos no domínio da negligência consciente quando o agente representa como possível a realização de um facto que preenche um tipo contra-ordenacional, mas actua sem se conformar com essa realização, e no domínio da negligência inconsciente quando o agente nem representa sequer tal possibilidade de realização. Ambas pressupõem, contudo, a omissão de um dever de cuidado, adequado a evitar a realização de um tipo legal de crime, que se traduz num dever de previsão ou de justa previsão daquela realização, e que o agente, segundo as circunstâncias concretas do caso e as suas capacidades pessoais podia ter cumprido.»⁸²⁴. Mais esclareceu o Tribunal que “[o] que se pune na

⁸²³ Neste sentido, *vide* o Assento n.º 1/2003 do Supremo Tribunal de Justiça, publicado em Diário da República – I Série – A, n.º 21, de 25 de janeiro de 2003.

⁸²⁴ *Vide* Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º Juízo) de 5 de janeiro de 2016, ERSE/Galp Power, Proc. Nº 227/15.OYUSTR, págs. 39-40.

negligência não é a vontade do resultado que, por definição, falta, mas a violação de certos deveres objectivos de cuidado, postos em conexão com certos resultados proibidos que, em virtude da sua gravidade ou da sua frequência, a lei quer muito particularmente evitar.”⁸²⁵.

1034. Quanto ao dolo, de acordo com o artigo 14.º do Código Penal, o mesmo pode revestir três modalidades: o dolo direto, em que o agente representa o facto que preenche o tipo e atua com intenção de o realizar (n.º 1), o dolo necessário, em que o agente representa a realização de um facto que preenche o tipo como consequência necessária da sua conduta (n.º 2), e, o dolo eventual, em que o agente representa a realização de um facto que preenche o tipo como consequência possível da sua conduta e atua conformando-se com aquela realização (n.º 3).
1035. As modalidades do dolo do tipo têm em comum o conhecimento e a vontade de realização do tipo objetivo de ilícito, isto é, o conhecimento (momento intelectual) e a vontade (momento volitivo) da realização do facto. É o elemento volitivo, quando ligado ao elemento intelectual requerido, que indicia uma posição ou atitude do agente contrária ou indiferente à norma de comportamento e traduz a culpa dolosa.
1036. Neste conspecto, a matéria de facto demonstrada aponta à presente Decisão concretos elementos que fundamentam a responsabilidade contraordenacional, a título doloso, na modalidade de dolo direto, a imputar à Visada EDP Produção, uma vez que resulta demonstrada a existência de uma representação e de uma consciência volitiva e cognitiva da produção do resultado típico, previsto e sancionado pelo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei da Concorrência e pelo artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.
1037. A AdC demonstrou o elemento cognitivo e o elemento volitivo do dolo direto que imputa à EDP Produção, servindo-se dos vários meios de prova à sua disposição, como melhor explanado *infra*.
1038. Nessa medida, ilustra-se como sustentado no Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 643/2009, em sede de imputação subjetiva da pessoa coletiva, que a prova do dolo pode ser feita a partir de juízos de inferência: «*o estabelecimento da base fatural em que o dolo assenta através da consideração de elementos de prova indiciária ou circunstancial, obtida através dos chamados juízos de inferência*»⁸²⁶. Sendo que sobre os juízos de inferência já se havia pronunciado o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 86/2008 no sentido de que: “*o meio probatório em questão assumirá decisiva relevância no âmbito da caracterização do ‘conteúdo da consciência de um sujeito no momento em que este realizou um facto objetivamente típico’, em particular ao nível da determinação da ‘concorrência dos processos psíquicos sobre os quais assenta o dolo’.* (cfr. Ramon Ragués I Vallès, *El dolo y su prueba en el proceso penal*, J.M. Bosch Editor, 1999, pg. 212 e ss.) [...] *isto porque, conforme sabido é, o dolo ou, melhor, o nível de representação que a sua afirmação supõe sob um ponto de vista fáctico –, uma vez que se estrutura sobre realidade pertencente ao mundo interior do agente, apenas se tornará apreensível, na hipótese de não ser dado a conhecer pelo próprio, através da formulação de juízos de inferência e na presença de um circunstancialismo objetivo, dotado da idoneidade e conclusividade necessárias a revelá-lo*”⁸²⁷.
1039. O Tribunal da Relação de Lisboa também admitiu a comprovação do dolo de pessoa coletiva por meio de inferências, ligadas às regras da experiência comum: “*nas normais regras de experiência*

⁸²⁵ Vide Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (1.º Juízo) de 5 de janeiro de 2016, *ERSE/Galp Power*, Proc. N.º 227/15.0YUSTR, págs. 40, 41 e 44.

⁸²⁶ Vide Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 643/2009 de 15 de dezembro de 2009, Proc. n.º 12/CPP.

⁸²⁷ Vide Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 86/2008 de 13 de fevereiro de 2008, Proc. n.º 10/CPP.

comum, segundo as quais, de modo indiscutível e que não oferece quaisquer dúvidas, dizendo os factos mencionados diretamente respeito à sua própria estrutura interna, atividade, património, operações financeiras e relações com o mercado, jamais poderia desconhecer”⁸²⁸, mais afirmando que “dado que o dolo pertence à vida interior de cada um (...), só é possível captar a sua existência através de factos materiais comuns de que o mesmo se possa concluir”⁸²⁹.

1040. Em sede de recurso de uma Sentença do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão, veio o Tribunal da Relação de Lisboa reafirmar que, no que respeita à prova do elemento subjetivo do ilícito, a mesma pode “*resulta[r] de presunções ligadas ao princípio da normalidade e das regras gerais de experiência*”, referenciando jurisprudência nesse sentido, como se ilustra: “[c]omo se refere no Acórdão da Relação do Porto de 23/02/83, in *BMJ*, n.º 324, p. 620, ‘o dolo pertence à vida interior de cada um, sendo, portanto, de natureza subjectiva, insusceptível de directa apreensão, só sendo possível captar a sua existência através de factos materiais comuns’. O Acórdão do STJ de 16/01/1990 (C.J., 1990, 1,6) dispõe que o ‘apuramento da intenção do agente é, normalmente, uma conclusão que o Tribunal deve fazer a partir da avaliação da conduta do arguido’. [...] Ora, no caso em apreço, atendendo à factualidade dada como provada, é inequívoca a existência de ‘factos materiais e objectivos’ que, segundo as regras da experiência comum e da normalidade, provam os factos consubstanciadores de uma actuação dolosa, na modalidade de dolo directo.”⁸³⁰
1041. De forma a comprovar o comportamento visado e o correspondente nexos motivacional, destaca-se, novamente, para tornar claro, e de forma sucinta, que a EDP Produção assume a sua conduta e a sua vontade do desfecho produzido, no sentido de que:
- (i) Tendo definido a sua estratégia de oferta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental com vista à recuperação de custos e investimentos, decidiu colocar as centrais CMEC no final da curva de oferta e as centrais não CMEC no início da curva, estratégia que demonstra a forma como a EDP Produção estruturou a oferta das suas centrais no âmbito da prestação de serviços de telerregulação, conhecendo o resultado de tal conduta no plano das compensações das centrais CMEC e dos preços no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental;
 - (ii) Ofereceu apenas a quantidade de banda de regulação secundária suficiente para satisfazer a procura da REN, confirmando a vontade e o conhecimento de que a restrição da oferta da capacidade de telerregulação das centrais CMEC, em favor das centrais em regime de mercado exploradas pela EDP Produção, lhe traria lucros adicionais, em prejuízo dos consumidores;
 - (iii) Ao efetivar a estratégia, com a ordem da entrada das centrais CMEC (no final da curva de oferta), teve claramente conhecimento e vontade de gerar uma ineficiência produtiva na medida em que as centrais em regime de mercado eram menos eficientes na prestação de telerregulação, em particular em momentos de perfil hidrológico favorável;
 - (iv) Manifesta, com o seu comportamento, uma orientação para a maximização das compensações pagas no âmbito do regime CMEC;
 - (v) Revela, com o seu comportamento, a consciência e a intenção de explorar abusivamente a sua posição dominante através da restrição da oferta, física e económica, gerando (a) um

⁸²⁸ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa de 6 de abril de 2011, Proc. n.º 1.724/09.

⁸²⁹ *Idem*.

⁸³⁰ Vide Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (9.ª Secção) de 14 de março de 2019, Proc. 207/18.4YUSTR.L1-9.

aumento das compensações das centrais CMEC e (b) um aumento dos preços no mercado de regulação de banda secundária em Portugal Continental, obtendo vantagens indevidas, em prejuízo dos consumidores;

- (vi) Poderia ter adotado comportamentos alternativos que lhe teriam permitido ter atuado em pleno cumprimento das regras da concorrência e, não obstante esta possibilidade, optou por, de forma deliberada, atuar nos termos descritos *supra*, obtendo vantagens indevidas, em prejuízo manifesto dos consumidores.

1042. Sintetizando toda a fundamentação *supra*⁸³¹, elencam-se, sumariamente, os elementos que ilustram os elementos cognitivo e volitivo do comportamento, permitindo qualificar a atuação da EDP Produção como dolo direto:

- (i) A AdC demonstrou a posição dominante da EDP Produção, entre 2007 e 2016, quer ao nível do fornecimento de banda de regulação secundária, quer ao nível da respetiva capacidade instalada; mais demonstrou a AdC que tal posição dominante, conjugada com a rigidez da procura, conferiu a capacidade da EDP Produção de influenciar a formação do preço marginal da banda de regulação secundária⁸³².
- (ii) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção teve a intenção e influenciou essa formação do preço, visando obter para si lucros adicionais, com a consciência como *homem médio de negócios* no setor elétrico e, em particular, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, de que tal atuação visava cobrar preços mais altos a suportar *in fine* pelo consumidor⁸³³.
- (iii) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção teve um comportamento intencional e em consciência como *homem médio de negócios* neste setor, de limitar a oferta no serviço de telerregulação das centrais que beneficiam das compensações CMEC⁸³⁴.
- (iv) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a conduta da EDP Produção traduziu-se, de forma consciente e intencional, quer na subparticipação no mercado de banda de regulação secundária das centrais em regime CMEC, quer, em determinados períodos, na participação no mercado de banda com preços demasiado elevados para que entrassem na satisfação da procura (i.e., preços instrumentais)⁸³⁵.
- (v) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o comportamento da EDP Produção teve por objetivo, consciente e intencional, gerar uma perda de eficiência produtiva na satisfação da procura pela transferência da produção de centrais, em geral, mais eficientes (nomeadamente hídricas de fio-de-água) para centrais, em geral, menos eficientes (nomeadamente termoelétricas) quando o perfil hidrológico é favorável⁸³⁶.

⁸³¹ Vide, em particular, as secções II.3, II.4, II.5 e II.7 *supra*.

⁸³² Vide a secção II.3 *supra*.

⁸³³ Vide as secções II.4 e II.5 *supra*.

⁸³⁴ Vide a secção II.4 *supra*.

⁸³⁵ Vide a secção II.4 *supra*.

⁸³⁶ Vide a secção II.4 *supra*.

- (vi) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a EDP Produção teve a intenção e a consciência de explorar as imperfeições do mecanismo de revisibilidade CMEC, em seu benefício e em detrimento do SEN e dos consumidores⁸³⁷.
- (vii) A AdC demonstrou que, ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, a conduta da EDP Produção teve em vista não evitar perdas, como alegado mas não fundamentado pela EDP Produção, mas sim aumentar lucros, por um lado com a intenção e consciência de subir os preços, por outro lado com a intenção e consciência de obter compensações mais elevadas⁸³⁸.
1043. Em suma, os elementos de prova constantes do processo indiciam claramente que a Visada atuou com a consciência e o propósito de restringir a sua oferta de capacidade, de forma a transferir atividade económica das centrais CMEC para as centrais de mercado, obtendo vantagens indevidas, pela via do aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária e da combinação destes preços substancialmente mais elevados com a maximização das compensações pagas pelos consumidores nacionais no âmbito do regime CMEC⁸³⁹.
1044. Os próprios pressupostos expressamente assumidos em ambos os Estudos *Compass* foram submetidos pela EDP Produção à *Compass Lexecon* e não infirmados como sendo da autoria da Visada em sede de Pronúncia à Nota de Ilicitude, constituindo indícios da consciência e do propósito da Visada, nos termos já descritos⁸⁴⁰. Em sede da Pronúncia, a Visada não nega que decidiu privilegiar a oferta de banda de regulação secundária das centrais de mercado, restringindo deliberadamente a contratação de capacidade das centrais CMEC; aliás, assume que a restrição de oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado relevante ocorreu, alegadamente para evitar perdas, razão que a AdC não reconhece como fundamentada, tendo acima já refutado⁸⁴¹.
1045. Acresce que, conforme a posição assumida pela Visada em procedimento de controlo de operações de concentração⁸⁴², a mesma sabia que “as receitas de *serviços de sistema relativas às centrais da EDP Produção que anteriormente se encontravam ao abrigo dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia) devem ser devolvidas ao Sistema Eléctrico no final de cada ano, no âmbito do processo de revisibilidade dos CMEC*”, pelo que tinha a Visada plena consciência que o seu comportamento privaria o SEN de receitas que a própria Visada admite pertencerem não a si própria mas ao SEN. Não poderia, assim, a EDP Produção ignorar que a sua conduta prejudicaria o SEN e os consumidores nacionais.
1046. Por outro lado, sendo a EDP Produção uma empresa do grupo EDP, o qual não só dispõe de aconselhamento jurídico especializado em matéria jusconcorrencial, como foi inclusivamente visado em processo de contraordenação por violação das regras da concorrência⁸⁴³, não poderia ignorar a ilicitude da sua conduta.

⁸³⁷ Vide as secções II.4 e II.5 *supra*.

⁸³⁸ Vide a secção II.6 *supra*.

⁸³⁹ Vide, em particular, os parágrafos 777-809 *supra*.

⁸⁴⁰ Vide o parágrafo 1041 *supra*.

⁸⁴¹ Vide a secção II.6.2.1.2 *supra*.

⁸⁴² Cf. Resposta da EDP Produção a um pedido de elementos, no âmbito do procedimento de controlo de concentração Ccent. n.º 6/2008 – EDP / Ativos EDIA (*Pedrógão*Alqueva*), cuja certidão foi extraída e junta ao presente processo, a fls. 1212-1232.

⁸⁴³ Vide o processo que correu termos na AdC sob a referência PRC/2014/5, no âmbito do qual foram condenadas empresas do Grupo EDP (designadamente a EDP – Energias de Portugal, S.A., sociedade que detém 100% da EDP Produção, e a EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A.) por violação do artigo 9.º da Lei n.º 19/2012.

1047. Não obstante, a Visada, conhecendo a ilicitude da prática que lhe é imputada, quis implementá-la e quis o seu resultado, mostrando-se insensível às suas consequências, nomeadamente à respetiva responsabilidade contraordenacional⁸⁴⁴.
1048. Deste modo, a Autoridade só pode concluir que a Visada agiu deliberadamente, de forma livre, esclarecida, voluntária e consciente, com dolo direto e de forma ilícita e culposa, implementando uma prática de restrição da oferta que preenche todos os elementos do tipo legal previsto no artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, bem como no artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.

Pronúncia da Visada

1049. A Visada entende que, no presente processo contraordenacional, não está preenchido o elemento subjetivo da culpa⁸⁴⁵.
1050. Na ótica da EDP Produção, atuou em linha com padrões de racionalidade económica e na plena convicção de cumprimento do quadro jurídico em vigor, o que tornaria manifesta a ausência de dolo da sua parte⁸⁴⁶.
1051. Critica a Visada em especial o facto de a Nota de Ilícitude tratar da questão da culpa em apenas três parágrafos⁸⁴⁷, alegando que os factos apresentados pela AdC não permitem fundamentar qualquer imputação subjetiva⁸⁴⁸, em particular os elementos cognitivo e volitivo de uma atuação com dolo direto⁸⁴⁹.
1052. A Visada discorre extensivamente sobre os elementos (cognitivo e volitivo) do dolo, por referência sobretudo ao domínio do Direito Penal, considerando que o mesmo é igualmente transponível para o domínio do Direito contraordenacional⁸⁵⁰.
1053. A Visada invoca, ainda, nesta sede, a alegada inexistência de precedentes na jurisprudência nacional e da União Europeia com similitudes com o caso concreto, estando, por isso, “*perante uma situação nova e altamente complexa*”, que se traduz, a seu ver, na ausência de consciência da ilicitude não censurável da sua parte⁸⁵¹.

Posição da AdC

1054. Em primeiro lugar, importa notar que a afirmação da Visada de que a AdC tratou a questão da culpa em apenas três parágrafos na Nota de Ilícitude não corresponde à verdade. A exposição sinteticamente apresentada no capítulo do Direito tem na sua base toda a análise no capítulo dos Factos, desenvolvida em especial nas secções II.3, II.4 e II.6 da Nota de Ilícitude e sumariada na respetiva secção II.7, para a qual se remetia expressamente.
1055. Por outro lado, a extensão de uma exposição, em número de parágrafos, não é indicativa de maior ou menor rigor analítico.

⁸⁴⁴ Vide, em particular, os parágrafos 269-276 *supra*.

⁸⁴⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 690-792.

⁸⁴⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 692 e 765-792.

⁸⁴⁷ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 691 e 718.

⁸⁴⁸ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 724-764.

⁸⁴⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 694 e 717.

⁸⁵⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, §§ 698-716.

⁸⁵¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 788.

1056. A presente Decisão, à semelhança da Nota de Ilícitude, logrou explicar o *desideratum*, consciente e intencional, da Visada, consubstanciado no abuso da posição dominante que detém no mercado, como resulta dos factos em causa e como já amplamente explanado, o que afasta claramente a alegação da Visada⁸⁵².
1057. As considerações tecidas pela Visada relativamente aos factos concretamente referidos pela AdC na Nota de Ilícitude para fundamentar a conclusão de dolo são também improcedentes.
1058. A conduta imputada à Visada consistiu na restrição da oferta de banda de regulação secundária das suas centrais CMEC, transferindo tal atividade económica para as centrais em regime de mercado, o que resultou, por um lado, na subida dos preços no mercado e, por outro, no aumento das compensações pagas às centrais CMEC, onerando duplamente, de forma substancial, os consumidores nacionais.
1059. Relembre-se mais uma vez que os pressupostos expressamente assumidos em ambos os Estudos *Compass* foram submetidos pela EDP Produção à *Compass Lexecon*⁸⁵³ e não infirmados como sendo da autoria da Visada em sede de Pronúncia à Nota de Ilícitude, constituindo indícios da consciência e do propósito da Visada, nos termos já descritos. Em sede da Pronúncia, a Visada não nega que decidiu privilegiar a oferta de banda de regulação secundária das centrais de mercado, restringindo deliberadamente a contratação de capacidade das centrais CMEC; pelo contrário, assume que restringiu a oferta de capacidade das centrais CMEC no mercado relevante⁸⁵⁴.
1060. Por seu lado, as declarações da EDP Produção no âmbito do referido procedimento Ccent. n.º 6/2008⁸⁵⁵ elucidam acerca da plena consciência da Visada relativamente à titularidade das receitas de telerregulação prestada pelas centrais CMEC, não podendo ignorar que, mediante a sua conduta, uma grande parte dessas receitas seria subtraída ao SEN para passar para a esfera da EDP Produção. Resulta, deste modo, evidente a insensibilidade da EDP Produção aos interesses do SEN e dos consumidores ao implementar a sua conduta restritiva.
1061. A este acervo de argumentos, elenca-se, ainda, o conhecimento que a EDP Produção sabe que tem e não pode negar quanto à inequívoca posição dominante no mercado relevante em causa, isto é, o mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental.
1062. A referência à familiaridade da EDP Produção com o Direito da Concorrência não pretende, evidentemente, imputar-lhe, por si só, qualquer responsabilidade contraordenacional, mas apenas afastar qualquer pretensa alegação de desconhecimento da ilicitude da conduta que, de resto, nunca pode aproveitar ao infrator. Conhecendo a EDP Produção o Direito da Concorrência, inclusive na sua vertente sancionatória, e estando ciente da existência de casos similares anteriormente investigados pela Comissão Europeia e por outras autoridades nacionais de concorrência na União Europeia – muitos dos quais a final punidos com coima ou arquivados

⁸⁵² Vide, em particular, as secções II.4, II.5 e II.6 *supra*, ou, em termos sintéticos, a secção II.7 *supra*. Vide, igualmente, os parágrafos 1041 e 1042 *supra*.

⁸⁵³ Mais uma vez, importa destacar o disposto no § 5 do ponto 4.3 do 1.º Estudo *Compass*: “Oferta das centrais CMEC. Ao construir a curva da oferta, a EDP tende a colocar as centrais não-CMEC no princípio da curva da oferta e as centrais CMEC no final da curva. Tal reduz a probabilidade de as ofertas CMEC serem aceites no mercado de banda de regulação secundária” (tradução nossa).

⁸⁵⁴ Vide a secção II.6.2.1.2 *supra*.

⁸⁵⁵ Vide o parágrafo 1045 *supra*. Cf. Resposta da EDP Produção a um pedido de elementos, no âmbito do procedimento de controlo de concentração Ccent. n.º 6/2008 – EDP / Ativos EDIA (*Pedrogão*Alqueva*), cuja certidão foi extraída e junta ao presente processo, a fls. 1212-1232.

mediante vinculação das empresas a compromissos estruturais muito significativos – não pode a Visada pretender convencer a AdC da sua convicção relativamente à inocuidade jusconcorrencial da respetiva conduta no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013.

1063. Mais uma vez, procura a Visada⁸⁵⁶ justificar o seu comportamento pelo alegado objetivo de minimizar perdas, induzidas por falhas do modelo VALORÁGUA. Tendo tal alegação sido já refutada fundamentadamente⁸⁵⁷, não se descortina qualquer móbil para a conduta da EDP Produção que não a maximização abusiva dos respetivos lucros, no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, por via, por um lado, do aumento dos preços a um nível supracompetitivo no respetivo mercado relevante e, por outro lado, da sobrecompensação no regime CMEC, duplamente em detrimento dos consumidores. Por outro lado, mesmo que, por hipótese meramente académica, o modelo regulatório causasse efetivamente prejuízos à EDP Produção, importa recordar que a mesma dispunha de um conjunto de mecanismos contratuais e legais para ultrapassar a questão⁸⁵⁸, não estando, em caso algum, legitimada a tirar proveito da sua posição dominante para manipular o mercado no sentido mais favorável aos seus interesses, ao arrepio dos interesses do SEN e dos consumidores.
1064. No que respeita ao argumento da inexistência de precedentes decisórios, recorde-se que comportamentos idênticos foram já objeto de apreciação pela Comissão Europeia e por várias outras Autoridades Nacionais de Concorrência, como atrás já amplamente explanado⁸⁵⁹.
1065. Até porque foi a própria Visada EDP que aportou, em sede da sua Pronúncia, ampla discussão sobre os precedentes decisórios, ora em referência, contemporâneos da, ou até anteriores à conduta imputada.
1066. Em face deste tipo de argumentação – a da *suposta* ausência de precedentes decisórios –, importa ainda mencionar que, como já referido, o Tribunal da Relação de Lisboa já se pronunciou no processo *Sport TV*, no sentido de qualificar tal argumentação como sendo totalmente irrelevante: “[a] arguida afirma também que ‘é extremamente raro encontrar na prática decisória da Comissão e na jurisprudência do TJUE casos de abusos’ (...). Essa constatação é, porém, completamente irrelevante para saber se o comportamento da arguida preenche o tipo legal por que foi condenada.”⁸⁶⁰.
1067. Resulta do exposto que a Visada EDP não poderia invocar o benefício de lhe ser mesurado um menor juízo de censura, para efeitos de aplicação do artigo 11.º da Lei n.º 19/2012, ou do artigo 102.º do TFUE.
1068. Em todo o caso, a prática em apreço, traduzida na restrição da oferta em prejuízo dos consumidores, não constitui uma modalidade nova de abuso, já que se encontra explicitamente qualificada como tal, quer na alínea b) do artigo 102.º do TFUE, quer na alínea b) do n.º 2 do artigo 11.º da LdC e existem diversos precedentes decisórios que qualificam comportamentos desta natureza como abusivos.
1069. Por todo o exposto, a única conclusão possível é que a conduta da EDP Produção em análise foi manifestamente dolosa, na modalidade de dolo direto. A Visada quis assumidamente oferecer

⁸⁵⁶ Vide, em particular, os §§ 765-792 da Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude

⁸⁵⁷ Vide, em particular, as secções II.6.1.2 e II.6.2.1.2 *supra*.

⁸⁵⁸ Vide os parágrafos 710-711 *supra*.

⁸⁵⁹ Vide, neste sentido, os parágrafos 900-903 e 917-922 *supra*.

⁸⁶⁰ Vide, Acórdão do Tribunal da Relação de Lisboa (3.ª Secção) de 11 de março de 2015, Proc. n.º 204/13.6YUSTR.L1, pág. 199.

mais banda de regulação secundária através das suas centrais de mercado e menos através das centrais CMEC, bem sabendo que tal lhe permitiria cumular as receitas de mercado com (maiores) compensações CMEC, pagas pelos consumidores nacionais. Por outro lado, não poderia a EDP Produção ignorar que a sua conduta, condicionando a oferta de banda de regulação secundária pelas centrais CMEC ou oferecendo-a a preços instrumentais, sobretudo quando as centrais CMEC são, quando o perfil hidrológico é favorável, as centrais marginais, que fixam o preço, produziria um efeito de subida de preços no mercado, novamente em prejuízo dos consumidores nacionais. Por fim, também não poderia a EDP Produção ignorar que a sua conduta se afigurava suscetível de sancionamento jusconcorrencial, devendo ter plena consciência de que a sua especial posição de domínio no mercado foi essencial para a implementação da estratégia de restrição da oferta definida e que comportamentos similares tinham sido já investigados e punidos em outras jurisdições pelo Direito da Concorrência, ramo do Direito que a Visada bem conhece.

III.1.3.3 Punibilidade

1070. No presente caso, não se descortinam quaisquer factos que possam contender com, ou determinar a extinção, de quaisquer condições objetivas de punibilidade da Visada, pelo que os comportamentos descritos na presente Decisão são puníveis nos termos do artigo 68.º, n.º 1, alíneas a) e b), da Lei n.º 19/2012 e do artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE.

III.1.4 Execução temporal e natureza permanente da infração

1071. A duração da infração imputada à Visada corresponde ao período durante o qual a EDP Produção implementou uma estratégia de restrição da oferta de capacidade de banda de regulação secundária das centrais CMEC.

1072. Portanto, e sendo 2008 considerado um ano de transição do mercado regulado, após a criação do mercado de reserva secundária em 2007 como parte do processo de liberalização do mercado elétrico grossista português, é possível localizar o início da infração no início de 2009, tendo a mesma cessado apenas no final de 2013, na sequência da Recomendação da AdC de 25 de novembro de 2013.

1073. Embora se possam encontrar indícios de restrição da oferta de banda de regulação secundária das centrais CMEC ainda em 2008 e no início de 2014, por uma questão de certeza jurídica e de robustez da prova produzida, a AdC situa o período da prática entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013.

1074. A análise da globalidade da prova descrita na presente Decisão indicia que os comportamentos da Visada subsistiram de forma contínua e sem quaisquer interrupções durante todo o período de tempo considerado (janeiro de 2009 a dezembro de 2013).

1075. Com efeito, é possível constatar uma componente de continuidade temporal nos comportamentos da Visada, que decorre não só do facto de se verificar uma limitação da oferta de banda de regulação secundária por parte das centrais CMEC em todos os anos do período de tempo considerado, mas também do facto de inexistirem quaisquer indícios de que os referidos comportamentos se tenham interrompido ou suspenso em algum momento ou circunstância do período temporal considerado.⁸⁶¹

⁸⁶¹ Vide as secções II.4.2 e II.4.3 *supra*.

1076. A referida continuidade temporal nos comportamentos da Visada descritos na presente Decisão leva a Autoridade a concluir estar perante uma infração permanente.
1077. Como referido⁸⁶², no caso das infrações permanentes, considera-se que o momento da consumação perdurou no tempo, enquanto subsistiu o comportamento ilícito, pelo que a Visada comete uma única infração, sendo a sua ação indivisível.
1078. Está-se, assim, perante uma ação indivisível no tempo, iniciada em janeiro de 2009 e cessada em dezembro 2013, devendo imputar-se à Visada uma única infração, com a duração de cinco anos.

III.2 Determinação das sanções

III.2.1 Prevenção geral e prevenção especial

1079. A aplicação de coimas em processo contraordenacional visa a salvaguarda dos bens jurídicos protegidos pelas normas que proíbem, no presente contexto, a adoção de determinados comportamentos anticoncorrenciais.
1080. A confiança da comunidade e, particularmente, a confiança dos agentes económicos, na sua ordem jurídica e na tutela da concorrência como garantia do funcionamento eficiente dos mercados tem de ser tutelada e firmemente protegida.
1081. Deve, pois, atender-se às exigências da prevenção, geral e especial, que visam, por um lado, tutelar a confiança dos agentes económicos na promoção do equilíbrio e da transparência das relações entre agentes económicos e, por outro, dissuadir os agentes económicos que manifestam uma elevada insensibilidade aos bens jurídicos tutelados, restabelecendo a confiança dos agentes económicos e dos consumidores no ordenamento jusconcorrencial.
1082. Em sede contraordenacional, a prevenção geral assume um lugar primordial na finalidade da coima, sendo entendida como um instrumento de política sancionatória destinado a atuar sobre a generalidade dos membros da comunidade, afastando-os da prática de ilícitos por meio da sua atuação em duas vertentes: através da manutenção ou reforço da confiança da comunidade na validade e na vigência das suas normas de tutela de bens jurídicos (prevenção geral positiva ou de integração) e através da intimidação causada à generalidade dos agentes, devido ao prejuízo que a sanção causa ao infrator e que os leva a não cometerem factos puníveis (prevenção geral negativa ou de intimidação).
1083. Por sua vez, a prevenção especial perspetiva a sanção como instrumento de atuação preventiva sobre o infrator, com o fim de evitar que, no futuro, este cometa novos ilícitos. A prevenção especial atua, quer ao nível da intimidação individual do agente para que este não repita o facto praticado (prevenção especial negativa), quer através da criação de condições para que este aja de harmonia com as regras jurídicas (prevenção especial positiva).
1084. Deve ainda atender-se ao desvalor da ação e ao resultado da mesma, bem como à intensidade da realização típica, sendo que, entre essas circunstâncias, se considera: (i) no que toca à ilicitude, o grau de violação ou o perigo de violação do interesse ofendido, o número de interesses ofendidos e suas consequências e a eficácia dos meios utilizados; (ii) no que toca à culpa, o grau de violação dos deveres impostos ao agente, o grau de intensidade da vontade, os sentimentos manifestados na prática do ilícito, os fins ou motivos determinantes, a conduta anterior e posterior.

⁸⁶² Vide os parágrafos 820-827 *supra*.

1085. Estes elementos permitirão concretizar, dentro da medida abstrata da coima, o *quantum* a aplicar no caso concreto.

III.2.2 Medida legal e determinação concreta da coima

1086. Nos termos do artigo 68.º, n.º 1, alíneas a) e b), da Lei n.º 19/2012, a infração ao disposto no respetivo artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012, assim, como, do artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, constitui uma contraordenação punível com coima.

III.2.2.1 Medida legal das coimas aplicáveis

1087. O volume de negócios total da Visada a considerar, relativo ao exercício imediatamente anterior à data da decisão final condenatória, é, na presente Decisão, o relativo ao ano de 2018: [1-2M] Euros⁸⁶³.

1088. No período de referência, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, o volume de receitas realizado pela Visada no mercado de banda de regulação secundária ou do serviço de telerregulação em Portugal Continental foi, respetivamente, de [30.000-40.000], [50.000-60.000], [50.000-60.000], [80.000-90.000] e [70.000-80.000] Euros⁸⁶⁴.

1089. Nestes termos, a coima a ser aplicada à Visada no presente processo não pode exceder [100.000-200.000] Euros, de acordo com o limite legal estipulado no artigo 69.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, nos termos do qual a coima não poderá exceder 10% do volume de negócios realizado pela Visada no exercício imediatamente anterior à decisão final condenatória proferida pela AdC.

III.2.2.2 Critérios para a determinação da medida concreta da coima

1090. Na determinação das coimas aplicáveis, a AdC utiliza a metodologia definida nas Linhas de Orientação da Autoridade para o cálculo de coimas, de acordo com os critérios enunciados no artigo 69.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012: a gravidade da infração na afetação de uma concorrência efetiva no mercado nacional; a natureza e a dimensão do mercado afetado pela infração; a duração da infração; o grau de participação do Visado pelo processo na infração; as vantagens de que haja beneficiado o Visado em consequência da infração, quando as mesmas sejam identificadas; o comportamento do Visado na eliminação das práticas restritivas e na reparação dos prejuízos causados à concorrência; a situação económica do Visado; os antecedentes contraordenacionais do Visado por infração às regras da concorrência; a colaboração prestada à Autoridade da Concorrência até ao termo do procedimento.

1091. São ainda de considerar todas as circunstâncias relevantes para a aferição da gravidade da conduta e da culpa, nos termos do artigo 18.º, n.º 1, do RGCO.

1092. No presente processo, importa considerar, em particular, aos critérios que de seguida se analisam.

⁸⁶³ Vide a resposta da EDP de 15 de julho de 2019 ao pedido de elementos da AdC de 2 de julho de 2019 (fls. 1161-1162) e o parágrafo 93 *supra*.

⁸⁶⁴ Vide o parágrafo 92 *supra*.

III.2.2.2.1 A gravidade da infração

1093. Está em causa nos presentes autos um abuso de posição dominante que, pelo seu elevado grau de nocividade, consubstancia uma restrição sensível da concorrência.
1094. Acresce, tal como decorre dos elementos de prova constantes dos presente autos, o facto de a Visada se ter servido da sua especial posição dominante no mercado para definir e implementar com sucesso uma estratégia de restrição de oferta de capacidade, tendente ao aumento dos preços no mercado de banda de regulação secundária, de forma livre, esclarecida, voluntária e consciente, apesar de se tratar de uma empresa integrada num grupo económico de grande dimensão, que dispõe de aconselhamento jurídico especializado na área do Direito da Concorrência⁸⁶⁵ e foi já anteriormente condenado pela AdC por práticas restritivas da concorrência⁸⁶⁶.
1095. A gravidade da infração no presente caso decorre ainda do facto de o mercado relevante ser indispensável ao cabal funcionamento do sistema energético nacional, assumindo, assim, uma importância fulcral para a competitividade da economia nacional, pela que a conduta da Visada prejudicou direta e significativamente todos os consumidores⁸⁶⁷.

Pronúncia da Visada

1096. A Visada considera que a infração não assume a gravidade que a AdC lhe atribui⁸⁶⁸.
1097. Por um lado, o elevado grau de nocividade da conduta seria contraditado pela Auditoria *Brattle* e pelos precedentes decisórios identificados pela AdC⁸⁶⁹.
1098. Por outro lado, o impacto do comportamento ter-se-ia limitado aos preços no mercado de banda de regulação secundária, não tendo afetado a qualidade, regularidade ou segurança do abastecimento energético⁸⁷⁰.

Posição da AdC

1099. Após devida ponderação, os argumentos apresentados pela EDP Produção não são suscetíveis de alterar o entendimento da AdC relativamente à gravidade da conduta.
1100. Relativamente à Auditoria *Brattle*, nunca a mesma poderia ter por objeto fazer qualquer juízo de nocividade da conduta.
1101. Por outro lado, nada se extrai, para efeitos de aferição da gravidade da infração, do simples facto de outras autoridades da concorrência terem arquivado com compromissos alguns processos com determinados pontos de contacto com o presente. Note-se, igualmente, que, noutros processos similares, os resultados foram condenações por abuso de posição dominante.
1102. A prática em apreço, traduzida na restrição da oferta em prejuízo dos consumidores, não constitui uma modalidade nova de abuso, já que se encontra explicitamente qualificada como tal, quer na

⁸⁶⁵ Vide os parágrafos 84-93 *supra*.

⁸⁶⁶ Vide a Decisão da Autoridade da Concorrência de 30 de junho de 2017, PRC/2014/5, *EDP / Sonae* (ainda não transitada em julgado). A AdC condenou as empresas EDP – Energias de Portugal, S.A., EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A., Sonae Investimentos, SGPS, S.A., Sonae MC – Modelo Continente SGPS,S.A. e Modelo Continente Hipermercados, S.A. por acordo de repartição de mercados, restritivo da concorrência.

⁸⁶⁷ Vide os parágrafos 94-169 *supra*.

⁸⁶⁸ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 795-805.

⁸⁶⁹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 796-802.

⁸⁷⁰ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Illicitude, §§ 804-805.

alínea b) do artigo 102.º do TFUE, quer na alínea b) do n.º 2 do artigo 11.º da LdC. De resto, existem diversos precedentes decisórios, acima citados, que qualificam comportamentos desta natureza como abusivos.

1103. Acresce que, não apenas a própria Visada reconhece a essencialidade da atividade de regulação secundária para um SEN equilibrado, eficiente e seguro⁸⁷¹, como, a par do impacto nos preços, a conduta da EDP Produção consabidamente afetou também negativamente a qualidade da banda de regulação secundária fornecida em Portugal, tendo inclusivamente prejudicado o equilíbrio dos sistemas vizinhos⁸⁷².

III.2.2.2 A natureza e a dimensão do mercado afetado pela infração

1104. Como referido, o mercado relevante no presente caso é o mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental⁸⁷³.

1105. Ao garantir a segurança do abastecimento energético e o adequado funcionamento do sistema elétrico nacional, o mercado em causa assume uma importância crucial para o bem-estar dos consumidores e uma relevância estratégica para o desenvolvimento de todos os setores da economia nacional.

1106. O valor total do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental foi de 391.578.601 Euros na globalidade do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013⁸⁷⁴.

Pronúncia da Visada

1107. A Visada contrapõe que os serviços de sistema representaram apenas entre 6% e 9% do preço do mercado diário de eletricidade⁸⁷⁵.

⁸⁷¹ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 804.

⁸⁷² Vide a secção II.5.1 *supra*.

⁸⁷³ Vide as secções II.2 e III.1.2.2 *supra*.

⁸⁷⁴ 49.764.818 Euros em 2009, 68.957.817 Euros em 2010, 69.740.294 Euros em 2011, 114.198.763 Euros em 2012 e 88.916.909 Euros em 2013. Vide a Tabela [40] *supra*.

⁸⁷⁵ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 806.

Posição da AdC

1108. Além de considerar que o peso dos serviços de sistema nos preços da eletricidade não é despreciando, a AdC não compreende o alcance da alegação da Visada.
1109. Por um lado, a própria Visada reconhece o papel fulcral do mercado de banda de regulação secundária na garantia do cabal funcionamento do SEN⁸⁷⁶.
1110. Por outro lado, independentemente do respetivo peso nos preços do mercado diário, a dimensão do mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental é a indicada *supra*⁸⁷⁷, tendo totalizado um valor de mais de 390 milhões de Euros ao longo do período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013.

III.2.2.2.3 A duração da infração

1111. Como referido *supra*⁸⁷⁸, a duração da infração imputada à Visada corresponde, nos presentes autos, ao período durante o qual a EDP Produção implementou uma estratégia de restrição da oferta de capacidade de banda de regulação secundária das centrais CMEC.
1112. À luz dos factos analisados nos presentes autos, a infração imputada à Visada iniciou-se, pelo menos, em janeiro de 2009, tendo continuado, pelo menos, até dezembro de 2013.
1113. A duração a considerar para efeitos de determinação da coima aplicável corresponde, portanto, a cinco anos.

III.2.2.2.4 As vantagens de que tenha beneficiado a Visada em consequência da infração

1114. 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, o operador incumbente no setor elétrico, a infração em causa apresenta, manifestamente, a potencialidade de gerar benefícios consideráveis para a Visada.
1115. Mas mais do que a potencialidade, a prática da Visada permitiu-lhe maximizar os seus lucros, através da conjugação do aumento muito significativo dos preços no mercado de banda de regulação secundária, em resultado da restrição da sua oferta, com a maximização das compensações pagas pelos consumidores no regime CMEC⁸⁷⁹.

III.2.2.2.5 O comportamento da Visada na eliminação das práticas proibidas e na reparação dos prejuízos causados à concorrência

1116. A Visada apenas cessou a sua prática após o Estudo da ERSE de 13 de março de 2013, da participação por esta efetuada à AdC e da Recomendação da AdC relativa aos CMEC, todos de 2013, e sobretudo por força do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, do Secretário de Estado da Energia, que fixou um limite administrativo para o preço da banda de regulação secundária e

⁸⁷⁶ Vide a Pronúncia da EDP Produção sobre a Nota de Ilícitude, § 804.

⁸⁷⁷ Vide o parágrafo 1106 e a Tabela 40 *supra*.

⁸⁷⁸ Vide os parágrafos 231-233 *supra*. Vide igualmente a secção III.1.4 *supra*.

⁸⁷⁹ Vide os parágrafos 777-809 *supra*.

introduziu uma regra de proporcionalidade no cálculo das receitas de banda de regulação secundária a ter em conta para efeitos de visibilidade⁸⁸⁰.

III.2.2.2.6 A colaboração prestada à Autoridade até ao termo do procedimento administrativo

1117. Ao longo do processo, a Visada atuou, em regra, em conformidade com as normas aplicáveis, observando, em geral, o dever legal de colaboração com a Autoridade que sobre a mesma incide.

III.2.3 Sanções acessórias aplicáveis

1118. Nos termos do artigo 71.º, n.º 1, alínea a), da Lei n.º 19/2012, *“caso a gravidade da infração e a culpa do infrator o justifiquem, a Autoridade da Concorrência pode determinar a aplicação, em simultâneo com a coima, a Publicação em Diário da República e num dos maiores jornais de circulação nacional, regional ou local, consoante o mercado geográfico relevante, a expensas do infrator, de extrato da decisão de condenação, ou, pelo menos, da parte decisória da decisão de condenação proferida no âmbito de um processo instaurado ao abrigo da presente lei, após o trânsito em julgado”*.

1119. A gravidade da infração cometida pela Visada, bem como as exigências de prevenção geral e especial, justificam a aplicação da referida sanção acessória.

IV Conclusão

1120. A conduta da Visada EDP Produção no mercado de banda de regulação secundária em Portugal Continental, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013, definindo e implementando uma estratégia de restrição da oferta de capacidade, tendente à transferência de atividade económica das centrais em regime CMEC para as centrais em regime de mercado e a um aumento significativo dos preços no mercado relevante, e com impacto no montante de compensações públicas pagas à empresa, em detrimento dos consumidores, viola a proibição prevista no artigo 11.º, n.º 2, alínea b), da Lei n.º 19/2012 e no artigo 102.º, 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE, constituindo uma contraordenação punível com coima, que não pode exceder 10% do volume de negócios da Visada realizado no exercício imediatamente anterior à decisão final condenatória proferida pela Autoridade, nos termos conjugados do artigo 68.º, n.º 1, alíneas a) e b), e do artigo 69.º, n.º 2, da Lei n.º 19/2012.

1121. Acessoriamente, a Autoridade da Concorrência promoverá igualmente a publicação, a expensas da Visada, da decisão condenatória proferida no âmbito dos presentes autos, no Diário da República e em jornal português de expansão nacional, nos termos e para os efeitos do artigo 71.º, da Lei n.º 19/2012.

⁸⁸⁰ Vide os parágrafos 231-233 e 277-279 *supra*.

V Decisão

Tudo visto e ponderado, o conselho de administração da AdC decide:

Primeiro

Declarar que o comportamento da Visada EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., descrito na presente Decisão, consubstancia uma contraordenação às regras da concorrência, punível com coima, nos termos e para os efeitos do artigo 11.º, n.º 1 e n.º 2, alínea b), e do artigo 68.º, n.º 1, alíneas a) e b), da Lei n.º 19/2012, bem como do artigo 102.º, 1.º e 2.º parágrafo, alínea b), do TFUE;

Segundo

Aplicar à Visada, tendo em conta todos os elementos enunciados na presente Decisão, uma coima no valor de € 48.000.000 (quarenta e oito milhões de euros), nos termos do disposto no artigo 69.º da Lei n.º 19/2012;

Terceiro

Ordenar à Visada, nos termos do disposto no artigo 71.º da Lei n.º 19/2012, a título de sanção acessória, que proceda à publicação, no prazo de 20 dias a contar do trânsito em julgado da presente Decisão, de um extrato da mesma, nos termos e conforme a cópia que lhe será oportunamente comunicada, na II série do Diário da República e em jornal de expansão nacional;

Quarto

Nos termos do disposto no artigo 92.º, n.º 2, e no artigo 94.º, n.º 2, alínea b), e n.º 3, do RGCO, fixar em € 4000 (quatro mil euros) o montante das custas a suportar pela Visada no presente processo;

Quinto

Advertir ainda a Visada, nos termos do disposto no artigo 58.º do RGCO, que:

- a) A presente Decisão é recorrível judicialmente no prazo de 30 (trinta) dias úteis, nos termos do disposto nos artigos 87.º da Lei n.º 19/2012 e 59.º do RGCO;
- b) Em caso de impugnação judicial, o Tribunal pode decidir mediante audiência de julgamento ou, caso a Visada, o Ministério Público ou a Autoridade não se oponham, mediante simples despacho;
- c) A coima aplicada à Visada, bem como as respetivas custas, deverão ser pagas, nos termos do artigo 84.º, n.º 5, da Lei n.º 19/2012, no prazo de 10 (dez) dias subsequentes à Decisão de indeferimento da atribuição do efeito suspensivo e de prestação de caução por parte do Tribunal competente, ou no prazo de 10 (dez) dias subsequentes ao termo do prazo para a interposição de recurso judicial;
- d) Em caso de impossibilidade de pagamento tempestivo, deverá o facto ser comunicado por escrito à Autoridade no mesmo prazo.

Lisboa, 17 de setembro de 2019

O conselho de administração da Autoridade da Concorrência,

X

Margarida Matos Rosa
Presidente

X

Maria João Melícias
Vogal

X

Miguel Moura e Silva
Vogal