II

(Atos não legislativos)

DECISÕES

DECISÃO (UE) 2020/348 DA COMISSÃO

de 24 de outubro de 2019

relativa ao regime de auxílios SA.35980 - 2019/C Reino Unido — Reforma do mercado da eletricidade: Mecanismo de capacidade

[notificada com o número C(2019) 7610]

(Apenas faz fé o texto em língua inglesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

A COMISSÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 108.º, n.º 2, primeiro parágrafo,

Tendo em conta o Acordo sobre o Espaço Económico Europeu, nomeadamente o artigo 62.º, n.º 1, alínea a),

Após ter convidado as partes interessadas a apresentarem as suas observações em conformidade com os referidos artigos ([1]) e tendo em conta essas observações,

Considerando o seguinte:

1. PROCEDIMENTO

(1) Em 23 de junho de 2014, na sequência de contactos anteriores à notificação, as autoridades do Reino Unido (RU) notificaram a Comissão, nos termos do artigo 108.º, n.º 3, do Tratado, de uma proposta de medida de apoio aos fornecedores de capacidade no mercado da eletricidade na Grã-Bretanha («GB») ([2]). Essa medida é designada, na presente decisão, como «a medida».

(2) Em 23 de julho de 2014, a Comissão decidiu não levantar objeções ao regime de auxílios que institui a medida, pelo facto de esse regime estar abrangido pelo artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado e ser, por conseguinte, compatível com o mercado interno ([3]) («Decisão de 2014»).

(3) O primeiro leilão do mercado de capacidade («mercado de capacidade» ou «CM» — do inglês *Capacity Market*) a que a medida se refere foi realizado em 16-18 de dezembro de 2014. O leilão tinha em vista o fornecimento de capacidade quatro anos depois, ou seja, em 2018.

(4) Em 15 de novembro de 2018, o Tribunal Geral da União Europeia anulou a Decisão de 2014, no seu acórdão no processo T-793/14 — Tempus Energy e Tempus Energy Technology/Comissão («acórdão do Tribunal Geral»). Em resumo, o Tribunal Geral considerou que, com base na duração e nas circunstâncias em que decorreu a fase de pré-notificação e numa instrução desadequada pela Comissão, na fase da análise preliminar de certos aspetos do mercado de capacidade, mais especificamente no que respeita ao papel e ao tratamento da gestão da procura no mecanismo de capacidade notificado, a Comissão devia ter tido dúvidas quanto à compatibilidade da medida com o mercado interno. Essas dúvidas deviam tê-la levado a instaurar o procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do Tratado, permitindo, assim, que as partes interessadas apresentassem as suas observações à Comissão e lhe facultassem as informações pertinentes para poder apreciar melhor a compatibilidade do mercado de capacidade com o mercado interno.

([1]) JO C 109 de 22.3.2019, p. 3.
([2]) A Irlanda do Norte não é abrangida pela medida proposta porque o seu mercado da eletricidade está organizado de forma autónoma.
([3]) Decisão da Comissão, de 23 de julho de 2014, de não levantar objeções a respeito do regime de auxílios relativo ao mercado de capacidade proposto pelo Reino Unido [Auxílio estatal SA.35980 (2014/N-2)] (JO C 348 de 3.10.2014, p. 5).

(5) A Comissão recebeu informações suplementares do Reino Unido em 20 de dezembro de 2018.

(6) Em 25 de janeiro de 2019, a Comissão recorreu do acórdão do Tribunal Geral (processo C-57/19). Dado que o recurso não tem efeitos suspensivos, a Comissão reapreciou o CM, a fim de dar cumprimento ao acórdão do Tribunal Geral.

(7) Na sequência dessa reapreciação, a Comissão informou o RU, por ofício de 21 de fevereiro de 2019, de que tinha decidido dar início ao procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do Tratado relativamente à medida em causa.

(8) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento («decisão de início do procedimento») foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* ([4]). A Comissão convidou as partes interessadas a apresentarem as suas observações.

(9) Por ofício de 12 de abril de 2019, o Reino Unido apresentou à Comissão as suas observações relativas à decisão de início do procedimento. A Comissão recebeu observações de 35 partes interessadas e transmitiu-as ao RU, dando-lhe a oportunidade de se pronunciar. A Comissão recebeu as respostas do RU a essas observações em três ofícios de 7 de junho de 2019, 19 de julho de 2019 e 12 de setembro de 2019.

(10) Em 29 de março de 2017, o Reino Unido apresentou a notificação da sua intenção de se retirar da União, nos termos do artigo 50.º do Tratado da União Europeia (TUE). Nos termos do artigo 50.º, n.º 3, do TUE, os Tratados deixam de ser aplicáveis ao Estado que pretende retirar-se da União a partir da data de entrada em vigor do acordo de saída ou, na falta deste, dois anos após a notificação, a menos que o Conselho Europeu, com o acordo do Estado-Membro em causa, decida, por unanimidade, prorrogar esse prazo. O prazo foi prorrogado duas vezes, a última das quais pela Decisão (UE) 2019/584 do Conselho Europeu ([5]), que o prorrogou até 31 de outubro de 2019.

(11) Em 11 de janeiro de 2019, pela Decisão (UE) 2019/274 ([6]), o Conselho autorizou a assinatura do acordo de saída acordado ao nível dos negociadores em 14 de novembro de 2018. Em 17 de outubro de 2019, o Conselho Europeu aprovou o acordo de saída revisto acordado ao nível dos negociadores. Em 21 de outubro, o Conselho, com base numa proposta apresentada pela Comissão ([7]), alterou a Decisão (UE) 2019/274 de modo que autorize a assinatura do acordo revisto. A União confirmou mais uma vez que está pronta a proceder rapidamente à sua assinatura e celebração, caso o Parlamento do Reino Unido aprove o acordo de saída. A parte IV do acordo de saída prevê um período de transição com início na data de entrada em vigor do acordo, durante o qual o direito da União continuará a ser aplicável ao Reino Unido e no Reino Unido, conforme previsto no mesmo.

(12) Em todo o caso, a presente decisão é aplicável apenas enquanto o direito da União for aplicável ao Reino Unido e no Reino Unido.

2. **DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DA MEDIDA**

2.1. **Descrição da medida**

(13) Em 2014, o Reino Unido estimou que o mercado da eletricidade da Grã-Bretanha atingiria níveis críticos de adequação da produção por volta de 2017/2018. Por conseguinte, o RU concebeu a medida como um mercado de capacidade em cujo âmbito o gestor da rede organizaria leilões geridos a nível central para obter o nível de capacidade necessário para garantir a adequação da produção.

(14) Inicialmente, os leilões organizados no âmbito da medida apenas estavam abertos a produtores de eletricidade novos e já existentes, a operadores de gestão da procura (*demand side response* — DSR) e a operadores de armazenamento. A participação dos interconectores só foi permitida a partir do segundo leilão, em 2015.

([4]) Ver nota de rodapé [1].
([5]) Decisão (UE) 2019/584 do Conselho Europeu, tomada com o acordo do Reino Unido, de 11 de abril de 2019, que prorroga o prazo previsto no artigo 50.º, n.º 3, do TUE (JO L 101 de 11.4.2019, p. 1).
([6]) Decisão (UE) 2019/274 do Conselho, de 11 de janeiro de 2019, relativa à assinatura, em nome da União Europeia e da Comunidade Europeia da Energia Atómica, do Acordo sobre a Saída do Reino Unido da Grã-Bretanha e da Irlanda do Norte da União Europeia e da Comunidade Europeia da Energia Atómica (JO L 47 I de 19.2.2019, p. 1).
([7]) Proposta da Comissão de uma Decisão do Conselho que altera a Decisão (UE) 2019/274 relativa à assinatura, em nome da União Europeia e da Comunidade Europeia da Energia Atómica, do Acordo sobre a saída do Reino Unido da Grã-Bretanha e da Irlanda do Norte da União Europeia e da Comunidade Europeia da Energia Atómica [COM(2019) 880 final, 18 de outubro de 2019].

(15) Aos proponentes selecionados são adjudicados contratos de capacidade, nos termos dos quais recebem uma remuneração regular enquanto o seu contrato estiver em vigor, em contrapartida do compromisso de fornecerem eletricidade durante os períodos de pressão sobre o sistema, se a tal forem solicitados pelo gestor da rede. Estão previstas sanções financeiras se o fornecedor de capacidade não fornecer a quantidade de energia conforme com a capacidade prevista nesse compromisso. A medida é financiada através de uma prestação a cargo dos fornecedores de eletricidade.

(16) O primeiro leilão foi organizado em 2014 com vista ao fornecimento de capacidade em 2018. A este seguiram-se outros três leilões com prazos de concretização de quatro anos («T-4») (em 2015, 2016 e 2017), um leilão com um prazo de concretização de um ano («T-1») (em 2017) e dois leilões transitórios («TA») (em 2016 e 2017).

(17) O RU suspendeu a medida em 15 de novembro de 2018, na sequência do acórdão do Tribunal Geral, referido no considerando 4 e atualmente objeto de recurso. O RU confirmou que não seriam concedidos novos auxílios através de leilões no mercado de capacidade e que os pagamentos relativos aos auxílios concedidos através dos leilões já realizados foram suspensos até que a Comissão tome uma decisão de aprovação da medida.

(18) Todavia, na sequência do acórdão do Tribunal Geral, o Reino Unido adotou as seguintes medidas:

a) Em junho de 2019, realizou-se um leilão T-1 de substituição destinado a completar o fornecimento de capacidade no ano de 2019/2020, em resultado do qual foram adjudicados contratos de capacidade condicionais, dependentes da aprovação do auxílio estatal e da adoção das medidas processuais necessárias ao abrigo da legislação que institui o mercado de capacidade;

b) Os contratos de capacidade adjudicados em leilões anteriores continuaram a ser respeitados de modo que possibilite, sob reserva de uma decisão positiva sobre o auxílio estatal, o pagamento diferido da capacidade fornecida pelos fornecedores que cumpriram as suas obrigações durante o período suspensivo;

c) Estava previsto que os fornecedores de eletricidade continuassem a fazer repercutir sobre os consumidores a prestação a seu cargo, durante o período suspensivo, para poder pagar rapidamente e na totalidade as taxas aplicadas aos fornecedores em dívida relativas a esse período, se o auxílio estatal fosse aprovado; e

d) Em 22 de julho de 2019, foram lançados os processos de pré-seleção para um leilão T-1 (ano de fornecimento de 2020/2021), um leilão T-3 (ano de fornecimento de 2022/2023) e um leilão T-4 (ano de fornecimento de 2023/2024), todos previstos para o primeiro trimestre de 2020.

2.2. **Base jurídica e disposições governamentais**

(19) A medida tem como base jurídica o diploma *UK Energy Act 2013* (Lei do Reino Unido de 2013 em matéria de energia). A execução da medida é regida por legislação derivada sob a forma de atos regulamentares: *Electricity Capacity Regulations 2014* (Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica); *Electricity Capacity (Supplier Payments etc.) Regulations 2014* (Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica — pagamentos aos fornecedores, etc.) e *Capacity Market Rules 2014* (Regras de 2014 relativas ao mercado de capacidade).

(20) O Reino Unido revê regularmente o mecanismo do CM à luz das reações recebidas de cada processo de leilão. Tem também realizado várias consultas públicas para ir melhorando progressivamente o grau de regulamentação de alguns aspetos específicos do regime. A entidade reguladora da energia (Ofgem) também recolhe anualmente as opiniões das partes interessadas sobre eventuais alterações dos aspetos operacionais e administrativos do regime e introduz alterações das regras. Está ainda programada uma revisão mais formal e exaustiva, de cinco em cinco anos, envolvendo o Governo e a Ofgem, para avaliar em que medida o mercado de capacidade atinge efetivamente os seus objetivos e continua a ser a forma de intervenção mais eficaz para os atingir. A revisão visa, entre outros objetivos, analisar as deficiências do mercado subjacentes e divide-se, essencialmente, nas duas fases seguintes:

a) A Ofgem realiza análises quinquenais das áreas do mercado de capacidade que estão abrangidas pelas *Capacity Market Rules*, examinando a eficácia do regime e se os seus mecanismos atuais se adequam aos objetivos prosseguidos, e

b) O Governo avalia o mercado de capacidade e os seus objetivos de uma perspetiva mais geral, procurando averiguar se o mercado de capacidade continuará a ser necessário no futuro ou se deve ser progressivamente suprimido e em que medida os seus objetivos poderiam ser alcançados com menos regulamentação. Baseia-se, para o efeito, na sua análise anual, realizada a nível interno, da necessidade de organizar o leilão do mercado de capacidade, bem como nas conclusões das análises da Ofgem, na primeira fase do processo de revisão. O Governo procede a consultas públicas no âmbito deste processo.

(21) Em agosto de 2018, o Governo do Reino Unido iniciou o primeiro processo de revisão quinquenal com a publicação e um convite à apresentação de informações, através do qual solicitava opiniões e dados de caráter geral sobre questões como a persistência da necessidade do CM e a identificação das áreas prioritárias em que se deviam fazer alterações. Em setembro de 2018, a Ofgem publicou uma carta aberta em que pedia que lhe fossem apresentadas opiniões e dados concretos sobre a questão de saber se as regras em vigor continuam a cumprir os seus objetivos. O relatório final da revisão quinquenal realizada pelo Governo do Reino Unido foi publicado em 22 de julho de 2019 ([8]) e o relatório final da Ofgem em 31 de julho de 2019 ([9]). Além disso, a Comissão de Ciência e Tecnologia da Câmara dos Comuns do Reino Unido publicou, em 22 de agosto de 2019, um relatório que trata, entre outros, o tema do mercado de capacidade da Grã-Bretanha ([10]).

(22) A medida é aplicada pelo Governo do Reino Unido, a Ofgem, o organismo de execução (National Grid — «NG»), o organismo pagador (*Settlement Body*) (uma nova entidade criada ao abrigo da *Energy Act 2013*, sujeita à orientação e à supervisão do Governo) e o prestador de serviços de liquidação (Elexon). Apresenta-se, em seguida, uma descrição geral e sucinta dos respetivos papéis e responsabilidades.

(23) O Governo do Reino Unido é responsável pela supervisão estratégica do mercado de capacidade e pela alteração dos regulamentos aplicáveis a esse regime, bem como por assegurar uma prestação de contas permanente em relação aos principais aspetos do CM. A regulamentação em vigor abrange, por exemplo, os critérios de elegibilidade gerais para a participação nos leilões do mercado de capacidade, as funções do gestor da rede na execução do mercado de capacidade e a liquidação de pagamentos.

(24) O Governo do Reino Unido elaborou as *Capacity Market Rules*, mas a Ofgem é responsável pela sua aplicação (tanto o Governo como a Ofgem podem alterar as regras). As *Capacity Market Rules* incluem regras de ordem técnica e procedimentos relativos à pré-seleção e aos leilões de capacidade, ao teor dos contratos de capacidade e às obrigações dos seus titulares. Quando pondera alterar estas regras, a Ofgem é obrigada a ter em conta um conjunto de objetivos consagrados na regulamentação que garantem a transparência e a confiança na governação do mercado de capacidade. A Ofgem é igualmente responsável pela resolução de litígios suscitados pelos proponentes em relação aos resultados da pré-seleção.

(25) A National Grid é o gestor da rede elétrica. Compete-lhe concretizar o mercado de capacidade, nomeadamente: aconselhando os ministros sobre as perspetivas de segurança do aprovisionamento e recomendando o volume de capacidade a leiloar a fim de cumprir a norma de fiabilidade; procedendo à pré-seleção dos participantes nos leilões, assegurando a parte administrativa dos leilões de capacidade e emitindo os contratos (os denominados «*capacity agreements*») com os proponentes escolhidos; desenvolvendo e gerindo novos procedimentos de apoio como os alertas do mercado de capacidade.

(26) O Governo do Reino Unido define no direito derivado as funções executivas do gestor da rede, ou seja os «requisitos relevantes» cujo cumprimento é assegurado pela Ofgem. Deste modo, o Governo pode estar seguro dos resultados da execução e a Ofgem tem uma base clara para gerir o desempenho da NG na sua função executiva. Um painel de peritos técnicos assegura um controlo independente das recomendações da NG sobre o volume de capacidade que deve ser leiloado.

(27) O Governo do Reino Unido criou ([11]) o organismo pagador do mercado de capacidade (*Capacity Market Settlement Body*), a «Electricity Settlements Company», para assegurar, em última instância, a prestação de contas, a governação

([8]) https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-5-year-review-2014-to-2019
([9]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/report-our-five-year-review-capacity-market-rules-and-forward-work-plan
([10]) https://publications.parliament.uk/pa/cm201719/cmselect/cmsctech/1454/145402.htm
([11]) A *Energy Act 2013* confere ao Secretary of State poderes para adotar regulamentos e regras com vista à criação do mercado de capacidade. O artigo 28.º, n.º 4, alínea g), da *Energy Act 2013* outorga ao Secretary of State poderes para adotar regulamentos relativos a um organismo pagador que administre os pagamentos de capacidade ou os incentivos de capacidade. A regulamentação que cria o mercado de capacidade impõe ao Secretary of State o dever de designar um organismo pagador (Regulamento 80 dos Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica). A Electricity Settlements Company («ESC») foi designada pelo Secretary of State em conformidade com este dever.

e o controlo do processo de liquidação e dos pagamentos efetuados no âmbito dos contratos de capacidade ([12]). O organismo pagador é uma sociedade anónima de que o Governo é o único acionista ([13]). Embora seja responsável por organizar a sua própria governação interna, de modo que possa cumprir as obrigações que lhe incumbem, o Governo conserva o controlo global deste organismo ([14]).

(28) Em fevereiro de 2013, o Governo do Reino Unido anunciou a decisão de subcontratar a Elexon Ltd. através do *Jornal Oficial da União Europeia*. A Elexon funciona como prestadora de serviços de liquidação, responsável pelo cálculo e a determinação dos pagamentos de capacidade. Nessa função, desempenha um papel semelhante ao que lhe é atualmente atribuído pelo código de balanço e liquidação (*Balancing and Settlement Code*), ainda que mais limitado. Um contrato entre o organismo pagador e a Elexon descreve pormenorizadamente o serviço a prestar, o custo do mesmo e as modalidades de acompanhamento da execução.

2.3. **Beneficiários**

2.3.1. *Elegibilidade*

(29) Os fornecedores de capacidade participam no mercado de capacidade com base em «Unidades do Mercado de Capacidade» (CMU). É ao nível das CMU que se apresentam os pedidos de pré-seleção, se adjudicam os contratos de capacidade, se especificam as obrigações aplicáveis em situações de pressão sobre o sistema e se calculam as sanções ou os pagamentos por superação da capacidade estipulada. Podem participar produtores (novos e já existentes), interconectores, operadores de armazenamento e operadores de gestão da procura.

(30) As unidades de produção (definidas em função do fornecimento de eletricidade, da capacidade de controlo independente, da produção líquida medida através de um ou mais contadores de períodos de meia hora e da capacidade de ligação acima de 2 MW) podem participar individualmente, como CMU isoladas, ou coletivamente, agregando-se a outras unidades de produção elegíveis, nas seguintes condições:

a) Todas as unidades fazerem parte da mesma unidade operacional (ou seja, central elétrica); ou

b) Todas as unidades estarem ligadas à rede no mesmo ponto de fronteira; trata-se do mesmo local, mas o conceito de unidade operacional não é aplicável; ou

c) A capacidade agregada de todas as unidades estar situada entre o limite mínimo (2 MW) e 50 MW (produção efetivamente integrada dispersa por vários locais).

(31) As CMU de gestão da procura são definidas em função do compromisso de reduzir a procura. Entende-se por operador de gestão da procura i) um cliente de eletricidade, diretamente; ii) uma entidade detentora do cliente de eletricidade; ou iii) uma entidade que exerça um controlo contratual em matéria de gestão da procura sobre o cliente de eletricidade. O compromisso deve levar o cliente de eletricidade a reduzir a sua importação de eletricidade (medida através de um contador que regista o consumo de eletricidade a cada meia hora) e/ou a exportar eletricidade produzida através das unidades de produção que possua no local. Os operadores de gestão da procura podem participar individualmente, como uma CMU isolada, ou agregando-se a outros operadores. Além disso, cada elemento deve estar ligado a um contador de períodos de meia hora, devendo a capacidade de gestão da procura total do fornecedor estar compreendida entre 2 MW e 50 MW. O quadro 1 *infra* mostra os resultados do desempenho da DSR nos leilões realizados antes de julho de 2019.

([12]) Ver artigo 40.º, n.º 1, dos Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica: «Um fornecedor de capacidade ("C") tem o direito […] de receber do organismo pagador uma remuneração determinada nos termos do presente regulamento, relativamente a cada mês de um dado ano de fornecimento ("mês M"), pelas unidades do mercado de capacidade (CMU) fornecidas por C no mês M.»

([13]) A Electricity Settlements Company («ESC») foi constituída em março de 2014 como uma sociedade anónima detida a 100 % pelo Secretary of State na sua qualidade de único acionista da mesma. O ato de constituição da ESC e os documentos constitutivos, incluindo os seus estatutos, estão disponíveis ao público no seguinte endereço: https://beta.companieshouse.gov.uk/company//08961281/filing-history?page=2

([14]) Como único acionista da ESC, o Secretary of State conserva algum controlo global através das medidas que podem ser tomadas pelos acionistas da empresa, por exemplo aprovando resoluções especiais. Além disso, se for caso disso, o Secretary of State pode alterar a forma como o organismo pagador desempenha as suas funções no que diz respeito ao mercado de capacidade, utilizando os poderes de regulamentação previstos na *Energy Act 2013* para alterar os regulamentos aplicáveis ao organismo pagador. A utilização destes poderes de regulamentação está sujeita a aprovação parlamentar. Em circunstâncias particularmente graves, o Secretary of State pode revogar unilateralmente a nomeação do presidente do Conselho de Administração da ESC, e o Regulamento 80 dos Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica dispõe que o Secretary of State pode revogar a nomeação do organismo pagador.

Quadro 1

Desempenho da DSR nos leilões de capacidade realizados antes de julho de 2019

	Leilão participado (MW)	Contratos obtidos (MW)
2014 T-4	603	174
2015 T-4	673	456
2016 T-4	1 798	1 411
2017 T-4	2 246	1 206
2018 T-4 ([1]) (susp.)	2 618	Não aplicável
2017 T-1	1 283	443
2018 T-1 (susp.)	2 124	Não aplicável
2019 T-1 (condicional)	1 333	203
2015 TA	619	475
2016 TA	373	312

([1]) Os leilões 2018 T-1 e 2018 T-4 foram suspensos na sequência do acórdão do Tribunal Geral no processo T-793/14. A capacidade registada em «Leilão participado» corresponde à quantidade de capacidade inicialmente pré-selecionada para estes leilões futuros (algumas unidades podem desistir antes do leilão propriamente dito), ver referência a «susp.» no texto.

(32) O mercado de capacidade exclui os fornecedores de capacidade que já recebam apoio de outras medidas. Os fornecedores seguintes não são elegíveis para participar no mercado de capacidade:

a) Centrais elétricas com baixas emissões de carbono que recebam apoio através dos contratos diferenciais (*Contracts for Difference* — CfD) ou das tarifas de aquisição em pequena escala;

b) Produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que recebam apoio através da *Renewables Obligation* (RO), a menos que optem por renunciar aos respetivos pagamentos (estão autorizados a participar quando os seus contratos RO expiram);

c) Centrais que recebam o incentivo ao aquecimento à base de energias renováveis (*Renewable Heat Incentive* (RHI)), uma vez que este foi concebido para complementar a RO e os contratos diferenciais para as energias renováveis;

d) Centrais que recebam financiamento do concurso de comercialização da captura e armazenamento de carbono (CAC) do Reino Unido, uma vez que os contratos diferenciais relativos à CAC foram concebidos para lhes prestar o apoio adicional necessário para serem comercialmente viáveis;

e) Tecnologias que recebam financiamento da iniciativa NER300 (*New Entrants Reserve 300*) da UE, destinada a apoiar tecnologias hipocarbónicas emergentes como a CAC e a energia das marés, visto serem igualmente elegíveis para apoios ao abrigo dos contratos diferenciais;

f) Centrais às quais a NG tenha adjudicado contratos de 15 anos para fazerem parte da reserva operacional a longo prazo (*Short-Term Operating Reserve* ou «STOR a longo prazo») imediatamente antes das propostas políticas iniciais de reforma do mercado da eletricidade (EMR) em 2010 e que optem por manter esses contratos.

(33) As empresas que participaram no programa de investimento empresarial (*Enterprise Investment Scheme* — EIS) e no fundo de capital de risco (*Venture Capital Trust* — VCT) não estão impedidas de participar no CM, mas estão sujeitas ao critério de não receberem «duplas subvenções» (a fim de evitar a cumulação de auxílios estatais).

(34) Embora a participação direta de capacidades externas não seja autorizada, os interconectores são elegíveis para participar, como CMU, no mercado de capacidade desde o segundo leilão realizado em 2015, em pé de igualdade com os produtores de eletricidade estabelecidos na Grã-Bretanha e os operadores de gestão da procura, e estão essencialmente sujeitos ao mesmo regime de prémios e sanções, bem como a uma redução que reflita o seu contributo para a segurança do aprovisionamento ([15]). O quadro 2 mostra a participação de CMU de interconexão («CMU IC») nos leilões realizados até à data.

Quadro 2

Participação de CMU de interconexão em leilões do CM até à data

Tipo de leilão	T-4				T-1	
Ano do leilão	2015	2016	2017	2018 (susp.)	2018 (susp.)	2019 (condicional)
Ano de fornecimento	19/20	20/21	21/22	22/23	19/20	19/20
Número de IC CMU pré-selecionadas	3	5	6	8	3	3
Número de IC CMU selecionadas	2	4	6	Não aplicável	Não aplicável	3
Das quais IC CMU novas	0	0	3	Não aplicável	Não aplicável	1
Das quais IC CMU existentes	2	4	3	Não aplicável	Não aplicável	2
Capacidade das IC CMU selecionadas (GW)	1,86	2,34	4,56	Não aplicável	Não aplicável	1,025

(35) Na Decisão de 2014, autorizou-se a não inclusão da capacidade interconectada no primeiro leilão (dezembro de 2014) devido às seguintes limitações:

a) Capacidade de aquisição: era necessária uma nova metodologia para reduzir a contribuição dos interconectores no leilão. Era também necessária uma colaboração mais estreita com outros Estados-Membros no que respeita à avaliação da adequação da produção, a fim de eliminar um potencial parasitismo nos casos em que os países tinham normas de fiabilidade diferentes.

b) Pré-seleção: nessa altura, o organismo de execução não tinha a possibilidade de completar, de forma independente, a fase de pré-seleção de um fornecedor de capacidade externa. Para tal, seria necessário cooperar com operadores de redes de transporte (ORT) estrangeiros em matéria de medição e verificação, despacho para testes e plataformas de partilha de dados.

c) Leilão: o leilão teria ficado aberto ao jogo se a participação de capacidade externa tivesse sido autorizada. Seria necessário adotar uma nova metodologia para limitar a quantidade de capacidade externa até à capacidade reduzida do interconector. Além disso, o limite de aceitação de preços seria provavelmente diferente noutro mercado, o que significa que o preço de equilíbrio de um leilão na Grã-Bretanha poderia não ser adequado para a capacidade noutro mercado e exigir eventualmente a realização de um leilão zonal.

([15]) Um fator de redução (*de-rating factor*) é um fator aplicado à capacidade de uma CMU proposta num leilão de capacidade para calcular a sua capacidade reduzida. Todas as capacidades propostas no CM devem ser objeto de uma redução (*de-rated*) que as ajuste ao risco de não estarem total ou parcialmente disponíveis para dar resposta em períodos de pressão sobre o sistema. Também no caso dos interconectores, o Secretary of State determina os fatores de redução individualmente, em relação a cada interconector, com base numa avaliação da fiabilidade técnica e na análise dos fluxos nacionais prováveis em situações de pressão sobre o sistema.

d) Fornecimento: a obrigação de fornecer exige que os produtores produzam eletricidade quando é emitido um alerta de quatro horas no mercado de capacidade. Noutro mercado, tal poderia dar lugar a despachos que não obedeçam à ordem de mérito, causando distorções do mercado ([16]). Esta situação não proporcionaria maior segurança do aprovisionamento ao Reino Unido, num mundo onde o acoplamento de mercados é generalizado, com fluxos de eletricidade que já respondem a preços de escassez.

(36) Apenas em relação ao ano de 2014, na ausência de uma participação direta da capacidade interconectada, a contribuição esperada da mesma em situações de pressão sobre a rede da Grã-Bretanha foi refletida na quantidade de capacidade leiloada. Por exemplo, se nessas situações se previsse que haveria 1 GW disponível proveniente de exportações, o volume da capacidade leiloada no mercado de capacidade seria reduzido em 1 GW. A contribuição dos interconectores não associadas ao CM foi inicialmente avaliada pela NG como sendo igual a zero (*float*), quando se recomendou o objetivo do T-4 para o ano de fornecimento de 2018/2019, mas depois revista como uma contribuição líquida de 2,1 GW para o leilão T-1.

2.3.2. *Processo de pré-seleção*

(37) A participação no mercado de capacidade não é obrigatória. Todavia, é obrigatório que todas as capacidades licenciadas e elegíveis participem no processo de pré-seleção, mesmo que não tencionem apresentar propostas. O processo de pré-seleção visa garantir que os participantes no leilão conseguem fornecer a capacidade que propõem e que o gestor da rede pode ajustar a quantidade de capacidade a leiloar com base no volume das capacidades que optam por não participar no leilão.

(38) As capacidades elegíveis que não participem no leilão de capacidade não ficam expostas a sanções por incumprimento, nem são elegíveis para os pagamentos de fornecimentos superiores ao volume estipulado. Tais capacidades têm a possibilidade de voltar a licitar em leilões posteriores e podem participar no mercado secundário. Tal como acontece com as centrais não elegíveis, a quantidade leiloada é reduzida de modo que tenha em conta o volume de capacidade das centrais que optam pela não participação.

(39) Para garantir a disponibilidade de uma capacidade fiável para o ano de fornecimento, o gestor da rede procede a verificações, no âmbito da pré-seleção, antes do leilão, para confirmar a elegibilidade e a possibilidade de licitação de todas as potenciais capacidades. Os requisitos de pré-seleção variam em função dos diferentes tipos de capacidade (por exemplo, em relação à produção e à DSR).

(40) No âmbito do seu pedido de pré-seleção, os proponentes têm de cumprir os requisitos genéricos e específicos para a pré-seleção, os quais variam consoante se trate de uma unidade de produção já existente ou a construir, ou de uma unidade de gestão da procura. Entre os requisitos genéricos figuram elementos administrativos básicos (dados de contacto, situação de licenciamento, estrutura empresarial, localização e declarações dos diretores), sendo que as unidades de produção existentes têm de demonstrar também o seu desempenho histórico. As unidades a construir devem provar que possuem uma licença de construção e um acordo de ligação, bem como um plano de construção detalhado e dados pormenorizados sobre as despesas de capital previstas, em relação à duração do contrato de capacidade pretendido. Têm ainda de constituir um apoio ao crédito (ou seja, uma garantia de licitação ou «*bid bond*») como prova da seriedade da sua participação no leilão e de disponibilizar uma unidade operacional no início do ano de fornecimento.

(41) Às novas capacidades de produção e às capacidades de gestão da procura não confirmadas (ao contrário das confirmadas ([17])) é exigida uma garantia de licitação no valor de 5 000 GBP (cerca de 5 650 EUR) por cada megawatt, no caso dos leilões com prazos de concretização de quatro anos e de um ano, e de 500 GBP (cerca de 565 EUR) por cada megawatt, no caso dos leilões transitórios. No que respeita à DSR, a medida estabelece uma perda da garantia de licitação proporcional ao volume de capacidade que não foi efetivamente fornecido pelos operadores de gestão da procura, desde que estes forneçam pelo menos 90 % do volume de capacidade a que se comprometeram. Embora os operadores de gestão da procura possam agregar várias instalações para atingir o limite mínimo de 2 MW, importa observar que os mesmos devem pagar uma garantia de licitação relativamente à totalidade dos 2 MW, mesmo que apenas uma pequena parte desse volume seja composta por capacidades de gestão da procura não confirmadas. Segundo o Reino Unido, uma CMU só pode ser confirmada como uma unidade isolada, no mesmo dia e no mesmo período de liquidação. Este requisito de confirmação como uma unidade destina-se a minimizar o risco de jogo. De outro modo, os requerentes poderiam ser confirmados em alturas diferentes e criar uma unidade que não conseguisse funcionar em conjunto em períodos de pressão, com os consequentes riscos para a segurança do aprovisionamento.

([16]) Uma obrigação de fornecer capacidade (ou seja, um risco de sanções) no âmbito do mercado de capacidade pode incentivar uma central elétrica estrangeira a vender eletricidade no mercado do Reino Unido e não no seu mercado nacional, mesmo a preços inferiores ao seu custo marginal. Isto contraria a ordem de mérito, segundo a qual os participantes no mercado devem vender a sua eletricidade unicamente com base nos custos marginais.

([17]) As CMU de gestão da procura confirmadas diferem das não confirmadas pelo facto de a sua capacidade ter sido comprovada por um certificado de controlo de gestão da procura (*DSR Test Certificate*) emitido pelo organismo de execução (National Grid).

(42) Na sequência da consulta realizada em março de 2016, o Governo do Reino Unido aumentou para 10 000 GBP/MW o valor da garantia de licitação a constituir antes do leilão para as unidades de produção novas, a fim de contribuir para aumentar a exposição às taxas de rescisão agravadas e para dissuadir as candidaturas especulativas, através da exigência de um maior nível de compromisso antes dos leilões. No entanto, o valor da garantia de licitação a constituir antes do leilão pelas CMU de gestão da procura não confirmadas foi mantido em 5 000 GBP/MW, uma vez que as respostas dadas pelas partes interessadas na consulta indicaram que os agregadores de DSR têm de pagar relativamente mais pela obtenção de garantias de crédito.

(43) O gestor da rede publica os fatores de redução tecnológicos antes do período de pré-seleção. Para a maioria das classes tecnológicas, estes fatores baseiam-se no desempenho histórico de cada tipo de classe nos sete anos anteriores e representam a contribuição média que se espera das centrais, em períodos de pressão sobre o sistema, numa base tecnológica específica. Utiliza-se uma metodologia diferente para algumas classes em que não existem dados históricos ou estes são menos relevantes como uma orientação fiável para o desempenho futuro (por exemplo, interconectores ou tecnologias inovadoras como o armazenamento em baterias). Os fatores pertinentes são aplicáveis a todas as centrais de uma tecnologia específica, independentemente da sua idade ou do seu estatuto. Os fornecedores de capacidade selecionados no leilão de capacidade recebem pagamentos (ao preço de equilíbrio) proporcionais ao seu fator de redução multiplicado pela sua capacidade de ligação (volume que a sua ligação física à rede lhes permite exportar para a mesma). Um dos objetivos do regime de sanções é ajustar o nível dos pagamentos deste desempenho estimado para o desempenho efetivo de cada uma das centrais.

2.4. **O processo de leilão**

2.4.1. *Determinação do volume de capacidade a leiloar*

(44) A decisão de organizar os leilões de capacidade é tomada anualmente e baseia-se numa avaliação independente da capacidade elétrica efetuada pelo gestor da rede. Numa perspetiva de 15 anos, a NG avalia a evolução provável das futuras margens de capacidade, a contribuição da capacidade interconectada e da DSR, e recomenda o volume de capacidade necessário para respeitar a norma de fiabilidade a longo prazo. Desta forma, o Governo consegue avaliar anualmente se é ou não necessário organizar um leilão de capacidade.

(45) A decisão quanto ao volume de capacidade a contratar em cada leilão de capacidade é tomada de acordo com uma norma de fiabilidade a longo prazo. Entende-se por norma de fiabilidade um nível de segurança objetivo do aprovisionamento de eletricidade, que serve de base ao estabelecimento de uma curva de procura antes de cada leilão de capacidade.

(46) O Reino Unido observa que nenhuma rede elétrica pode ser 100 % fiável, havendo sempre alguma solução de compromisso entre o custo do fornecimento de capacidade de reserva adicional e o nível de fiabilidade alcançado. O estabelecimento de uma norma de fiabilidade permite que este compromisso seja estabelecido, uma vez que identifica o ponto em que os benefícios de segurança adicionais são superados pelos custos do fornecimento de capacidade. A norma de fiabilidade visa esclarecer os investidores e os participantes quanto aos objetivos do Governo em matéria de segurança do aprovisionamento a longo prazo e ajudar a reduzir os custos para os consumidores. Pretende também impedir que o Governo contrate mais capacidade do que aquela que é economicamente eficiente, evitando uma sobrecontratação de capacidade na Grã-Bretanha.

(47) O Governo do Reino Unido estabeleceu para o mercado de eletricidade da Grã-Bretanha uma norma de fiabilidade a longo prazo equivalente a um valor esperado de perda de carga de 3 horas/ano. Este valor equivale a um nível de segurança da rede de 99,97 %. O valor esperado de perda de carga corresponde ao número de horas/períodos por ano em que é estatisticamente expectável, a longo prazo, que a oferta não responda à procura, e que reflete o nível de capacidade economicamente eficiente. A norma de fiabilidade foi estabelecida a longo prazo, mas o Governo pode revê-la em caso de necessidade.

(48) O gestor da rede define anualmente a quantidade de capacidade necessária para cumprir a norma de fiabilidade e, até 30 de maio, apresenta um parecer ao Governo num relatório sobre a capacidade elétrica (*Electricity Capacity Report* — ECR). A recomendação sobre a quantidade de capacidade a contratar nos leilões de capacidade para cumprir a norma de fiabilidade baseia-se na avaliação, pela NG, de diferentes cenários para o nível de procura de eletricidade e a quantidade de capacidade fornecida pelas centrais elétricas que não são elegíveis para pagamentos de capacidade, como é o caso da produção com baixos níveis de emissão de carbono, e apresenta a recomendação da NG sobre a necessidade e a quantidade de capacidade a adquirir através do CM para o ano de fornecimento em causa. O relatório da NG é analisado por um painel de peritos técnicos (*Panel of Technical Experts* — PTE) independente, que emite um parecer dirigido ao Governo sobre a solidez da análise e das recomendações.

(49) O gestor da rede recorre a uma série de cenários de procura e de sensibilidades para ter em conta as incertezas em matéria de condições meteorológicas, disponibilidade de centrais, fluxos dos interconectores e níveis de produção integrada. Deduz, depois, as capacidades que não podem participar no leilão (por exemplo, as centrais elétricas com baixas emissões de carbono que recebam outros apoios) e as que estão abrangidas por contratos de capacidade em vigor (por exemplo, nos casos em que um fornecedor de capacidade tem um contrato plurianual que abrange o ano de fornecimento em causa).

(50) O gestor da rede utiliza, em seguida, uma metodologia de «otimização sólida», que minimiza o pior resultado possível em termos de custo de capacidade e de procura não satisfeita nos diversos cenários e sensibilidades. Desta modelização resulta um conjunto de opções relativas à quantidade a adquirir e uma recomendação.

(51) Na notificação de 2014, o Reino Unido apresentou a previsão descrita no gráfico 1 para uma gama de capacidades que podia ser necessário adquirir no período de 2018 a 2030. O gráfico 2 mostra uma previsão atualizada de dezembro de 2018.

Gráfico 1

Estimativas de 2014 da capacidade a adquirir em diferentes cenários (GW)

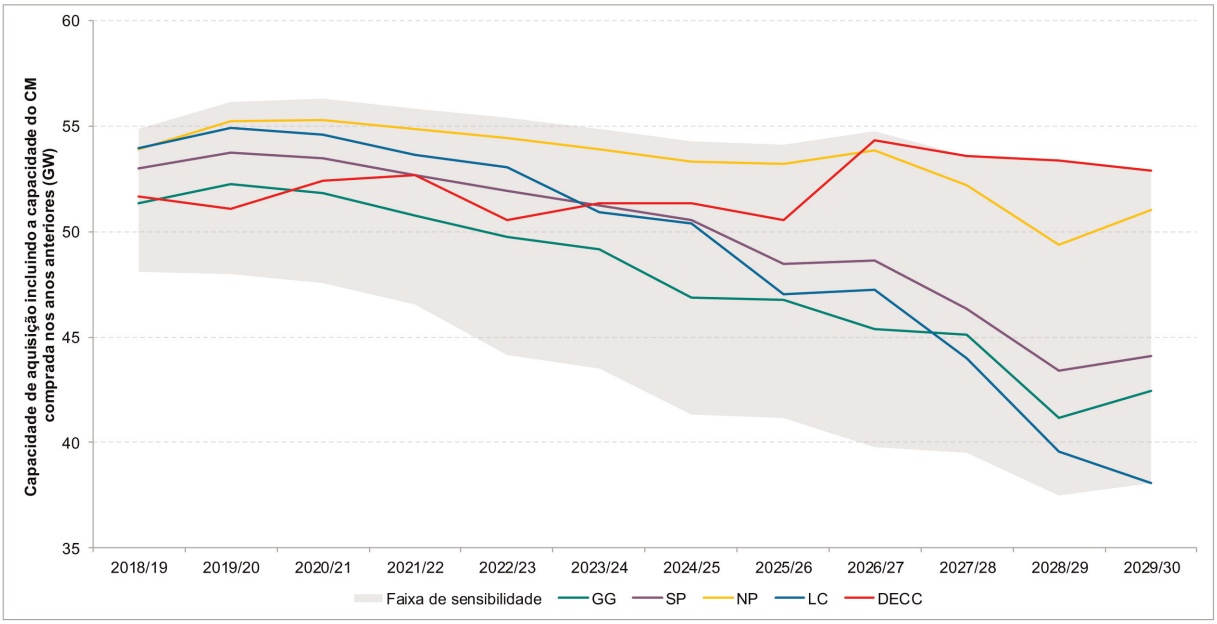
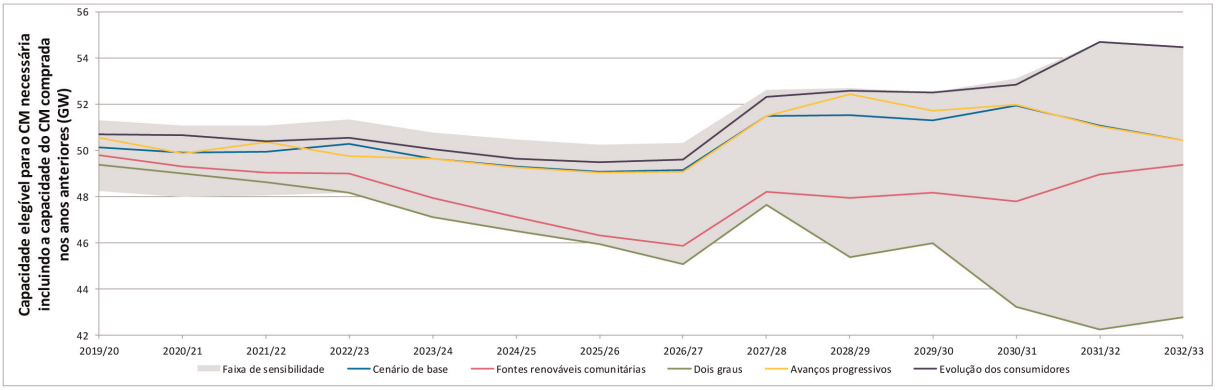


Gráfico 2

Estimativas de 2018 da capacidade a adquirir em diferentes cenários (GW)



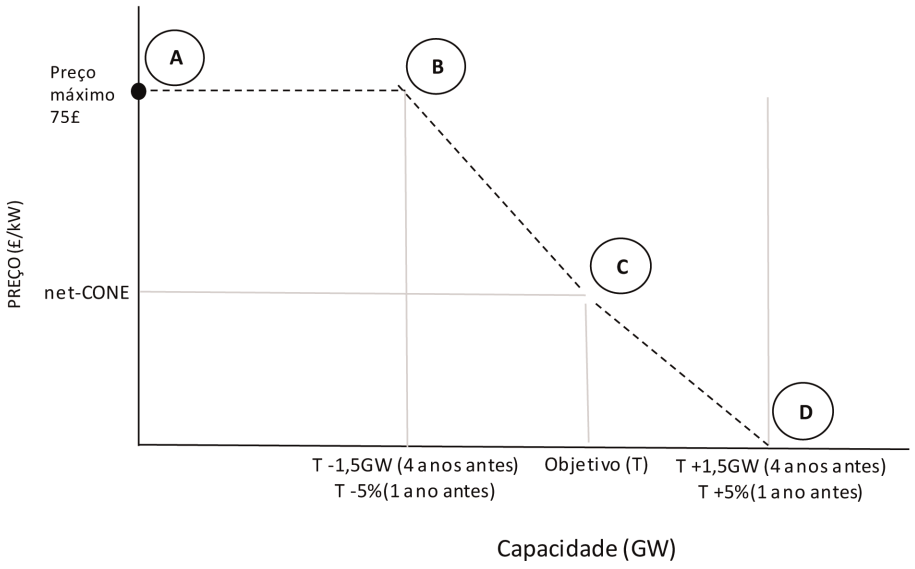
(52) O Governo toma a decisão final sobre o volume de capacidade a adquirir em cada leilão com base numa curva da procura, calculada de acordo com a metodologia descrita nos considerandos seguintes.

(53) A curva da procura dá ao Governo alguma flexibilidade quanto à quantidade de capacidade a contratar de ano para ano, em função dos custos. A curva da procura de declive descendente permite encontrar uma solução de compromisso entre a fiabilidade e os custos, de modo que adquira menos capacidade num determinado ano, se o preço for muito elevado. Contribui igualmente para atenuar o risco de jogo porque estabelece um limite de preço para os leilões e proporciona flexibilidade para adquirir menos capacidade se o preço for elevado — os quais reduzem as oportunidades para os participantes aumentarem os preços através do exercício de um poder de mercado.

(54) O Governo publica a curva da procura antes de cada leilão de capacidade. A curva da procura mostra a relação entre o preço da capacidade e o volume de capacidade leiloada a pedido do gestor da rede. Cada curva da procura é construída em torno do nível de capacidade considerado necessário para cumprir a norma de fiabilidade indicada pelo gestor da rede e de uma estimativa do custo razoável da nova capacidade (o custo líquido das novas entradas ou «net-CONE»). A interseção desta capacidade-alvo com o net-CONE marca um ponto na curva da procura. O gráfico 3 *infra* apresenta um exemplo de curva da procura de capacidade.

Gráfico 3

Curva ilustrativa da procura de capacidade



Fonte: autoridades do Reino Unido.

(55) O net-CONE é determinado com base no preço de equilíbrio da capacidade que se espera obter no leilão e, se necessário, é revisto para cada leilão, por exemplo com base nas estimativas dos novos custos de engenharia das capacidades de produção novas e nas informações obtidas em leilões anteriores. O custo das novas entradas baseia-se em estimativas do custo de capital das capacidades novas fornecidas por um relatório ([18]) encomendado pelas autoridades do Reino Unido, tomando como pressupostos uma taxa mínima de rendibilidade de 7,5 % e um período de retorno do investimento de 25 anos.

(56) A par do nível de capacidade-alvo e do net-CONE, outros parâmetros fundamentais da curva da procura são: o limite de preço do leilão (o preço máximo que o Governo está disposto a pagar para adquirir capacidade), o limite de aceitação de preços (o preço máximo a que as centrais existentes podem oferecer capacidade no leilão ([19])) e o nível mínimo de oferta necessário para realizar o leilão (um requisito mínimo de concurso). O Governo confirma os parâmetros finais para cada leilão de capacidade imediatamente antes da abertura do período de pré-seleção correspondente.

(57) O limite de preço do leilão determina o ponto mais alto da curva da procura — ou seja, o preço a que não será leiloada mais capacidade. O objetivo de um limite de preço consiste em proteger os consumidores britânicos de problemas imprevistos no leilão, como a falta de concorrência ou o abuso do poder de mercado pelos participantes. No entanto, segundo as autoridades do Reino Unido, a fixação de um limite de preço excessivamente baixo

([18]) *Electricity generation cost model. 2013 update of non-renewable technologies*. Abril de 2013. Elaborado por Parsons Brinckerhoff para o Department of Energy and Climate Change. PIMS Number: 3512649A.
([19]) Ver considerandos 70 e 71.

poderia afastar os proponentes e reduzir a concorrência, pelo que é importante fixar o limite de preço num nível que incentive a concorrência no leilão de capacidade e permita que o mercado estabeleça um preço eficiente para as novas capacidades com base na apreciação, pelos participantes, dos riscos e das potenciais remunerações nos mercados da eletricidade e da capacidade. A definição de um limite de preço adequado depende de uma avaliação do grau de incerteza da estimativa central do net-CONE.

(58) Em 2014, o Governo do Reino Unido fixou o limite de preço em 75 GBP/kW. O RU explicou que este limite de preço é superior ao preço de equilíbrio modelizado para o leilão em vários cenários credíveis, mas não suficientemente elevado para permitir que as centrais exerçam um poder de mercado significativo se a participação das capacidades novas for limitada. Procura assegurar também que as capacidades novas não podem querer recuperar integralmente os seus custos fixos na proposta que apresentam no leilão — esta deve ter em conta, pelo menos, os rendimentos do mercado da energia e os pagamentos do mercado de capacidade para além do período de contrato inicial para o projeto ser viável.

(59) O Governo tem ainda outra oportunidade, antes do leilão, para se certificar de que nele haja uma concorrência suficiente. As partes que tenham sido pré-selecionadas para participar no leilão devem comprometer-se, com duas semanas de antecedência, a oferecer capacidade no leilão. O Governo pode rever então a lista de unidades de capacidade que participarão no leilão — tomando em consideração, por exemplo, o volume oferecido, a mistura de tecnologias e a propriedade das unidades oferecidas — e pode cancelar o leilão, se não estiver convencido de que o processo será suficientemente competitivo para beneficiar os consumidores.

2.4.2. *Frequência e formato dos leilões*

(60) O leilão de capacidade realiza-se todos os anos para o fornecimento num prazo de quatro anos: por exemplo, o leilão de 2014 tinha em vista o fornecimento em 2018/2019, decorrendo o ano de fornecimento entre 1 de outubro de 2018 e 30 de setembro de 2019. Desde a execução da medida em 2014, realizaram-se quatro leilões T-4: em 2014, 2015, 2016 e 2017. O Reino Unidos suspendeu o leilão T-4 programado para 2018, com fornecimento em 2022, na sequência da anulação da Decisão de 2014 da Comissão pelo acórdão do Tribunal Geral. Para assegurar o aprovisionamento em 2022, as autoridades do RU comunicaram em dezembro de 2018 que, no âmbito da medida notificada, iriam organizar, a título excecional, um leilão T-3 em 2019 (ver considerando 18 alínea d) *supra*).

(61) No ano imediatamente anterior ao ano de fornecimento do leilão principal, realiza-se outro leilão T-1. O processo de determinação da curva da procura para este leilão é idêntico ao do leilão principal (T-4) — sendo a decisão final tomada pelo Governo com base numa análise apresentada pelo gestor da rede. O leilão T-1 garante a aquisição da quantidade de capacidade correta, quando estão disponíveis previsões da procura mais precisas, e é importante para permitir que as capacidades de gestão da procura (que têm dificuldade em participar num leilão quatro anos antes do fornecimento) participem ativamente no mecanismo. Desde a execução da medida em 2014, realizou-se um leilão T-1 no início de 2018 para o ano de fornecimento de 2018/2019 ([20]). Tal como referido refere no considerando 18, alínea a), *supra*, realizou-se um leilão T-1 condicional, suplementar, de substituição em junho de 2019 para o ano de fornecimento de 2019/2020.

(62) Alguma capacidade é retirada dos leilões T-4 e «reservada» para os leilões T-1. Em 2014 e 2015, a quantidade de capacidade reservada baseou-se numa avaliação da capacidade de gestão da procura rentável que poderia participar nos leilões e foi publicamente divulgada quando a curva da procura para o leilão T-4 foi publicada (2,5 GW). Em março de 2016, o Governo do Reino Unido procedeu a uma revisão da metodologia utilizada para determinar a capacidade reservada para o leilão T-1. Na sequência dessa revisão, foi acordada uma nova metodologia de «reserva de capacidade», baseada na aplicação de um intervalo de confiança de 95 % em torno da recomendação anual da National Grid para os leilões T-4, apresentada no ECR, a qual vem sendo utilizada desde 2016. Ao modelizar o processo de minimização das perdas (*Least Worst Regrets* — LWR) no ECR, a National Grid calcula um intervalo de confiança de 95 % em torno da recomendação de capacidade. O quadro 3 *infra* apresenta o volume reservado para os leilões T-1.

([20]) O RU introduziu ainda um leilão de capacidade suplementar em janeiro de 2017 para contratar capacidade a fornecer entre 1 de outubro de 2017 e 30 de setembro de 2018. Este leilão suplementar foi aprovado pela Decisão da Comissão relativa aos auxílios estatais C(2016) 7757 final sobre o auxílio SA.44475 (2016/N).

Quadro 3

Reserva para o leilão T-1 e capacidade de aquisição no T-1

(GW)

Ano de fornecimento	Objetivo de aquisição no leilão T-4	Capacidade reservada ao T-1	Objetivo de aquisição no leilão T-1	Quantidade adquirida no leilão T-1
2018/2019	48,6	2,5	4,9	5,79
2019/2020 (leilão condicional)	44,7	2,5	2,7	3,68
2020/2021	51,7	0,6	Não aplicável	Não aplicável
2021/2022	49,2	0,4	Não aplicável	Não aplicável

(63) Se a procura baixar entre os leilões T-4 e os leilões T-1, o volume de capacidade leiloado no leilão T-1 é reduzido. No entanto, uma vez que os leilões T-1 proporcionam uma melhor via de acesso ao mercado para a DSR, em 2014 o Governo do Reino Unido comprometeu-se a leiloar pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes. No leilão T-1 para o ano de fornecimento de 2018/2019, o volume de capacidade adquirido foi mais do dobro da capacidade reservada quatro anos antes (4,9 GW em comparação com os 2,5 GW inicialmente previstos) e no leilão condicional T-1 para o ano de fornecimento de 2019/2020, o objetivo de aquisição também foi superior à capacidade inicialmente reservada (2,7 GW em comparação com 2,5 GW).

(64) O Governo do Reino Unido espera organizar leilões de capacidade T-4 e T-1 todos os anos, mas só pode tomar uma decisão definitiva sobre a realização ou não de um leilão de capacidade quando a pré-seleção para o mesmo está concluída.

(65) O Governo do Reino Unido pode cancelar ou adiar o leilão em qualquer momento, até se iniciar a primeira ronda do leilão. Se não o cancelar, este avança automaticamente. Depois de se iniciar o leilão, o Governo só pode rejeitar o seu resultado se existir uma suspeita razoável de que a NG, enquanto organismo de execução, não geriu o leilão de acordo com os regulamentos e as regras. Se o Governo não cancelar o leilão, este é automaticamente validado. Depois de se iniciar o leilão, o Governo não tem poderes para influenciar o seu resultado.

(66) Todos os leilões do mercado de capacidade são descendentes, com preço uniforme, sendo todos os participantes escolhidos pagos de acordo com o critério da última proposta aceite. Os leilões são geridos com base em regras previamente definidas. No início do leilão, o leiloeiro anuncia um preço elevado e os participantes elegíveis apresentam as suas ofertas para indicar a quantidade de capacidade que estão dispostos a fornecer a esse preço. Este processo é repetido várias vezes segundo um calendário pré-determinado até se encontrar o preço mais baixo em que a procura corresponda à oferta. É pago o mesmo preço de equilíbrio a todos os adjudicatários (*pay-as-clear model*) São ainda tomadas várias medidas para minimizar os riscos de jogo e assegurar resultados eficazes.

(67) Quando decidem o volume de capacidade que irão fornecer a um dado preço de capacidade, os participantes devem ter em conta a possibilidade de obterem rendimentos no mercado da energia. Os rendimentos esperados do mercado da energia variam de fornecedor para fornecedor em função das suas previsões quanto aos fatores de carga, aos preços grossistas e aos preços do combustível e do carbono.

(68) Em 2014, o Reino Unido considerava que a gestão da procura assente na redução do consumo («*turn-down*» DSR), a gestão da procura baseada na produção e a produção integrada (ou ligada à rede de distribuição) (até 50 MW) eram setores emergentes que necessitavam de apoio suplementar para se prepararem para a concorrência nos principais leilões do CM. Em consequência, foram realizados dois leilões transitórios (TA) para 2016 e 2017 com o intuito de os apoiar. Embora o primeiro leilão transitório estivesse efetivamente aberto às três categorias de capacidade acima referidas, o êxito obtido pela produção integrada (ou ligada à rede de distribuição) e pela DSR derivada da produção no primeiro TA e nos leilões T-4 de 2014 e 2015 levou o RU a considerar que esses participantes tinham maturidade suficiente para competirem eficazmente nos leilões principais do CM contra outros tipos de capacidade, sem necessitarem de mais apoio específico. Excluiu, por conseguinte, estes recursos do segundo (e último) leilão TA, permitindo apenas a participação da DSR assente na redução do consumo. Além disso, para o segundo TA, o Reino Unido anunciou que tinha decidido experimentar se a adoção de um limite de participação mais baixo (ou seja, 500 kW em vez de 2 MW) poderia alterar o regime do mercado de capacidade a longo prazo de forma benéfica para todos os participantes. O quadro 4 mostra os resultados do TA.

Quadro 4

Contratos de aquisição de capacidade (reduzida, MW) através dos leilões transitórios

	1.º leilão TA	2.º leilão TA
Produção ligada à rede de distribuição	328	não aplicável
Total DSR, do qual	475	312
— DSR derivada da produção	322	não aplicável
— DSR assente na redução do consumo: — *Incluindo capacidade < 2 MW*	153 — *não aplicável*	312 — *8,5 (representando 8 CMU)*
Total	**803**	**312**

(69) O quadro 5 mostra, relativamente a cada leilão realizado desde 2014, a quantidade a adquirir recomendada pela NG, o volume a atingir aprovado pelo Secretary of State e a quantidade finalmente adquirida nos leilões T-4 e T-1.

Quadro 5

Necessidades de capacidade

(GW)

	Quantidade a adquirir recomendada pela National Grid no ECR	Recomendação da National Grid ajustada da quantidade a adquirir no leilão após a pré-seleção	Quantidade a adquirir Volume a atingir aprovado pelo Secretary of State	Quantidade adquirida no leilão
T-4 2014	53,3	48,6	48,6	49,3 ([1])
T-4 2015	47,9	44,7	45,4	46,4
T-4 2016	49,7	51,1	51,7	52,4
T-4 2017	50,5	49,2	49,2	50,4
T-1 2017	6,3	4,9	4,9	5,79
T-1 2019 (leilão condicional)	4,6	4,3 (novembro de 2018) 2,3 (maio de 2019)	2,7	3,6

([1]) Após a cessação dos contratos em fevereiro de 2018, a capacidade é de 47,53 GW.

2.4.3. *Tomadores de preços*

(70) Para atenuar o poder de mercado no leilão, os potenciais fornecedores de capacidade que tenham sido pré-selecionados são classificados como «tomadores de preços» (que não podem licitar acima de um limite relativamente baixo) ou como «fixadores de preços» (que podem fazê-lo). Os fornecedores de capacidade existentes são tomadores de preços por defeito. Os novos intervenientes e os recursos de gestão da procura são classificados como fixadores de preços e podem licitar livremente até ao limite de preço global do leilão. Segundo o Reino Unido, esta distinção reforça os incentivos para os participantes apresentarem propostas correspondentes ao valor real da sua capacidade e reduz o risco de as centrais existentes com menores custos procurarem fixar um preço elevado nos anos em que a entrada de novos operadores no mercado não é necessária. O Reino Unido alega que se deve fixar o limite para os tomadores de preços num nível que abranja a maioria das centrais existentes, mas que seja suficientemente baixo para atenuar o risco de jogo. O limite para os tomadores de preços foi fixado em 25 GBP/kW (50 % do net-CONE), um valor suficientemente elevado para abranger a maioria das centrais existentes.

Em 2014, os modelos elaborados pelo Reino Unido indicaram que cerca de 80 % das centrais existentes seriam abrangidas. O quadro 6 mostra que, na realidade, foram cerca de 60 % as centrais existentes abrangidas pelo limite para os tomadores de preços. O montante de 25 GBP/kW também é significativamente inferior ao custo esperado das novas entradas. Em consequência, um limite de 25 GBP/kW para os tomadores de preços também atenua o risco de jogo.

Quadro 6

Centrais existentes abrangidas pelo limite para os tomadores de preços desde 2014

Leilão	Central existente abrangida pelo limite para os tomadores de preços		
	Capacidade (MW)	%	Preço de equilíbrio (GBP/kw)
2014 T-4	25 007	67	19,40
2015 T-4	39 286	80	18,00
2016 T-4	29 548	56	22,50
2017 T-4	31 099	57	8,40
2017 T-1	2 306	29 ([1])	6,00
2019 T-1 (condicional)	1 758 ([2])	49	0,77

([1]) A elevada percentagem de capacidades existentes que participaram como «fixadores de preços» no leilão T-1 deve-se provavelmente ao facto de estas capacidades serem em grande parte provenientes das centrais mais antigas, mais marginais, que não podem comprometer-se, através dos leilões T-4, a permanecer em atividade a tanta distância do ano de fornecimento.

([2]) Capacidades de produção existentes que obtiveram contratos de capacidade. Após a pré-seleção, 6 803 MW (72 %) qualificaram-se como tomadores de preços.

(71) As centrais existentes que tenham custos particularmente elevados podem ser autorizadas a participar como fixadores de preços (e licitar acima do limite para os tomadores de preços), mas devem apresentar uma justificação para a necessidade de um maior nível de pagamento (por exemplo, um certificado do conselho de administração e um plano de negócio apresentado ao conselho de administração do fornecedor). A justificação deve ser apresentada à Ofgem e pode ser utilizada em eventuais investigações relativas a um abuso do poder de mercado.

(72) Os fornecedores existentes que apresentem propostas de preço superior ao limite para fixadores de preços e não obtenham um contrato de capacidade no leilão, mas continuem em atividade no ano de fornecimento, são suscetíveis de ser investigados pela Ofgem, que pode utilizar as informações apresentadas em leilão juntamente com a proposta de preço.

(73) Os novos intervenientes podem fixar um preço sem justificarem a sua proposta, mas, se houver a perceção de que procuram exercer o seu poder de mercado, essa situação também possa ser investigada pela Ofgem no âmbito da sua função normal de controlo do cumprimento da legislação. O nível de licitação está, em qualquer caso, sujeito ao limite de preço fixado na curva da procura disponibilizada antes do leilão.

2.4.4. *Duração do contrato de capacidade*

(74) Aos fornecedores de capacidade selecionados no leilão são adjudicados contratos de capacidade ao preço de equilíbrio. A duração dos contratos de capacidade disponíveis varia de modo que assegure a igualdade de condições de concorrência entre os fornecedores de capacidade.

(75) A maioria dos fornecedores de capacidade existentes acede a contratos de um ano. Os fornecedores de capacidade de produção com despesas de capital superiores a um limite inicial de 125 GBP/kW (renovação de centrais) são elegíveis para contratos de capacidade de 3 anos no máximo. Os fornecedores de capacidade de produção com despesas de capital superiores ao montante inicial de 250 GBP/kW (novas centrais) são elegíveis para contratos de capacidade de 15 anos no máximo. Estes limites são revistos anualmente e sofreram ligeiros aumentos ao longo do tempo, situando-se em 135 GBP/kW e 270 GBP/kW, respetivamente, em dezembro de 2018. Os contratos superiores a um ano só estão disponíveis para os participantes nos leilões T-4.

(76) Para garantir segurança regulamentar e fomentar a confiança dos investidores nos mecanismos, as principais condições dos contratos de capacidade estão salvaguardadas por «direitos adquiridos» ([21]) (sob reserva de regulamentação futura em contrário, embora até agora não tenha havido alterações desse tipo). Essas condições principais são as seguintes:

a) Duração do contrato;

b) Preço da capacidade e direito a pagamento;

c) Obrigação de capacidade e valor de redução;

d) Etapas cumpridas e taxas de rescisão aplicáveis;

e) Responsabilidade máxima pelas sanções.

(77) O Reino Unido alega que a concessão de contratos de capacidade de duração mais longa aos novos intervenientes é justificada pelo intuito de promover a entrada de novos operadores concorrentes no mercado. A oferta de um contrato a longo prazo aos novos intervenientes no mercado permite-lhes obter um financiamento a menor custo para o seu investimento. O RU considera que tal permite também atenuar as barreiras à entrada no caso das empresas independentes que não podem financiar o seu investimento em novas capacidades com rendimentos provenientes de outra central da sua carteira. Ao encorajarem a concorrência no mercado de capacidade, os contratos a longo prazo podem, por conseguinte, ajudar a reduzir os custos suportados pelos consumidores nos mercados da energia e de capacidade. Segundo as autoridades do Reino Unido, a oferta de contratos a longo prazo deverá igualmente reduzir o risco de que os participantes com despesas de investimento ou de renovação elevadas procurem recuperar esses custos na íntegra durante a vigência de um contrato de um ano.

2.5. **Mercado secundário (negociação)**

(78) Entre o leilão e o fornecimento, bem como no(s) ano(s) de fornecimento, os participantes podem ajustar a sua posição através de negociação, por exemplo, assumindo uma maior ou menor obrigação, ou encontrando capacidades alternativas para dar resposta a carências temporárias. A negociação secundária é um instrumento importante para as partes gerirem o risco de exposição a sanções no mercado de capacidade. No âmbito do mercado de capacidade são permitidas diversas formas de negociação secundária: negociação financeira, reafetação do volume e negociação de obrigações.

2.6. **Fornecimento**

(79) O mercado de capacidade obedece a um modelo de «energia fornecida»: os fornecedores de capacidade são obrigados a fornecer energia sempre que necessário para garantir a segurança do aprovisionamento, ou seja, em situações de pressão real sobre o sistema. Se não o fizerem, estão sujeitos sanções. O modelo inclui também a realização de testes físicos de capacidade adicionais. A incapacidade de demonstrar o nível de capacidade necessário todas as vezes que são obrigados a fazê-lo leva à retenção dos pagamentos de capacidade até que essa demonstração seja feita.

2.6.1. *A obrigação dos contratos de capacidade*

(80) No âmbito da obrigação dos contratos de capacidade, entende-se por períodos de pressão sobre o sistema quaisquer períodos de meia hora em que exista controlo da tensão ou deslastre de carga controlado em algum ponto da rede durante 15 minutos ou mais. Os fornecedores são obrigados a determinar a sua própria resposta nessas alturas e evitar violar o código ou as condições da licença existentes. Até à data, o gestor da rede emitiu apenas dois avisos do mercado de capacidade, em 31 de outubro de 2016 e 7 de novembro de 2016. A medida devia ter funcionado plenamente, pela primeira vez, no inverno de 2018/2019.

(81) Para assegurar que os participantes conseguem gerir de forma adequada o risco de exposição a sanções, por exemplo o risco de várias centrais avariarem simultaneamente, o gestor da rede publicou um aviso de pressão sobre o sistema através de um «alerta do mercado de capacidade», baseado na metodologia descrita nas *Capacity Market Rules* (8.4.6) ([22]). A menos que um alerta tenha sido emitido, um período de escassez não desencadeia a aplicação de sanções do mercado de capacidade ou a realização de pagamentos por superação da capacidade estipulada.

(82) Os contratos de capacidade obrigam os participantes a fornecer uma determinada quantidade de eletricidade. A obrigação de um fornecedor em períodos de pressão é calculada com base nas obrigações que tenha assumido através dos leilões T-4 e T-1, acrescidas de eventuais obrigações secundárias assumidas para os períodos específicos em que ocorrem episódios de pressão.

([21]) Uma cláusula de anterioridade é uma disposição em que uma regra antiga continua a ser aplicável a algumas situações existentes enquanto uma nova regra é aplicada a todos os casos futuros.

([22]) https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules

(83) Nos períodos de pressão antecedidos por um alerta do mercado de capacidade emitido com pelo menos quatro anos de antecedência, as obrigações dos fornecedores seguem a carga («*load following*»). Tal significa que apenas são obrigados a produzir eletricidade ou reduzir a procura até ao nível total da sua obrigação se, para satisfazer a procura, for necessário fornecer toda a capacidade prevista nos contratos celebrados no mercado. Num período de pressão em que apenas 70 % dessa capacidade total seja necessária para satisfazer a procura, cada fornecedor apenas é obrigado a produzir eletricidade ou reduzir a procura até 70 % da sua obrigação de capacidade.

(84) Segundo as autoridades do Reino Unido, as obrigações de seguimento da carga são adequadas para que os produtores terem incentivos para funcionarem eficientemente no mercado e são proporcionais aos danos causados aos consumidores por qualquer carga não distribuída. Se todos os participantes corressem o risco de sofrerem sanções relativas ao total da sua obrigação de fornecimento de capacidade sempre que houvesse pressão sobre o sistema, o mercado de capacidade geraria sinais para que as centrais se preparassem para produzir mesmo que fosse economicamente ineficiente fazê-lo — aumentando as emissões e as faturas dos consumidores.

2.6.2. *Sanções*

(85) O regime de sanções visa incentivar os fornecedores de capacidade a fornecerem energia sempre que necessário. As unidades com desempenho inferior ao esperado são penalizadas, enquanto as que excedem o nível esperado são remuneradas pela superação da capacidade estipulada, pelo que, no final do ano, os pagamentos de capacidade de cada unidade refletem aproximadamente o desempenho da mesma. O regime de sanções é constituído por três elementos principais:

a) Um limite de responsabilidade mensal de 200 % dos rendimentos obtidos mensalmente pelo fornecedor no mercado de capacidade, o qual, atendendo à ponderação dos pagamentos mensais em função da procura da rede, pode expor os fornecedores a sanções que podem atingir 20 % dos seus rendimentos anuais em qualquer mês;

b) Um limite geral anual de 100 % dos rendimentos anuais;

c) Uma taxa sancionatória correspondente a 1/24 avos dos pagamentos de capacidade anuais de um fornecedor.

2.6.3. *Regime de testes*

(86) O regime de sanções é complementado por um rigoroso sistema de demonstrações de desempenho destinado a garantir que os fornecedores de capacidade conseguem fornecer energia quando necessário e que só recebem pagamentos de capacidade se forem fiáveis. Isto é especialmente importante nos anos de fornecimento sem períodos de pressão, em que os testes ao desempenho dos fornecedores asseguram que estes são fisicamente capazes de cumprir as suas obrigações de capacidade.

2.7. **Orçamento, financiamento da medida e fluxos de pagamentos**

(87) O quadro 7 mostra um resumo dos resultados dos vários leilões do mercado de capacidade realizados desde 2014, incluindo os leilões transitórios (TA).

Quadro 7

Resumo dos resultados dos leilões do mercado de capacidade

Leilão	Capacidade adquirida em leilão GW	Preço de equilíbrio GBP/kW	Orçamento total da capacidade afetada em leilão [1] Milhões de GBP
T-4 2014	49,3	19,40	1 734
T-4 2015	46,4	18,00	1 082
T-4 2016	52,4	22,50	2 012
T-4 2017	50,4	8,40	500
T-1 2017	5,8	6,00	35
T-1 2019 (condicional)	3,6	0,77	3
TA 2016	0,8	27,50	22
TA 2017	0,3	45,00	14

[1] Os registos do CM são regularmente atualizados para refletir a capacidade que já está abrangida por um contrato. O total aqui apresentado representa a quantidade afetada no leilão. Esta não foi ajustada em relação às capacidades que optaram por desistir, uma vez que leilão deixou de ser elegível para pagamentos de capacidade. Os valores não foram ajustados para ter em conta a inflação.

(88) Nos termos do artigo 6.º, n.º 1, dos Regulamentos de 2014 relativos à capacidade elétrica (pagamentos aos fornecedores, etc.), todos os fornecedores licenciados devem pagar uma taxa de fornecedor do mercado de capacidade para financiar os custos do CM (ou seja, as despesas com o financiamento dos pagamentos de capacidade aos fornecedores) de acordo com o seguinte processo:

a) Os pagamentos são definidos em função da procura da rede — pelo que os fornecedores de capacidade recebem uma maior percentagem dos seus pagamentos nos meses de procura elevada (ou seja, durante o inverno) e uma percentagem menor nos períodos de baixa procura.

b) Três meses antes de o ano de fornecimento começar, os fornecedores preveem a sua procura entre as 16 e as 19 horas durante a semana, do início de novembro até ao fim de fevereiro, e comunicam essas estimativas ao organismo pagador.

c) As taxas aplicadas aos fornecedores são determinadas com base na sua quota de mercado prevista, sendo cobradas taxas mensais aos fornecedores licenciados com o intuito de harmonizar o perfil de pagamento com os fornecedores de capacidade. As taxas são calculadas com base na procura registada entre as 16 e a 19 horas durante a semana, nos meses de inverno, de modo que incentive os referidos fornecedores a reduzirem a procura de eletricidade por parte dos seus clientes durante os períodos em que esta é geralmente mais elevada. Tal deveria levar a uma diminuição da capacidade necessária e, logo, a uma redução dos custos do mercado de capacidade.

d) As taxas aplicadas aos fornecedores são atualizadas de modo que reflita os dados reais referentes à quota de mercado, assim que ficam disponíveis, tal como acontece com o atual processo de conciliação do *Balancing and Settlement Code* (BSC). Este processo de conciliação prolonga-se por 14 meses, enquanto são recebidos os dados da procura revistos.

(89) Todos os fluxos de pagamento associados ao mercado de capacidade, para todos os participantes, são calculados e administrados pelo organismo pagador, assistido por um prestador de serviços de liquidação (Elexon). O papel e as responsabilidades do organismo pagador e da Elexon são descritos na secção 2.2.

(90) Os pagamentos de capacidade são determinados pelos montantes fixados no contrato de capacidade de cada fornecedor, segundo os resultados do leilão em causa, para cada ano de fornecimento: os pagamentos de capacidade correspondem ao volume de capacidade que os fornecedores de capacidade escolhidos propuseram no leilão de capacidade, multiplicado pelo preço de equilíbrio.

(91) Os fundos recebidos pelo organismo pagador são depositados numa conta bancária não remunerada dos serviços bancários do Estado. O organismo pagador é igualmente responsável por receber, conservar e (se necessário) devolver qualquer garantia depositada por produtores de eletricidade recém-construídos ou por operadores de gestão da procura no âmbito do processo de pré-seleção, antes de cada leilão de capacidade.

(92) Os principais fluxos financeiros de e para o organismo pagador são os seguintes:

a) A partir do exercício financeiro de 2015/2016, os fornecedores são obrigados a pagar mensalmente ao organismo pagador as denominadas «*settlement body charges*». A «taxa do organismo pagador» cobre os custos administrativos da manutenção da função de liquidação do mercado de capacidade suportados pelo organismo pagador (e pelo seu agente). A cobrança desses pagamentos segue o exercício financeiro do Reino Unido, que decorre de abril a março, ou seja, num calendário distinto de outros fluxos de pagamentos do mercado de capacidade, sujeitos ao exercício de capacidade de outubro a setembro.

b) Os fornecedores são obrigados a apresentar uma garantia de crédito antes do início de cada mês do ano de fornecimento. A garantia deve ser equivalente a 110 % da sua taxa de fornecedor mensal e visa assegurar a continuidade dos fluxos de pagamentos ao fornecedor de capacidade em caso de incumprimento por parte de um fornecedor.

c) Os fornecedores são obrigados a pagar uma «taxa de fornecedor mensal» ao organismo pagador, o mais tardar, no prazo de 24 dias úteis a contar do final de cada mês do ano de fornecimento. A taxa de fornecedor mensal é uma obrigação imposta aos fornecedores (através de uma condição da sua licença de fornecimento) para financiar o mercado de capacidade.

d) Caso não desempenhem satisfatoriamente as suas obrigações de capacidade e num período de pressão que ocorra durante o ano de fornecimento, os fornecedores de capacidade são obrigados a pagar uma sanção pecuniária ao organismo pagador, o mais tardar, no prazo de 24 dias úteis a contar do final do mês.

e) O organismo pagador paga aos fornecedores uma «remuneração da capacidade», ou seja, um montante determinado em função da sua obrigação de capacidade (o volume estabelecido no leilão de capacidade), no prazo de 29 dias a contar do final de cada mês do ano de fornecimento. Todos os pagamentos aos fornecedores são financiados pelas receitas das taxas aplicadas aos fornecedores licenciados. Caso um fornecedor de capacidade não tenha pago a sua sanção pecuniária, o pagamento que lhe é devido fica retido até a sanção ser saldada. Os pagamentos efetivos aos fornecedores têm em conta as eventuais obrigações negociadas entre a data do leilão e o período de fornecimento.

f) Caso os fornecedores de capacidade excedam o volume previsto nas suas obrigações de capacidade durante um período de pressão ocorrido no ano de fornecimento, o organismo pagador procede a um «pagamento por superação da capacidade estipulada». Os pagamentos por superação da capacidade estipulada devidos a cada fornecedor de capacidade são calculados no final do exercício de capacidade e pagos com os fundos recolhidos sob a forma de sanções ao longo desse ano. Este facto não aumenta o nível global dos pagamentos de capacidade num dado exercício, uma vez que os pagamentos por superação da capacidade estipulada compensam as sanções cobradas por incumprimento da capacidade.

g) Se for caso disso, o organismo pagador devolve aos fornecedores um «montante residual das sanções». Trata-se do rendimento remanescente após os pagamentos por superação da capacidade acumulados ao longo do exercício terem sido efetuados de acordo com a taxa necessária.

2.8. **Adequação da produção na Grã-Bretanha**

2.8.1. *O mercado da eletricidade na Grã-Bretanha*

(93) Em 1 de abril de 2005, o Reino Unido introduziu na Grã-Bretanha um conjunto único de mecanismos de comércio e transporte grossista de eletricidade, os BETTA (*British Electricity Trading and Transmission Arrangements*). Os BETTA baseiam-se no comércio bilateral entre os produtores, os fornecedores, os consumidores e os comerciantes de eletricidade, e no autodespacho pelos participantes em vez do despacho a nível central.

(94) No âmbito dos BETTA, os contratos de eletricidade são acordados, nos mercados de futuros, desde vários anos até 24 horas antes de um determinado período de meia hora de fornecimento. As bolsas de eletricidade a curto prazo e os intermediários de energia dão aos participantes a oportunidade de ajustarem as suas posições contratuais desde uma a 24 horas antes do fornecimento. Todas as transações são bilaterais e pagas ao preço registado na bolsa de eletricidade ou acordado a nível bilateral, ou através de um intermediário.

(95) Nos termos dos BETTA, o preço grossista da eletricidade remunera os produtores pela eletricidade e capacidade que fornecem, cabendo aos investidores a decisão de investir com base nas suas expetativas de recuperação dos custos desse investimento através da venda de eletricidade no mercado grossista da eletricidade.

(96) Mais próximo do fornecimento, há um mecanismo de balanço através do qual o gestor da rede aceita ofertas e propostas de eletricidade em tempo quase real. Este mecanismo permite que o gestor da rede equilibre a oferta e a procura. No momento do «fecho», uma hora antes de cada período de fornecimento de meia hora, os produtores são obrigados a informar o gestor da rede a respeito da energia que estão contratualmente obrigados a fornecer e da produção esperada de cada central. Os fornecedores (retalhistas) devem declarar a quantidade que se comprometeram por contrato a comprar e que deverá corresponder à quantidade que os seus clientes irão previsivelmente consumir. Por último, através de um processo de liquidação de desvios são efetuados pagamentos de e aos participantes no mercado cujas posições contratadas não correspondam à sua produção ou ao seu consumo de eletricidade efetivamente medidos. Outros custos de balanço do sistema são igualmente liquidados. Os participantes têm de pagar um preço de compensação dos desvios ou preço de «*cash-out*» (acerto de contas) relativamente penalizador, se as posições contratualizadas não corresponderem ao seu consumo ou produção efetivos. Por conseguinte, o preço da compensação dos desvios ou «*cash-out*» incentiva os participantes a ajudarem a equilibrar o sistema em tempo real.

(97) No final de dezembro de 2017, o Reino Unido possuía, no total, 81,3 GW de capacidade de produção de eletricidade. Além disso, o RU possui quatro interconectores que permitem o comércio com a Europa: Inglaterra-França (2 GW de capacidade), Inglaterra-Países Baixos (1 GW), Irlanda do Norte-Irlanda (0,6 GW) e País de Gales-Irlanda (0,5 GW) ([23]). O interconector NEMO, entre a Inglaterra e a Bélgica (1 GW), ficou operacional em 31 de janeiro de 2019.

([23]) Estes valores são extraídos do *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2018* https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2018-main-report

2.8.2. *Problemas de adequação da produção*

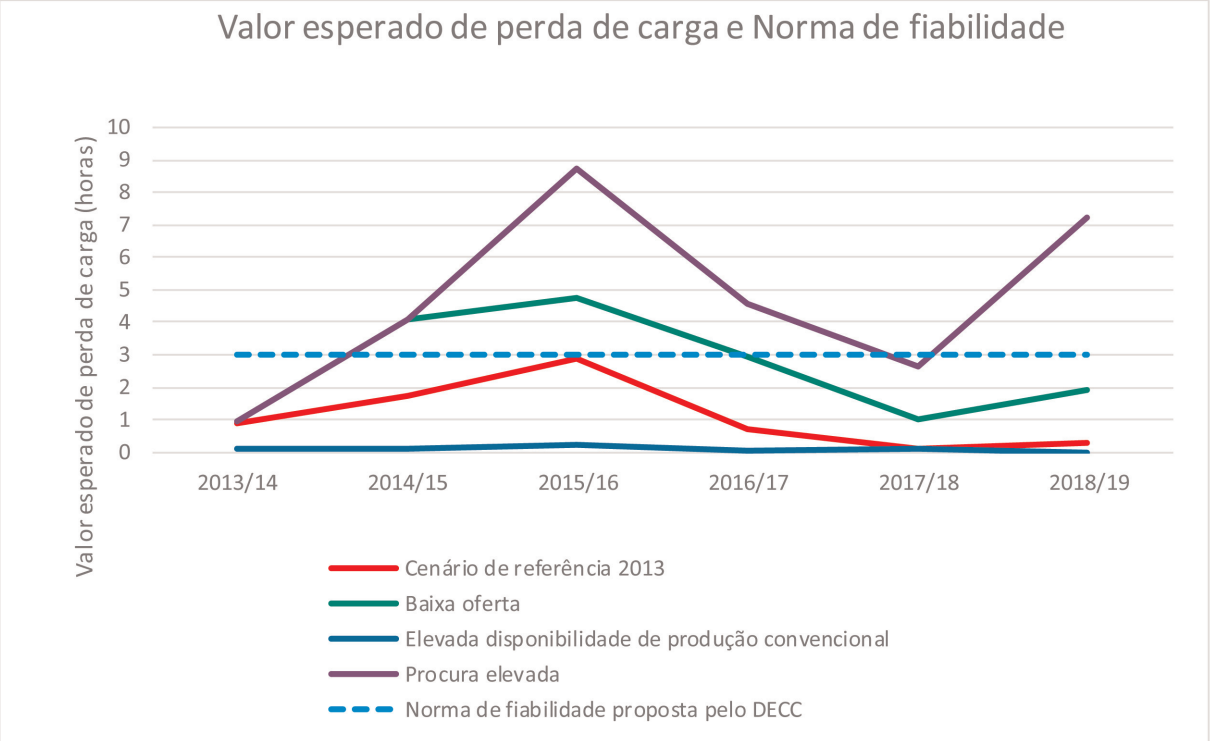
(98) A norma de fiabilidade exprime-se em termos de valor esperado de perda de carga (*Loss of Load Expectation* — LOLE). Isto implica o estabelecimento de uma norma para determinar o número médio de horas por ano em que, num ano normal, não é esperado que a procura seja satisfeita pela oferta. O LOLE representa o número de horas por ano em que, a longo prazo, é estatisticamente previsível que a oferta não consiga satisfazer a procura. Trata-se de uma abordagem probabilística — ou seja, a quantidade efetiva variará em função das circunstâncias do ano em causa, por exemplo se o inverno é mais ou menos frio, se um número invulgarmente elevado de centrais elétricas deixam de funcionar em dada altura, a eletricidade produzida a partir da energia eólica durante os picos de procura e todos os outros fatores que afetam o equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade. Todavia, ao interpretar este parâmetro, importa ter em conta que um certo nível de perda de carga não é equivalente à mesma quantidade de interrupções no fornecimento de energia. Na maioria dos casos, a perda de carga é gerida sem impactos significativos nos consumidores. Um LOLE superior a três horas é o nível crítico estabelecido pelo Reino Unido.

(99) Na notificação, o Governo referiu que, independentemente da abordagem de modelização escolhida, é muito difícil prever com total confiança as perspetivas futuras da segurança do aprovisionamento de eletricidade devido à sensibilidade da previsão a pressupostos fundamentais como a procura de eletricidade, as decisões de retirada de capacidades, a construção de novas centrais, a contribuição dos interconectores e os fatores de disponibilidade de diferentes tecnologias.

(100) Aquando da notificação da medida, em 2014, o Reino Unido declarou que na avaliação da capacidade elétrica realizada em 2013 pela Ofgem, se demonstrava que o LOLE iria atingir 9 horas em 2015/2016 (embora dizendo que o impacto no cenário de elevada disponibilidade da produção convencional era reduzido), recuperando depois para voltar a aumentar em 2018/2019. Nessa altura, o RU considerou que os diversos cenários demonstravam a incerteza existente, indicando o cenário com valores mais elevados que haveria um LOLE superior a 3 horas em 2018/2019, situação que justificava claramente uma intervenção, no entender do Reino Unido. O cenário de referência da Ofgem previa 0,75 GW de exportações líquidas durante o inverno.

Gráfico 4

Valor esperado de perda de carga e norma de fiabilidade, apresentados pelo Reino Unido na sua notificação de 2014



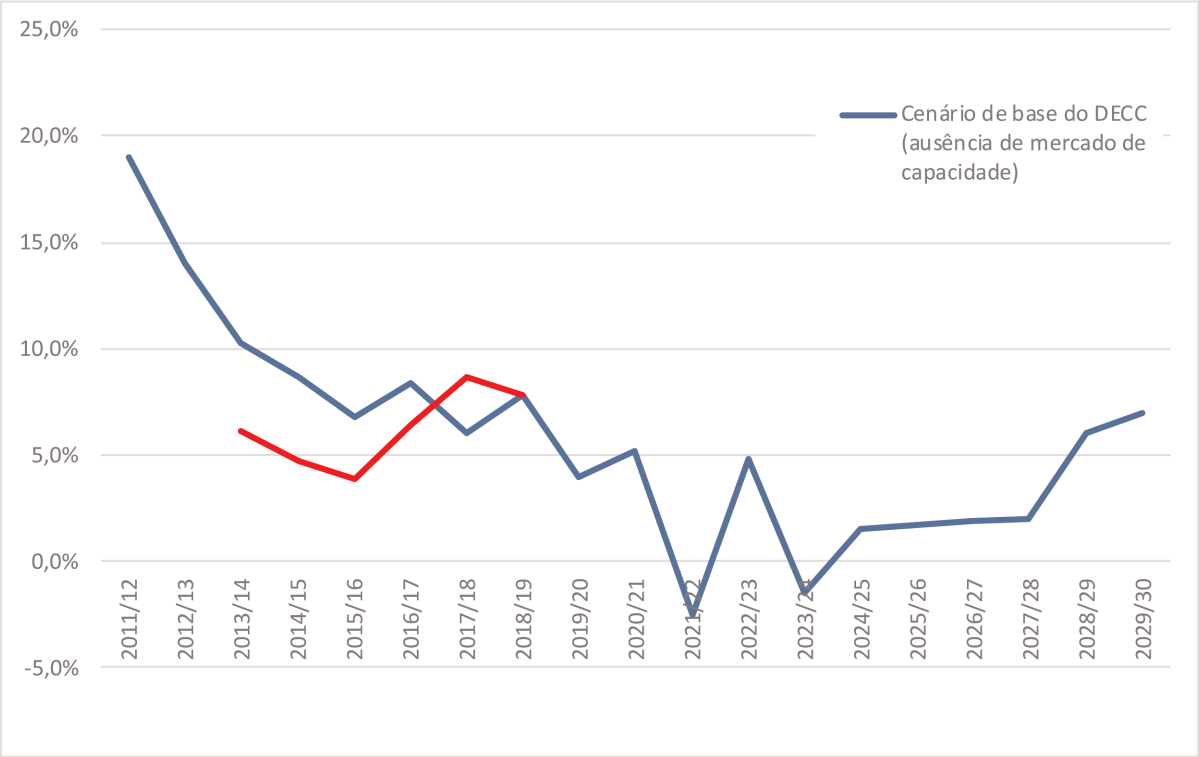
Fonte: Ofgem, análise do DECC.

(101) O Reino Unido declarou ainda que o Department of Energy and Climate Change (DECC) do Reino Unido também tinha realizado simulações do investimento na produção de eletricidade até 2030. O cenário de base do DECC sem

mercado de capacidade apresentava uma tendência semelhante à análise da Ofgem até 2016/2017. Após 2016/2017, o cenário de base do DECC previa uma tendência descendente das margens de capacidade, que se prolongaria até ao início da década de 2020. Os modelos elaborados pelo DECC partiram do pressuposto de que os interconectores forneceriam 2,9 GW adicionais até 2030 e que os interconectores, em termos líquidos (ou seja, considerando todas as capacidades de interconexão no seu conjunto), não importariam nem exportariam nos períodos de pico da procura.

Gráfico 5

Estimativas a longo prazo das margens de capacidade reduzida, apresentadas pelo Reino Unido na sua notificação de 2014



Fonte: Ofgem 2013, análise do DECC de 2013.

(102) O Reino Unido considera que a análise realizada pelo Governo e uma análise separada apresentada pela National Grid demonstram que o CM continua a ser necessário para assegurar o cumprimento da norma de fiabilidade com um LOLE de 3 horas. Quando se exclui o CM da modelização, é provável que a norma de fiabilidade seja violada todos os anos incluídos nos modelos.

(103) No âmbito nos cenários energéticos futuros ([24]), a NG elabora um cenário de base de 5 anos para a reforma do mercado da eletricidade (EMR) com o objetivo de avaliar a capacidade que deve ser adquirida nos leilões do mercado de capacidade. Em dezembro de 2018, a NG apresentou um conjunto revisto de pressupostos para avaliar o impacto que a inexistência do CM no Reino Unido produziria no cenário de base. Segundo a avaliação da NG, sem o mercado de capacidade, o LOLE variaria entre 3 e 7 horas, entre 2019/2020 e 2023/2024.

(104) O Department of Business, Energy, and Industrial Strategy (BEIS) do RU efetuou uma análise, independentemente da National Grid, utilizando as recomendações mais recentes por esta formuladas no ECR (ECR2018), em conjunto com as informações comerciais do BEIS e a sua avaliação económica das centrais. A análise conclui que o LOLE previsto viola a norma de fiabilidade com um LOLE de 3 horas todos os anos até 2030 (LOLE entre 3 e 345 horas, entre 2019/2020 e 2029/2030).

2.8.3. *Razões subjacentes aos problemas de adequação da produção*

(105) O Reino Unido alega que há duas grandes deficiências do mercado que explicam o problema de adequação da produção descrito na secção anterior.

(106) A primeira deficiência do mercado reside no facto de a fiabilidade ser um bem público. Os clientes não podem escolher o nível de fiabilidade que desejam, uma vez que o gestor da rede não os pode desligar seletivamente e que os consumidores não reagem à evolução dos preços grossistas em tempo real. Por conseguinte, é previsível que os

([24]) http://fes.nationalgrid.com/

fornecedores de capacidade não assegurem o nível de fiabilidade mais indicado do ponto de vista social se não houver uma intervenção. Este facto pode implicar também custos elevados para a sociedade devido à falta de fiabilidade do aprovisionamento de eletricidade. Esses custos seriam externos se não forem imputados aos produtores de eletricidade.

(107) A segunda deficiência do mercado reside no problema da «falta de dinheiro» (*missing money*). Este conceito foi identificado e descrito em estudos académicos e afeta os mercados apenas centrados na energia ([25]). Teoricamente, num mercado apenas centrado na energia, a questão de os consumidores não poderem escolherem o nível de fiabilidade que desejam poderia ser resolvida permitindo que os preços aumentem para um nível que reflita o valor médio da energia não distribuída, ou seja, o nível de preços que os consumidores já não estariam dispostos a pagar pela energia, e que os produtores de eletricidade recebam rendas de escassez. Na prática, porém, é possível que um mercado apenas centrado na energia não consiga transmitir os sinais de mercado corretos para garantir a máxima segurança do aprovisionamento e permitir a obtenção pelos investidores do financiamento necessário para os projetos de construção de novas capacidades. Tal significa que, por si só, os rendimentos do mercado de eletricidade podem não dar origem a suficientes investimentos em capacidade devido à «falta de dinheiro». Há dois motivos para que isto aconteça:

a) A impossibilidade de os preços refletirem a escassez: os atuais preços grossistas da energia não são suficientemente elevados para refletir o valor da capacidade adicional necessária em períodos de escassez. Tal deve-se ao facto de as taxas aplicadas aos produtores que se desviaram do volume de capacidade contratualizado no mecanismo de balanço (*cash-out*) não refletirem integralmente o custo das medidas de balanço tomadas pelo gestor da rede (p.ex., a redução da tensão).

b) A incerteza quanto ao aumento dos preços, mesmo que este seja possível: em situações em que os preços no mercado grossista da energia deveriam atingir níveis elevados, os investidores receiam que o Governo/entidade reguladora do mercado reaja ao que considere ser um abuso do poder de mercado, por exemplo introduzindo um limite de preço. Receiam igualmente que os preços pura e simplesmente não aumentem — por exemplo, se a capacidade eólica for superior ao previsto, reduzindo as oportunidades de distribuição de capacidades mais caras produzidas a partir de fontes de energia não renováveis.

(108) O Reino Unido sustenta que a «falta de dinheiro» não é um problema teórico. Historicamente, os preços de acerto de contas da Grã-Bretanha não excederam 938 GBP/MWh. O RU alega que recentes situações de escassez no mercado da Grã-Bretanha provam igualmente que os preços não subiram para os níveis que seriam de esperar. O Governo do RU e a Ofgem encomendaram um estudo independente para estimar o valor da energia não distribuída (VEND), o qual concluiu que o valor médio, para os consumidores, da prevenção de cortes nos períodos de pico de procura na rede ronda os 17 000 GBP/MWh ([26]).

(109) O Reino Unido afirma que as deficiências do mercado são agravadas a curto e médio prazo pelos planos de encerramento muito rápido das capacidades existentes: segundo o cenário central da NG, se os rendimentos do CM deixassem de estar disponíveis, em 2019/2020 poderiam ser encerradas capacidades, num volume de até 8 GW, das centrais de carvão e gás natural existentes em 2018/2019.

2.8.4. *Medidas adicionais destinadas a garantir a adequação da produção*

(110) Além da medida notificada, o Reino Unido tomou e continua a tomar várias medidas, no mercado de eletricidade da Grã-Bretanha, com o intuito de colmatar as deficiências do mercado enunciadas na secção anterior. As três principais iniciativas referidas na notificação do RU são a seguir enumeradas.

(111) A primeira medida referida pelo Reino Unido tinha por objetivo reduzir as necessidades globais de eletricidade e melhorar a reatividade da procura dos consumidores. O RU afirmou estar a tomar medidas para reduzir as necessidades globais de eletricidade, por exemplo através do regime *Green Deal and Energy Company Obligation*. O RU procura igualmente oportunidades para incentivar reduções da procura a longo prazo (que o Governo designa por *Electricity Demand Reduction* ou EDR) e reduções da procura a curto prazo, como o nivelamento e a modulação da procura (que o Governo designa por *demand side response* ou DSR). Em especial, o RU está empenhado em garantir que todas os agregados familiares e pequenas empresas do país recebam um contador inteligente até ao final de 2020 ([27]). Os contadores inteligentes permitem aplicar as tarifas em função da hora do dia (*time-of-use* — ToU), com redução dos preços da energia nos períodos de baixo consumo. A primeira tarifa ToU estática do Reino Unido foi introduzida pela *Green Energy* no início de 2017 e oferecia aos clientes que tivessem contadores inteligentes uma taxa de eletricidade muito mais baixa durante a semana, no período noturno. Contudo, essa tarifa não reflete os custos grossistas reais, o que permitiria que os consumidores reagissem em

([25]) Cramton e Stoft (2006): «The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity»; Joskow (2006): «Competitive Energy Markets and Investment in New Generating Capacity»; Cramton, Ockenfels e Stoft (2013): «Capacity Market Fundamentals»

([26]) London Economics «The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain» (2013).

([27]) O número de contadores de eletricidade domésticos inteligentes explorados pelos grandes fornecedores de energia multiplicou-se por 26 entre o segundo trimestre de 2014 e o terceiro trimestre de 2018. O número de contadores de eletricidade avançados e «tipo-inteligentes» explorados pelos grandes fornecedores de energia em pequenas instalações não-domésticas aumentou 12 %, entre o segundo trimestre de 2014 e o terceiro trimestre de 2018. Todavia, no terceiro trimestre de 2018, os contadores inteligentes e tipo-inteligentes (que funcionam em modo inteligente) representavam menos de 30 % do número total de contadores de eletricidade domésticos explorados pelos grandes fornecedores de energia. *Fonte:* https://www.gov.uk/government/statistics/statistical-release-and-data-smart-meters-great-britain-quarter-3-2018

tempo real ([28]). Além disso, após os trabalhos anteriormente realizados e um convite à apresentação de informações, em julho de 2017, o Governo do Reino Unido e a Ofgem publicaram, em conjunto, o *Smart Systems & Flexibility Plan* (plano de sistemas inteligentes e flexibilidade) ([29]). Este plano descreve os princípios subjacentes à abordagem do RU para promover a transição para um sistema inteligente e flexível, e 29 ações a realizar pelo Governo, a Ofgem e/ou a indústria.

(112) A segunda medida consiste na reforma dos mecanismos de acerto de contas (*cash-out*). Os preços dos desvios, ou de acerto de contas, incentivam os participantes no mercado a assegurarem que os volumes de eletricidade que vendem ou consomem correspondem aos volumes que se comprometeram por contrato a vender ou consumir. O RU sustenta que a reforma do funcionamento do mercado contribui para garantir a segurança do aprovisionamento.

(113) Em 2012, a Ofgem lançou a *Electricity Balancing Significant Code Review* (EBSCR) (Revisão significativa do código de balanço do mercado da eletricidade) ([30]), a fim de dar resposta a várias preocupações de longa data a respeito dos fatores que têm diminuído os preços dos desvios. A Ofgem adotou e publicou a sua decisão política final em maio de 2014 ([31]). As reformas dos mecanismos de acerto de contas são as seguintes:

a) Os preços de acerto de contas tornaram-se «marginais» ao serem calculados com base nas medidas mais caras que o gestor da rede adota para equilibrar o sistema. Este método foi introduzido gradualmente, prevendo-se na primeira etapa que os preços fossem calculados, a partir de novembro de 2015, com base na média das principais medidas do gestor da rede equivalentes a 50 MWh (e não 500 MWh). A partir de novembro de 2018, os preços passaram a ser calculados com base nas principais medidas equivalentes a 1 MWh;

b) Foi incluído um custo para os cortes de energia e a redução de tensão nos cálculos do preço de acerto de contas com base no valor da energia não distribuída (VEND) para os clientes. Este custo foi introduzido por etapas, começando por 3 000 GBP/MWh a partir de novembro de 2015 e por 6 000 GBP/MWh a partir de novembro de 2018;

c) O método de determinação do preço dos custos de reserva foi aperfeiçoado ao refletir o valor que a reserva representa para os consumidores em períodos de pressão sobre o sistema. Para o efeito, introduziu-se uma função de determinação do preço de escassez da reserva, que atribui um preço à reserva, quando esta é utilizada, com base na escassez existente na rede ([32]);

d) Foi introduzida uma mudança no sentido de haver um único preço de acerto de contas em cada período de pagamento, para simplificar o sistema e reduzir os custos dos desvios, em especial para as partes com menor dimensão.

(114) A Ofgem publicou uma revisão da primeira fase da EBSCR ([33]). Desde a execução da primeira fase, o preço médio dos desvios (*cash out price*) diminuiu. A maioria dos preços dos desvios situa-se agora em 20-30 GBP/MWh e não em 30-40 GBP/MWh como acontecia anteriormente. Contudo, o preço dos desvios tornou-se mais volátil. O preço máximo nos dois anos anteriores à reforma foi de 429,10 GBP/MWh, ao passo que após a reforma passou a ser de 1 528,72 GBP/MWh.

(115) O Governo do Reino Unido considera que o mercado de capacidade e a reforma dos mecanismos de acerto de contas têm papéis distintos, mas complementares, na busca da segurança do aprovisionamento de eletricidade. É melhor continuar com o mercado de capacidade e apoiar a reforma dos mecanismos de acerto de contas do que depender apenas desta última pelas seguintes razões:

a) Embora a reforma dos mecanismos de acerto de contas deva reforçar os incentivos ao investimento no mercado da energia a longo prazo, é previsível que tenha menos impacto nos níveis globais de investimento a curto e médio prazo ([34]). Esta é uma consequência de os produtores de eletricidade venderem a maior parte da sua energia em mercados de futuros. No entanto, ao longo do tempo, a reforma dos mecanismos de acerto de contas fará aumentar os preços nos mercados de futuros, à medida que os produtores de eletricidade explorem as oportunidades de arbitragem entre os mercados de futuros e o preço no mecanismo de balanço;

b) A reforma dos mecanismos de acerto de contas não pode dar resposta ao maior risco para o investimento em capacidade térmica, num momento que o setor da eletricidade se está a descarbonizar: a capacidade térmica funcionará cada vez mais como reserva e terá de recuperar os seus custos fixos através da obtenção de preços elevados nas poucas ocasiões em que há escassez e os preços sobem muito;

([28]) Em dezembro de 2018, existia apenas uma tarifa ToU dinâmica, lançada em fevereiro de 2018 pela Octopus Energy, que fornece aos consumidores atualizações de preços a cada meia hora correspondentes aos custos reais do mercado grossista da energia.
([29]) https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/633442/upgrading-our-energy-system-july-2017.pdf
([30]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-scr-launch-statement
([31]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision
([32]) Utilizando a probabilidade de carga não distribuída (*Loss of Load Probability* — LOLP) e o valor da energia não distribuída (*Value of Lost Load* — VoLL).
([33]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/review-first-phase-electricity-balancing-significant-code-review
([34]) Note-se, porém, que a reforma dos mecanismos de acerto de contas melhorará significativamente os sinais de preços a curto prazo para o fornecimento e, portanto, os sinais para o investimento em capacidade flexível.

c) Na prática, os investimentos podem depender de um mercado líquido para a negociação de «opções de fiabilidade» em torno de um preço em tempo real — em que os fornecedores pagam aos produtores de eletricidade um preço fixo em troca da opção de comprar a energia a um preço de exercício. É pouco provável que esta questão se coloque no âmbito da reforma dos mecanismos de acerto de contas levada a cabo pela Ofgem, uma vez que o mercado, mesmo após a atual reforma desses mecanismos, continua a ser um quase-mercado em que o acerto de contas é determinado através de procedimentos administrativos complexos, mas pode desenvolver-se se for introduzido um mercado de balanço da energia elétrica que funcione como um mercado de referência sólido para a negociação das opções ([35]);

d) Não é certo que os investidores confiem na manutenção dos novos mecanismos. Isto acontece porque, quando se permite que os preços aumentem muito, a entidade reguladora tem cada vez mais dificuldade em avaliar se os preços muito altos resultam de um funcionamento eficiente do mercado ou de especulação. Em consequência, os produtores de eletricidade podem ter relutância em oferecer energia a preços elevados (por recearem uma investigação por abuso de mercado), ou prever que as autoridades públicas intervenham futuramente para impedir que as subidas de preços se tornem mais frequentes;

e) Caso as reformas dos mecanismos de acerto de contas sejam adotadas e corrijam as deficiências do mercado de forma eficaz, a existência de preços de acerto de contas mais agressivos é suscetível de reduzir os custos de aquisição de capacidade através do CM, de modo que diminua até zero o preço pago em leilão;

f) Embora, uma vez concluída, a reforma dos mecanismos de acerto de contas pudesse levar ao aumento dos preços em períodos de escassez, o elevado nível de incerteza inerente às situações de escassez faz com que a dependência em exclusivo de rendas de escassez altas seja uma estratégia arriscada para os investidores que queiram construir novos projetos de grande dimensão. O CM proporciona aos novos projetos um pagamento estável e regular por períodos de até 15 anos, reduzindo os riscos para os investidores e incentivando o investimento em capacidades novas e já existentes.

(116) A terceira medida referida pelo Reino Unido completa o mercado interno da energia e contribui para aumentar os níveis de interconexão. O RU transpôs o Terceiro Pacote da Energia para a legislação nacional e afirmou estar a contribuir para a elaboração de códigos de rede. Em especial, os códigos de rede da UE relativos ao mercado, que harmonizam os prazos em que a capacidade é atribuída e transacionada, introduzirão um conjunto normalizado de regras de mercado em toda a Europa e promoverão a realização de um mercado da energia competitivo a nível pan-europeu. O RU alega que esta evolução poderá incentivar o investimento em interconectores através de uma utilização mais eficiente dos ativos. Observa, ainda, que na Grã-Bretanha o nível de interconexão aumentou de 4 %, em 2014, para 6 % da capacidade total instalada, em 2019, nomeadamente quando o interconector NEMO ficou operacional em 31 de janeiro de 2019, e que poderá aumentar para 9 % até 2021 ([36]).

(117) O Reino Unido afirmou também que estava a participar ativamente no processo de identificação de projetos transfronteiriços prioritários de dois em dois anos, tal como previsto no «Regulamento RTE-E». Estes projetos prioritários obtiveram o estatuto de «projetos de interesse comum» (PIC) que lhes permitiu beneficiar de procedimentos de planeamento e autorização potencialmente mais rápidos, potenciais incentivos regulamentares e um possível acesso ao apoio financeiro do Mecanismo Interligar a Europa.

(118) O projeto *Integrated Transmission Planning and Regulation* (ITPR) da Ofgem ficou concluído em 2015 ([37]), tendo estabelecido o processo de avaliação das opções de rede (*Network Options Assessment* — NOA) e a publicação dos relatórios anuais da NOA. A análise do gestor da rede fornece melhores informações aos promotores de interconectores, incluindo os locais onde as novas capacidades de interconexão podem ser mais facilmente instaladas. A nova função inclui também a análise de propostas de interconexão específicas e a apresentação à Ofgem das respetivas avaliações de impacto.

2.9. **Duração**

(119) A *Energy Act 2013* não prevê uma data de termo para o mercado de capacidade. Contudo, a autorização do auxílio estatal é válida por um período de dez anos ([38]) a contar da data em que a medida foi pela primeira vez executada, em 2014 ([39]).

([35]) No âmbito das atuais disposições relativas ao pagamento com base no preço proposto (*pay-as-bid*) do mecanismo de balanço, as partes só podem obter rendas de escassez se conseguirem oferecer energia a esse preço antes do fecho (correndo neste caso o risco de não serem consideradas se não se verificar um período de pressão), ou se estiverem numa situação de desequilíbrio (correndo neste caso o risco de o preço ser inferior aos seus custos marginais a curto prazo se não se verificar um período de pressão). Para se desenvolver um mercado líquido de opções negociadas com base no preço do mercado de balanço, seria necessário que o mecanismo de balanço se tornasse um mercado de preço uniforme (*pay-as-clear market*), em que todos os produtores são pagos ao preço de referência.

([36]) Estes valores partem do pressuposto de que a capacidade de produção de eletricidade do Reino Unido permanece constante, no valor de 81,3 GW.

([37]) https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/integrated-transmission-planning-and-regulation-itpr-project-final-conclusions

([38]) Ver artigo 21.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (JO L 158 de 14.6.2019, p. 54).

([39]) Considera-se que a data de aplicação é 16 de dezembro de 2014, quando o primeiro leilão no âmbito do mercado de capacidade foi realizado.

2.10. **Motivos para dar início ao procedimento**

(120) Embora o mercado de capacidade tenha sido notificado pelas autoridades do RU antes da sua execução, a Decisão de 2014 que autoriza o regime foi anulada pelo Tribunal Geral. À luz do acórdão do Tribunal Geral que anulou a Decisão de 2014, a execução do auxílio em causa até o dito acórdão ser proferido deve ser considerada ilegal ([40]).

(121) Em conformidade com a Comunicação da Comissão relativa à determinação das regras aplicáveis à apreciação dos auxílios estatais concedidos ilegalmente ([41]), a Comissão apreciou a compatibilidade da medida com o mercado interno, desde dezembro de 2014 a novembro de 2018 e no futuro, com base nas condições estabelecidas na secção 3.9 das Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020 («EEAG») ([42]), que enuncia as condições específicas para o auxílio à adequação da produção, aplicáveis desde 1 de julho de 2014.

(122) O processo de adoção de uma nova decisão pode ser retomado no ponto exato em que a ilegalidade ocorreu ([43]).

(123) À luz das conclusões do acórdão do Tribunal Geral de que a Comissão devia ter tido dúvidas quanto à compatibilidade de determinados aspetos da medida com o mercado interno, a Comissão decidiu dar início ao procedimento formal de investigação.

(124) Com base nas informações disponíveis e nos elementos descritos na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos e apelou à apresentação de observações sobre os seguintes temas, em particular:

a) Adequação da medida:

(1) se a medida estava suficientemente aberta a todos os fornecedores de capacidade relevantes, em especial aos operadores de gestão da procura, devido às diferenças na duração aplicável dos contratos, à garantia limitada para o volume de capacidade reservada ao leilão T-1 e ao nível mínimo de capacidade exigido para a participação;

(2) se a participação da capacidade interconectada deve continuar a ser limitada pela utilização de um modelo baseado em interconectores.

b) Proporcionalidade da medida:

(1) se a medida foi proporcionada devido às diferenças de tratamento potencialmente discriminatórias dos operadores de gestão da procura, relativamente aos produtores de eletricidade, em termos de duração dos contratos;

(2) se o método de recuperação dos custos não incentivou suficientemente os consumidores para reduzirem o seu consumo durante os picos de procura e, por conseguinte, não minimizou o montante total de auxílio.

c) Prevenção de efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais:

(1) se a medida evitou esses efeitos, uma vez que os contratos a longo prazo estavam reservados às unidades de produção, limitando a abertura da medida, e que a participação direta de capacidades externas ainda não era permitida no mecanismo de capacidade da Grã-Bretanha.

3. **OBSERVAÇÕES DAS PARTES INTERESSADAS**

(125) A presente secção resume as observações que a Comissão recebeu, durante o período de consulta, de 35 partes interessadas, nomeadamente as que operam no setor da energia (empresas de produção convencional, interconectores, produtores de energia renovável e operadores de gestão da procura, bem como associações setoriais e organizações não governamentais), a Ofgem e a National Grid.

3.1. **Objetivo de interesse comum e necessidade da medida**

(126) Embora na decisão de início do procedimento a Comissão não tenha abordado explicitamente as questões do objetivo comum ou da necessidade da medida, algumas partes interessadas comentaram especificamente essas questões. A maioria apoiou o objetivo e a necessidade da medida. Algumas concordaram simplesmente com a conclusão preliminar da Comissão na decisão de início do procedimento, mas outras:

a) Referiram as análises efetuadas pela Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade (REORT para a eletricidade), pelo Governo do Reino Unido, pela National Grid e por terceiros, que demonstram que, sem o mercado de capacidade, a norma de fiabilidade do RU não seria cumprida;

([40]) Ver Processo C-199/06 CELF, ECLI:EU:C:2008:79, n.os 61 e 64.
([41]) Comunicação da Comissão relativa à determinação das regras aplicáveis à apreciação dos auxílios estatais concedidos ilegalmente (JO C 119 de 22.5.2002, p. 22).
([42]) JO C 200 de 28.6.2014, p. 1.
([43]) Processo 34/86 Conselho/Parlamento, Colet. 1986, p. 2155, n.º 47; Processo C-415/96, Reino de Espanha/Comissão, Colet. 1998, p. I-6993, n.º 31; e processo C-458/98 P, Industrie des Poudres Sphériques/Conselho, Colet. 2000, p. I-8147, n.º 82.

b) Afirmaram que, mesmo tendo em conta a recente evolução do mercado da energia (por exemplo, a introdução de contadores inteligentes), o mercado de capacidade continuava a ser necessário; ou

c) Explicaram que o mercado de capacidade transmitia um importante sinal de apoio ao investimento em novas capacidades e na manutenção das existentes.

(127) No que respeita ao papel e ao potencial da gestão da procura (DSR), algumas partes interessadas apontaram a participação de um volume crescente de DSR nos leilões como uma prova de que o mercado de capacidade foi corretamente concebido e não coloca obstáculos à DSR. Várias partes interessadas sublinharam igualmente o papel positivo dos leilões transitórios para incentivar o crescimento da DSR, designadamente por terem encerrado com preços mais elevados e não estarem abertos a outros fornecedores de capacidade.

(128) Outras partes interessadas questionaram a necessidade do CM, alegando que:

a) Passaria a haver excesso de oferta no mercado do Reino Unido. As observações destacaram a abordagem conservadora adotada pela National Grid nas previsões da procura e da oferta, as elevadas margens de capacidade para o inverno de 2018/2019, o baixo nível do LOLE, as garantias dadas pelo Reino Unido em relação à segurança do aprovisionamento nesse inverno, os baixos preços obtidos nos leilões e o crescimento significativo da interconexão;

b) O mercado apenas centrado na energia asseguraria mais eficazmente a adequação da produção, sobretudo depois de o Reino Unido realizar reformas como a instalação de contadores inteligentes, a reforma dos mecanismos de acerto de contas e os períodos de contagem de meia hora. Uma parte interessada referiu o mercado australiano apenas centrado na energia como um exemplo de que a volatilidade dos preços grossistas transmite sinais claros para investir na gestão da procura;

c) O CM perpetuaria o problema da «falta de dinheiro» ao baixar os preços de escassez, os quais são necessários para incentivar o investimento na DSR e no armazenamento. Vários documentos referiram a evolução dos preços da eletricidade na sequência do acórdão do Tribunal Geral como uma prova desse efeito de diminuição dos preços;

d) A Comissão deveria avaliar exaustivamente o potencial da DSR, ao longo de uma década, e o impacto do CM nesse potencial. Remetendo para os estudos, afirmam que i) se os contadores inteligentes e outros dispositivos úteis forem amplamente disseminados, em 2025 talvez fosse possível transferir 15 GW de procura doméstica num dia de pico da procura durante o inverno; ii) as estimativas de um modelo de 2012 indicavam que os clientes industriais podiam disponibilizar uma capacidade de 4-5 GW de DSR; enquanto iii) o potencial de DSR de todos os edifícios não domésticos e não industriais variava, segundo as estimativas de 2012, entre 1,2 e 4,4 GW num dia de pico de procura no inverno; iv) em 2050, poderia ser disponibilizado até 1 GW de DSR em Londres. Consideram também que a participação da DSR nos leilões do CM é baixa, tendo obtido apenas 1,37 % do total da capacidade leiloada. Por último, algumas partes interessadas criticaram os leilões transitórios (TA) dizendo que não são suficientes para promover a DSR, devido à exclusão dos operadores de gestão da procura que tenham contratos no âmbito dos leilões a longo prazo e ao facto de o segundo TA ter sido limitado à DSR assente na redução do consumo, não sendo, por conseguinte, suficiente para promover este tipo de DSR a longo prazo. Disseram lamentar também que o Reino Unido não tivesse prolongado o TA por mais dois anos.

3.2. **Adequação da medida**

3.2.1. *Escolha do instrumento*

(129) Uma parte interessada alegou que o CM era suscetível de apresentar várias incoerências com o Regulamento (UE) 2019/943 porque i) o Reino Unido já terá realizado a maioria das reformas do mercado da energia necessárias para evitar um CM e ii) se subsistirem problemas de capacidade residuais, seria preferível uma reserva estratégica.

3.2.2. *Remuneração unicamente do serviço de pura disponibilidade de capacidade*

(130) Algumas partes interessadas alegaram que as atuais disposições de notificação antes dos períodos de pressão (ou seja, avisos de quatro horas, sendo o calendário e a gravidade do período de pressão identificados *ex post*) são desvantajosas para os ativos descentralizados, incluindo a DSR. Sugeriram, assim, que o Reino Unido deve estudar a introdução de um mecanismo de despacho ou de mais alertas antes de um período de pressão.

(131) Algumas partes interessadas afirmaram que o atual regime de sanções pode não ser suficientemente forte para garantir uma resposta efetiva dos fornecedores de capacidade nos períodos de pressão sobre o sistema.

(132) Certas partes interessadas alegaram que basear a definição de períodos de pressão num modelo de «energia fornecida» viola o disposto no ponto 225 das EEAG e permite que os fatores de redução sejam manipulados de forma a discriminar as tecnologias com baixas emissões de carbono (eólica e solar) e as tecnologias alternativas (como o armazenamento).

3.2.3. *Abertura da medida a todos os fornecedores de capacidade relevantes*

3.2.3.1. Potencial discriminação dos operadores de gestão da procura devido à ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo

(133) Algumas partes interessadas alegaram que a exigência de que os titulares de contratos de capacidade respondam aos períodos de pressão em qualquer hora do dia e enquanto durarem dificultava a participação dos operadores de gestão da procura no CM. Defendiam, por conseguinte, que fossem oferecidos contratos de capacidade delimitados no tempo através do CM.

3.2.3.2. Diferenças na duração disponível dos contratos

(134) Ao abrigo das atuais regras do CM da Grã-Bretanha, a maioria dos fornecedores de capacidade acede a contratos de um ano. Só os fornecedores de capacidade de produção que efetuem despesas de capital acima de certos limites são elegíveis para contratos de capacidade a longo prazo, que podem chegar a 15 anos.

(135) Para justificar as exclusões dos operadores de gestão da procura dos contratos a longo prazo, muitas partes interessadas apontaram i) os baixos níveis de despesas de capital desses operadores ([44]), ii) a sua preferência por contratos a curto prazo devido à volatilidade das suas carteiras, iii) a necessidade de dispor de contratos a longo prazo para as capacidades novas ou renovadas, a fim de evitar propostas mais onerosas nos leilões do CM, maiores níveis de auxílio e lucros aleatórios para as capacidades existentes. Algumas partes interessadas referiram também que os operadores de gestão da procura que utilizam produção instalada a montante do contador de rede ainda tinham a possibilidade de se qualificarem para um contrato a longo prazo se atingissem o limite de despesas de capital e se participassem no leilão como produtores.

(136) Algumas partes interessadas sugeriram i) que se limite a duração dos contratos a um ano para todas as capacidades, ou ii) que apenas se permitam contratos de duração a inferior a 5 anos, mas não com base nas despesas de capital, que não têm em conta todos os custos financeiros da DSR (designadamente os custos operacionais), ou iii) que se permita o acesso dos operadores de gestão da procura a contratos de 3 a 5 anos. Outras partes sugeriram que o sistema baseado nos limites de despesas de capital seja mantido, mas dando a qualquer tecnologia que os satisfaça (ou seja, incluindo as tecnologias utilizadas pelos operadores de gestão da procura) a oportunidade de aceder a contratos a longo prazo e revendo regularmente os limites de despesas de capital ou até criando vários limites diferentes para garantir a neutralidade tecnológica.

3.2.3.3. Garantia limitada para o volume de capacidade reservada ao leilão T-1

(137) Algum volume de capacidade não é leiloado com quatro anos de antecedência (T-4) e fica «reservado» ao leilão realizado com um ano de antecedência (T-1). Se a procura baixar entre os leilões T-4 e os leilões T-1, a quantidade de capacidade leiloada no leilão T-1 é reduzida. No entanto, como os leilões T-1 proporcionam uma melhor via de acesso ao mercado para a DSR, em 2014, o do Reino Unido comprometeu-se a leiloar pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes.

(138) Algumas observações indicaram que as disposições em vigor não eram satisfatórias, uma vez que a organização de um T-1 é imprevisível. O Governo do Reino Unido pode decidir cancelar o leilão ou alterar o volume a leiloar num T-1. Algumas partes interessadas sugeriram que se fixasse a quantidade a adquirir num T-1 como uma percentagem da capacidade necessária para o ano de fornecimento ou da capacidade leiloada num T-4. Outras partes afirmaram que era necessário ir aumentando o volume leiloado nos leilões T-1 ao longo de cinco anos. Por último, algumas partes sugeriram i) a eliminação dos leilões T-4; ii) a organização de leilões semanais suplementares ou iii) a organização de leilões T-2 suplementares.

(139) A maioria das partes interessadas afirmou considerar que as disposições em vigor eram adequadas e suficientes, destacando nomeadamente a importante taxa de sucesso da DSR nos leilões T-4. Justificaram essa opinião alegando i) que todos os intervenientes no mercado estão igualmente expostos à incerteza da organização ou dos volumes

([44]) As estimativas das despesas de capital dos operadores de gestão da procura incluídas nas observações são muito baixas («quase zero», «vários milhares de libras ou menos de 5 GBP/kW», «custo médio de 0,15 GBP/kW» nos leilões transitórios).

dos leilões T-4 e T-1, não havendo, por isso, qualquer discriminação da DSR; ii) que a reserva de maiores volumes de capacidade para os leilões T-1 poderia reduzir a competitividade dos mesmos e iii) que a reserva de maiores volumes de capacidade para os leilões T-1 poderia aumentar o risco de sobrecontratação de capacidade, se a capacidade necessária para o ano de fornecimento diminuísse para níveis inferiores aos anteriormente fixados.

3.2.3.4. Limite mínimo de participação

(140) Tal como descrito nos considerandos 30 e 31, é aplicável um limite mínimo de 2 MW para a participação no mercado de capacidade a todos os tipos de capacidades.

(141) Algumas partes interessadas sugeriram que se estabelecessem limites de participação muito mais baixos (100 kW, 500 kW, < 1 MW), referindo outros mercados em que a DSR pode participar (Interconexão Pensilvânia-Nova Jérsia-Marilândia (PJM), mercado de balanço e serviços auxiliares).

(142) Além disso, algumas partes criticaram o elevado nível da garantia de licitação aplicável à DSR e à produção (5 000 GBP/MW em 2014) dizendo era discriminatório para a DSR. Alegaram que tal poderia constituir uma barreira à entrada, sobretudo, de novos operadores de gestão da procura, uma vez que todos os participantes no mercado de capacidade tinham de comprometer-se a fornecer uma capacidade indeterminada e que para os operadores de gestão da procura poderia ser mais difícil cobrir um período de fornecimento longo do que para os produtores de eletricidade. Devido à perceção de que os operadores de gestão da procura apresentam maiores riscos de incumprimento, estes poderiam enfrentar mais dificuldades para financiar o montante da garantia de licitação.

(143) Em contrapartida, muitas partes interessadas destacaram a relevância de um limite de participação de 2 MW. Para além da necessidade de manter os custos administrativos num nível baixo, algumas partes interessadas afirmaram que i) o limite de 2 MW não parecia ser um obstáculo à participação da DSR, dado que o Reino Unido experimentou utilizar um limite de participação mais baixo no segundo leilão transitório (500 kW) e só se qualificaram oito CMU abaixo de 2 MW, que representavam menos de 3 % da capacidade global adquirida nesse leilão, e dado que nos últimos leilões não houve agregação das CMU de DSR em torno do limite de 2 MW. Assinalaram igualmente que ii) o limite de 100 kW utilizado pela PJM se aplica a contratações regionais de menor dimensão, não sendo, por conseguinte, comparável.

(144) Várias partes interessadas explicaram que a exigência de uma garantia de licitação era necessária para garantir um fornecimento efetivo e desencorajar projetos especulativos. Uma parte interessada recordou que, nos leilões transitórios em que a garantia de licitação não excedia 10 % do nível normal, uma elevada percentagem da nova capacidade contratada acabou por não ser fornecida (25 %).

(145) Algumas partes interessadas assinalaram, além disso, as vantagens concedidas à DSR em comparação com outras tecnologias:

a) Os operadores de gestão da procura não confirmados que não forneçam todo o volume da capacidade demonstrada durante os testes de DSR só perdem a sua garantia de licitação em termos proporcionais, desde que forneçam pelo menos 90 % da capacidade a que inicialmente se comprometeram, e mesmo nesse caso a CMU de gestão da procura pode manter o seu contrato de capacidade e evitar pagar taxas de rescisão desde que permaneça acima do limite de 2 MW;

b) As taxas de rescisão são mais baixas para a DSR (até 10 000 GBP/MW) do que para as outras formas de capacidade (até 35 000 GBP/MW);

c) A realização de testes conjuntos permite que os operadores de gestão da procura «reduzam os riscos» dos testes da DSR dispersando o risco de incumprimento do fornecimento contratado por várias CMU (ou seja, as CMU que tenham um fornecimento excedentário podem ser utilizadas para compensar aquelas cujo fornecimento fique aquém do acordado);

d) Desde 2015, os operadores de gestão da procura só necessitam de depositar a garantia de licitação uma única vez para uma CMU de DSR não confirmada, o que permite que esta seja pré-selecionada para vários leilões consecutivos apresentando apenas uma garantia de licitação;

e) Em 2016, o Governo do Reino Unido aumentou para 10 000 GBP/MW a garantia de licitação a depositar antes do leilão pelas novas centrais de produção, mantendo simultaneamente em 5 000 GBP/MW o nível da garantia de licitação para a DSR não confirmada;

f) Os operadores de gestão da procura têm automaticamente direito a participar nos leilões como «fixadores de preços» e a licitar acima do limite que os «tomadores de preços» são obrigados a aceitar;

g) Há um fator de redução uniforme de 84 % para a DSR, independentemente da tecnologia utilizada para fornecer a capacidade, enquanto as outras classes tecnológicas têm fatores de redução específicos, que variam entre 17 % e 96 %;

h) Os operadores de gestão da procura poderem participar em negociações secundárias antes de a capacidade ser confirmada.

3.2.3.5. Abertura da medida às fontes de energia renováveis e às novas tecnologias

(146) Algumas partes interessadas alegaram que certas fontes de energia renováveis — em especial, a energia eólica e solar — não estão atualmente autorizadas a participar no CM, em violação das EEAG. Embora se congratulassem com a adoção de novas regras para a energia solar e eólica em junho de 2019, criticaram o facto de essas regras não estarem já em vigor em 2014 e o facto de as novas regras se limitarem às energias eólica e solar, não incluindo outras fontes de energias renováveis (FER) nem outras tecnologias. Por exemplo, um parque eólico foi rejeitado na pré-seleção para o leilão T-4 em 2017. Além disso, não havia para o leilão T-4 de 2018 (cancelado) (ano de fornecimento de 2022/2023) nenhum mecanismo de pré-seleção das fontes de energia renováveis comerciais. Outras observações criticaram os fatores de redução aplicáveis às FER, dizendo que são demasiado restritivos.

(147) Outra parte interessada contestou a inclusão de fontes de energia renováveis intermitentes no CM — em especial as construídas e financiadas ao abrigo de outras medidas de apoio — uma vez que continuariam a funcionar independentemente do pagamento do CM e podiam não ser capazes de produzir e vender eletricidade durante um período de pressão.

3.2.3.6. Participação da capacidade interconectada

(148) Muitas partes interessadas salientaram o objetivo a longo prazo de uma participação direta das capacidades externas, insistindo simultaneamente na necessidade de dar ao Reino Unido tempo suficiente para se adaptar, em conformidade com o Regulamento (UE) 2019/943.

(149) Outras partes criticaram, porém, o atual modelo baseado em interconectores utilizado no Reino Unido e apelaram a uma transição célere para a participação direta de capacidades externas. Uma observação referiu que o retorno dos investimentos dos interconectores é regulamentarmente garantido através do mecanismo de limite mínimo e limite máximo («*cap and floor*»). Por conseguinte, não seria adequado que estes interconectores participassem no CM enquanto os projetos de produção subvencionados não estão autorizados a participar.

(150) Uma parte interessada observou que os interconectores deveriam ter sido autorizados a participar no leilão T-1 realizado no início de 2018 para o ano de fornecimento de 2018/2019. Criticou também a exclusão dos interconectores dos contratos de capacidade com mais de um ano de duração, bem como a metodologia de redução utilizada para os interconectores, que disse ser discriminatória, nomeadamente por ser calculada a nível individual e não por tipo de tecnologia, como acontece com as outras tecnologias participantes no CM.

3.3. **Proporcionalidade da medida**

(151) Uma parte interessada questionou a conformidade do CM da Grã-Bretanha com o ponto 230 das EEAG, uma vez que em 2016, os produtores existentes que foram escolhidos nos leilões do CM obtiveram um preço de 22,50 GBP/kW/ano, enquanto em 2017 receberam 8,40 GBP/kW/ano, o que aponta para a existência de sobrecompensação e lucros aleatórios.

3.3.1. *Diferenças na duração aplicável dos contratos*

(152) As observações relativas à duração aplicável dos contratos estão resumidas nos considerandos 134 a 136 *supra*.

3.3.2. *Exclusão da Short Term Operating Reserve (STOR) a longo prazo*

(153) Uma parte interessada alega que a participação no CM de fornecedores da STOR a longo prazo (ver considerando 32, alínea f)) conduziria a lucros aleatórios, enquanto a exclusão não prejudicaria a sua viabilidade económica inicial. Além disso, esses operadores poderiam participar no CM e nos leilões anuais relativos aos contratos da STOR a curto prazo e rescindir depois os seus contratos da STOR a longo prazo (se fossem escolhidos nos leilões do CM) sem qualquer penalização.

(154) Outra parte interessada sustenta que não é possível os fornecedores da STOR a longo prazo obterem lucros aleatórios, visto o CM ter levado a uma diminuição dos preços de acerto de contas e dos preços grossistas, bem como a uma menor utilização das centrais da STOR. Além disso, os fornecedores da STOR a longo prazo ficariam na prática excluídos porque as regras finais do CM especificaram que só as centrais elétricas que entraram em serviço após 2014 se podem qualificar como centrais novas. Acresce que os bancos não prefeririam um contrato do CM por um único ano a um contrato da STOR por 15 anos. Essa parte alega igualmente que um mecanismo de reembolso seria mais proporcionado do que a exclusão total e sugere que fossem retroativamente adjudicados à sua central os contratos do CM que lhe deviam ter sido adjudicados em 2014 e nos anos seguintes.

3.3.3. *Método de recuperação de custos*

(155) O método de recuperação de custos baseia-se no consumo de eletricidade entre as 16 e as 19 horas durante a semana, no inverno. Como explicado no considerando 187 da decisão de início do procedimento, o Reino Unido previa inicialmente, antes da consulta pública nacional sobre o mecanismo de capacidade, que o montante das tarifas fosse calculado com base na quota de mercado que os fornecedores de eletricidade tinham na procura de eletricidade registada nos períodos ditos de «tríade», ou seja, os três períodos de meia hora com picos de consumo de eletricidade mais elevados, anualmente, no Reino Unido, no período entre novembro e fevereiro.

(156) As observações recebidas a este respeito consideram, na sua maioria, que a metodologia de recuperação dos custos é proporcionada. Alegam que a metodologia atual assegura o justo equilíbrio entre, por um lado, uma base previsível e equitativa para tarifar os fornecedores e, por outro lado, a manutenção de um sinal para reduzir a procura durante o período de pico previsto.

(157) Algumas partes interessadas suscitaram também várias preocupações a respeito da metodologia de «tríade» alternativa, dizendo que:

a) essa metodologia não levaria a uma redução efetiva do volume de capacidade a adquirir através do CM, ou do custo dessa capacidade;

b) obrigaria os consumidores domésticos a suportar de forma desproporcionada os custos do CM;

c) constituiria uma base imprevisível para o cálculo das tarifas — devido à dificuldade de prever o fornecimento durante as tríades;

d) os períodos de pressão sobre o sistema não estariam necessariamente correlacionados com os três períodos de meia hora que constituem as tríades;

e) os esforços da DSR e/ou da produção integrada para evitar as tríades (utilizadas para financiar outras medidas) produziram decisões de despacho ineficientes e preços grossistas baixos nos períodos de pico.

(158) Outras partes interessadas criticaram a metodologia de recuperação dos custos que foi escolhida. No seu entender, i) esta não é compatível com a expectativa de que o CM só seja ativado durante os picos de procura; ii) poucos operadores de gestão da procura poderiam reduzir a procura todos os dias de semana durante o inverno entre as 16 e as 19 horas, e iii) o «verdadeiro» défice de capacidade seria sobrestimado e os custos globais do CM seriam mais elevados. Estas partes sustentam também que uma metodologia baseada nos períodos de tríade seria mais adequada porque criaria um mercado para a redução dos custos do CM. Uma parte interessada apresentou vários argumentos adicionais: a metodologia de tríade não afetaria a previsibilidade dos preços para a maioria dos fornecedores, visto que quase todos os clientes domésticos e pequenas empresas têm o seu perfil estabelecido; a prevenção dos períodos de tríade tem conseguido incentivar os clientes flexíveis a participarem na DSR; e a metodologia baseada no período das 16 às 19 horas estimula a utilização de eletricidade produzida com tecnologias poluentes a montante do contador para reduzir a procura nesses períodos.

(159) Algumas partes interessadas apoiaram a posição da Comissão, explanada no considerando 187 da decisão de início do procedimento, de que, ao apreciar esta questão, a Comissão tem também em conta o ponto 25 das EEAG, afirmando que a compatibilidade da medida deve ser apreciada apenas com base nos critérios estabelecidos na secção 3.9.5 das EEAG. Esta disposição não faz qualquer referência ao financiamento das medidas de adequação da produção. Outras partes, pelo contrário, remeteram para o acórdão do Tribunal Geral para criticar esta posição.

3.4. **Prevenção de efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais**

(160) Algumas partes interessadas afirmaram que o CM deve i) ser explicitamente concebido de modo que diminua as emissões de gases com efeito de estufa apoiando a segurança do sistema através de tecnologias com emissões nulas; ou ii) apoiar mais as energias renováveis, ou iii) favorecer as fontes de energia com importância estratégica do ponto de vista da descarbonização, excluindo ao mesmo tempo, progressivamente, os combustíveis ou tecnologias poluentes que não são compatíveis com um setor da eletricidade descarbonizado.

(161) Algumas observações sustentaram também que a investigação da Comissão devia ter em conta as novas regras para os mecanismos de capacidade estabelecidas no Regulamento (UE) 2019/943, em especial as destinadas a limitar as capacidades com elevadas emissões de CO_2.

3.5. **Obrigação de suspensão**

(162) Algumas partes interessadas destacaram várias medidas adotadas pelo Reino Unido após o acórdão do Tribunal Geral (ver considerando 18) — a organização de um leilão T-1 de substituição e (eventualmente) de um leilão T-3 (ver considerandos 53 e 156 da decisão de início do procedimento). Estas medidas continuariam a aplicar os contratos existentes em troca da perspetiva de um adiamento dos pagamentos e da continuação da cobrança de taxas dos fornecedores. Essa situação proporcionaria aos participantes no CM uma vantagem económica durante o período de suspensão e constituiria, portanto, um auxílio ilegal.

(163) Estas partes solicitaram à Comissão que emitisse uma injunção de suspensão nos termos do artigo 13.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2015/1589 do Conselho ([45]), ordenando ao Reino Unido que suspenda qualquer auxílio ilegal até que a Comissão tome uma decisão quanto à sua compatibilidade.

4. **OBSERVAÇÕES DO REINO UNIDO**

(164) A presente secção resume as observações recebidas do Reino Unido em 12 de abril de 2019 sobre a decisão de início do procedimento e as recebidas em 7 de junho de 2019, 19 de julho de 2019 e 12 de setembro de 2019.

4.1. **Objetivo de interesse comum e necessidade da medida**

(165) Segundo o Reino Unido, a sua análise, secundada pelo gestor da rede (*National Grid Electricity System Operator* — NG ESO), demonstra que ausência do CM afetaria negativamente a segurança do aprovisionamento de eletricidade do Reino Unido e aumentaria o valor esperado de perda de carga (LOLE) acima da norma de fiabilidade de 3 horas/ano, todos os anos, a partir de 2019/2020. Em 7 de junho de 2019, o Reino Unido informou que, em conjunto com o NG ESO, reviu a análise apresentada em dezembro de 2018 e descrita nos considerandos 102 a 104 (e nos considerandos 94 a 96 da decisão de início do procedimento), tendo confirmado que ela continua a representar a última e melhor opinião sobre a necessidade do CM.

(166) O Reino Unido discorda da alegação de que o mercado de eletricidade da Grã-Bretanha tem excesso de oferta:

a) O processo de definição de parâmetros utilizado pelo NG ESO não é excessivamente conservador, mas procura, pelo contrário, assegurar um equilíbrio adequado dos riscos (entre a sobrecontratação e a inadequação da capacidade) num processo intrinsecamente incerto. Recorda que a Ofgem concede incentivos ao NG ESO para que preveja a procura com exatidão ([46]);

b) As margens de capacidade superiores ao previsto para o inverno de 2018/2019 mostram a grande incerteza e dificuldade de prever com precisão as necessidades de capacidade futuras (tanto mais que a avaliação para 2018/2019 foi concluída no início de 2014). O relatório prospetivo de inverno (*Winter Outlook*) do gestor de rede (NG ESO) explicou que se previa que algumas unidades de maior dimensão, que não tinham sido selecionadas no leilão do CM, continuassem a funcionar no inverno de 2018/2019. Esta situação podia dever-se ao aumento dos preços grossistas em resultado da subida dos preços do gás e dos custos do carbono;

c) Esta mudança inesperada e favorável das condições de mercado antes do inverno de 2018/2019 permitiu também que o Governo do Reino Unido fizesse declarações tranquilizadoras sobre a situação da segurança do aprovisionamento nesse inverno apesar do acórdão do Tribunal Geral. Embora, atualmente, os preços de equilíbrio sejam baixos, o Reino Unido afirma que o facto de os elevados níveis de concorrência nos leilões terem permitido obter a capacidade necessária, incluindo algumas capacidades novas, com menores custos para o consumidor do que os inicialmente previstos, é um dos êxitos do CM;

d) Em relação à alegação de que o significativo crescimento dos interconectores levou a um excesso de oferta de capacidade, o RU observa que os interconectores participam nos leilões de capacidade de modo que o seu contributo para satisfazer as necessidades de capacidade do Reino Unido seja devidamente tida em conta. Os fatores de redução aplicáveis aos interconectores são revistos anualmente para que continuem a ser adequados.

(167) O Reino Unido contesta a ideia de que o mercado apenas centrado na energia está em melhores condições para garantir a adequação da produção. i) O RU recorda as deficiências do mercado descritas nos considerandos 105 a 109 (e nos considerandos 97 a 101 da decisão de início do procedimento). ii) No que diz respeito à instalação de contadores inteligentes, atualmente menos de um terço dos consumidores os utilizam e as tarifas dinâmicas em função da hora do dia estão ainda numa fase muito inicial. Por conseguinte, o Reino Unido não acredita que a deficiência do mercado relativa à fiabilidade como bem público se tenha alterado significativamente desde 2014,

([45]) Regulamento (UE) 2015/1589 do Conselho, de 13 de julho de 2015, que estabelece as regras de execução do artigo 108.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (JO L 248 de 24.9.2015, p. 9).

([46]) A Ofgem observa no seu *State of the Energy Market 2018* (Estado do mercado da energia em 2018): «As previsões da National Grid sobre a procura de transporte situaram-se sempre cerca de 1,5 GW, em média, acima dos resultados reais desde 2011. Embora se possa considerar prudente que o gestor da rede adote uma abordagem conservadora de previsão da procura, é necessário ter em conta os custos de aquisição de capacidade suplementar. Ao longo do último ano, a National Grid introduziu várias alterações no seu processo de previsão da procura, as quais levaram, de um modo geral, a reduções da procura subjacente prevista.»

sendo demasiado cedo para avaliar em que medida uma maior instalação desses contadores, no futuro, irá afetar esta deficiência do mercado. iii) A reforma dos mecanismos de acerto de contas suscitou um aumento dos preços de compensação dos desvios em períodos de pico da procura, desde a introdução do CM, mas o elevado nível de incerteza inerente às situações de escassez faz com que a dependência em exclusivo de rendas de escassez altas seja uma estratégia arriscada para os investidores: a reforma dos mecanismos de acerto de contas não é, por si só, suscetível de resolver o problema da falta de dinheiro. iv) Referindo a revisão das políticas energéticas da Austrália efetuada pela Agência Internacional da Energia em 2018, o RU salienta que a Austrália tem preços da eletricidade elevados devido à falta de concorrência e a problemas estruturais, não por ser um mercado apenas centrado na energia que funcione bem.

(168) O Reino Unido contesta igualmente a ideia de que o CM iria perpetuar o problema da falta de dinheiro. i) O processo de leilão competitivo revela claramente a dimensão da falta de dinheiro. À medida que as questões subjacentes que conduziram ao problema da falta de dinheiro sejam resolvidas e que as possibilidades de obter rendas de escassez através do mercado da eletricidade aumentem, o Reino Unido espera que os participantes no mercado fiquem menos dependentes dos rendimentos do CM porque os leilões competitivos farão baixar os preços de equilíbrio para valores iguais a zero. Nessa altura, é possível que o CM deixe de ser necessário. ii) Ao contrário do que algumas partes interessadas afirmam, o Reino Unido considera que os preços do mercado da eletricidade não foram afetados pelo acórdão do Tribunal Geral nem por decisões ou anúncios governamentais subsequentes. Examinando as tendências a longo prazo, afigura-se que os preços médios da carga de base e a volatilidade dos preços aumentaram efetivamente desde o primeiro ano de fornecimento do CM, em 2017/2018. Isto sugere que há outros fatores com maior influência nos preços e que algumas partes interessadas sobreavaliam o efeito de diminuição dos preços resultante do CM.

(169) Segundo o Reino Unido, citando o *EMR Electricity Capacity Report* da National Grid, de 2018, há muito poucos dados disponíveis sobre a gestão da procura e os registos do CM constituem a melhor fonte para os contratos de gestão da procura, tal como mostra o quadro 2 da decisão de início do procedimento (ver quadro 1 da presente decisão). A análise dos resultados dos primeiros leilões transitórios (ver quadro 4) indica que cerca de 70 % dos contratos obtidos pelos operadores de gestão da procura correspondiam a produção instalada a montante dos contadores, geralmente geradores auxiliares a gasóleo. Segundo o Reino Unido, um inquérito setorial recente aos operadores de gestão da procura indica um elevado nível de participação da DSR existente (70 %) no CM. Além disso, as estimativas da participação da DSR noutros serviços de eletricidade tendem a ser semelhantes: por exemplo, a quantidade de DSR que participou na carteira de produtos e serviços de balanço da National Grid em 2015 ascendeu a cerca de 708 MW. O RU afirma que se fizeram muitas tentativas para estimar o potencial volume de capacidade de DSR existente, no total, no Reino Unido, mas que esses esforços enfrentam importantes limitações, muitas vezes relacionadas com a falta de dados concretos, produzindo estimativas muito diferentes. Por exemplo, o Reino Unido referiu que, enquanto a Association for Decentralized Energy estimou, em 2016, que em 2020 seria possível desligar componentes num volume de até 9,8 GW, em todo o Reino Unido, pelo menos uma vez por ano, o *Future Energy Scenario* de 2018 da National Grid considera que uma DSR assente na redução do consumo, viável a nível industrial e comercial, poderá atingir 1 GW em 2019/2020, e prevê que este valor quase duplique ao longo de uma década.

(170) Quanto aos leilões transitórios (TA), o Reino Unido afirma que foram especificamente concebidos para apoiar o setor da gestão da procura e que avaliações independentes dos TA concluíram que estes conseguiram atingir, em grande medida, o seu objetivo. Um objetivo secundário dos TA era o de ajudar a melhorar a compreensão do setor. Os dados recolhidos no âmbito destas avaliações identificaram formas de incentivar a participação da DSR no CM, as quais já foram ou estão a ser aplicadas (ver os «testes conjuntos» referidos no considerando 145, reafetando as componentes das CMU de DSR, ver considerando 180 *infra*). Por último, o Reino Unido afirma que os participantes nos TA foram impedidos de entrar nos leilões T-4 em 2014 e 2015 (são autorizados a participar em todos os outros leilões T-4) porque não necessitavam do apoio adicional disponível através do TA, uma vez que já tinham maturidade suficiente maduros para competir nestes leilões. Contudo, os participantes no TA foram autorizados a entrar nos leilões T-1 para os anos de fornecimento correspondentes, assegurando, assim, que os participantes no TA tinham uma via de acesso ao mercado para cada ano de fornecimento.

4.2. **Adequação da medida**

4.2.1. *Escolha do instrumento*

(171) O Reino Unido não concorda com a opinião de algumas partes interessadas de que uma reserva estratégica seria preferível a um CM à escala do mercado. Embora o Reino Unido reconheça que as reservas estratégicas podem responder eficazmente a problemas de adequação temporários, entende que constituem uma opção menos adequada em mercados com problemas de capacidade mais agudos ou prolongados, visto implicarem um maior risco

de distorção do mercado. Segundo o Reino Unido, este risco deve-se a vários fatores, nomeadamente à ineficiência da manutenção da reserva fora do mercado; à exigência de uma gestão mais centralizada dessa reserva estratégica, que pode levar à aquisição de uma capacidade de reserva insuficiente ou inadequada; e ao risco de que a reserva se vá tornando maior ao longo do tempo por as centrais optarem por «jogar» com o mecanismo, preferindo conservar a reserva a correrem o risco de participar num mercado apenas centrado na eletricidade ([47]).

(172) Além disso, o Reino Unido afirma que uma reserva estratégica não incentivaria os investimentos em novas centrais. Pelo contrário, pode efetivamente criar um limite de preço (ou a perceção de um limite de preço) no mercado, visto que os investidores podem recear que, se os preços subirem muito, as autoridades do Reino Unido se sintam pressionadas para reduzir o preço de despacho da reserva, eliminando as suas receitas de escassez e pondo em risco a viabilidade económica do seu investimento. No entender do Reino Unido, os mercados de capacidade à escala do mercado são mais eficazes para incentivar os investimentos em novas capacidades, a fim de dar resposta a problemas de adequação a longo prazo.

4.2.2. *Remuneração unicamente do serviço de pura disponibilidade de capacidade*

(173) O Reino Unido afirma que escolheu os mecanismos de aviso antes dos períodos de pressão de modo que cumpra as EEAG, e mais especificamente o ponto 225 relativo à remuneração unicamente da pura disponibilidade e não da energia fornecida. Um mecanismo de despacho específico interferiria nos mercados. No âmbito da revisão quinquenal, o Reino Unido tenciona investigar mecanismos que permitam facultar mais informação aos participantes sobre os períodos de pressão, embora não pretenda aplicar um modelo de despacho total.

(174) Quanto à eficácia do regime de sanções do CM, o Reino Unido pondera reforçá-lo em resposta à crescente participação de tecnologias não convencionais, no seguimento da revisão quinquenal.

(175) O Reino Unido reconhece que os fornecedores de capacidade podem incorrer em sanções caso não procedam à entrega física da energia durante os períodos de pressão. Neste aspeto, pode considerar-se que o CM obedece a um modelo de «energia fornecida». Contudo, no contexto do CM, é muito improvável que, na prática, ocorram distorções do despacho porque os períodos de pressão são definidos por referência às medidas de último recurso adotadas pela NG quando o mercado não assegurou o fornecimento. Por conseguinte, o CM é consentâneo com o ponto 225 das EEAG.

4.2.3. *Abertura da medida a todos os fornecedores de capacidade relevantes*

4.2.3.1. Potencial discriminação dos operadores de DSR devido à ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo

(176) O Reino Unido afirma que os fornecedores de capacidade que participaram nos leilões TA tinham ao seu dispor uma variante «delimitada no tempo» do contrato de capacidade normal: esses fornecedores podiam optar por só disponibilizarem a sua capacidade entre as 16 e as 19 horas recebendo em troca pagamentos mais baixos. No entanto, a procura deste produto nos TA foi muito reduzida: apenas uma das 89 CMU selecionadas nos leilões optou por este tipo de contrato. O Reino Unido entende, assim, que a inexistência de um produto delimitado no tempo nos leilões principais não pode ser considerada um obstáculo significativo à participação. Além disso, o Governo do Reino Unido sustenta que os contratos de capacidade delimitados no tempo não cumprem inteiramente o requisito de adequação da produção (uma vez que os períodos de pressão sobre o sistema não se restringem necessariamente a essa altura do dia) e dificultariam ainda mais o cálculo da capacidade total necessária num dado ano de fornecimento.

4.2.3.2. Diferenças na duração aplicável dos contratos

(177) O Reino Unido afirma que, sem acesso a contratos a longo prazo, a nova produção, financiada no âmbito de projetos, poderá não conseguir participar nos leilões de capacidade. Sem esse período de amortização mais longo, os participantes com novas construções financiadas no âmbito de projetos teriam de apresentar propostas mais altas, eventualmente acima do limite de preço de leilão. Esta situação faria aumentar desnecessariamente os níveis de licitação, bem como o montante global de auxílio pago através do CM e o risco de lucros aleatórios para outros fornecedores de capacidade. Poderia acontecer até que as novas capacidades não participassem de todo no leilão, reduzindo assim a concorrência nos leilões.

(178) O Reino Unido sublinha que as observações das partes interessadas que assinalaram que a DSR tem baixos níveis de despesas de capital confirmam as informações sobre os custos de capital da DSR assente na redução do consumo que foram recolhidas através da avaliação independente do segundo leilão transitório. O Reino Unido considera que o custo médio de 0,15 GBP/kW é insignificante, quando comparado com o limite mínimo de despesas de capital de 270 GBP/kW para os contratos de 15 anos. Em relação ao argumento de que os agregadores

([47]) O segundo fator é conhecido como o problema do «terreno escorregadio».

suportam importantes custos de pessoal associados à administração e ao recrutamento de clientes, o Reino Unido observa que este argumento só tem relevância para a atividade de agregação e não para a DSR propriamente dita, sendo possível invocar argumentos semelhantes a respeito de outros tipos de capacidade. Além disso, o Reino Unido acrescenta que os novos operadores de gestão da procura com produção instalada a montante dos contadores também poderiam participar no mercado de capacidade como produtores, bem como apresentar propostas para contratos de 15 anos.

(179) O RU observa que o princípio de não discriminação não exige que todas as empresas sejam tratadas exatamente da mesma forma em todos os casos. As diferenças de tratamento podem ser objetivamente justificadas e até mesmo necessárias para evitar a discriminação. A DSR e as unidades de produção novas não estão na mesma situação, por exemplo, no que respeita ao seu nível de despesas de capital. Não têm, portanto, de ser forçosamente tratadas da mesma maneira no que se refere à duração disponível dos contratos. Até à data, os resultados dos leilões não apresentam qualquer indício de estarem, na prática, a ser distorcidos pelas diferenças no acesso aos contratos a longo prazo. O desempenho da DSR é comparável ao das unidades de produção novas (e geralmente melhor do que este): por exemplo, no mais recente leilão T-4, a DSR não confirmada obteve uma taxa de êxito e um volume total superiores aos da produção nova.

(180) Por último, o Reino Unido refere que as regras do CM foram alteradas em junho de 2019 com o intuito de permitir que os operadores de gestão da procura reafetem componentes das suas unidades participantes no CM durante o período do contrato. O Reino Unido sustenta que, sem uma regulamentação adequada, a possibilidade de acesso a contratos de longa duração por parte dos operadores de gestão da procura poderia criar uma lacuna no sistema. Os operadores de gestão da procura poderiam agregar componentes caras para atingir artificialmente os limites de despesas de capital, trocando-as depois por outras mais baratas durante o período do contrato.

(181) Quanto à exclusão dos interconectores dos contratos de longa duração, o Reino Unido observa que, apesar de não haver no CM contratos plurianuais destinados a esses operadores, estão planeados vários projetos de interconexão, o que indica que os contratos de maior duração não são necessários para incentivar tal investimento.

(182) O Reino Unido considera que o princípio da utilização de limites de despesas de capital para determinar a duração dos contratos continua a ser válido e pode até ser alargado. Por conseguinte, o Reino Unido comprometeu-se, em 12 de setembro de 2019:

a) A permitir que todos os tipos de capacidades (exceto interconectores) se candidatem à pré-seleção com vista à apresentação de propostas para as várias durações de contratos disponíveis, se demonstrarem cumprir os limites de despesas de capital indicados no considerando 75 e;

b) A rever regularmente estes limites de despesas de capital para garantir que continuam a ser adequados.

4.2.3.3. Garantia limitada para o volume de capacidade reservada ao leilão T-1

(183) A abordagem escolhida para reservar capacidade ao leilão T-1 visa estabelecer um equilíbrio entre a minimização dos riscos para a segurança do aprovisionamento (que favoreceria a reserva de mais volume para o leilão T-4) e os riscos de sobrecontratação (que favoreceria a reserva de mais volume para o leilão T-1). Além disso, os leilões T-1 são considerados uma via de acesso ao mercado preferível para as capacidades de gestão da procura, que geralmente têm prazos de concretização mais curtos.

(184) O compromisso de reserva de volume para venda em leilão assumido na Decisão de 2014 tem sido até à data cumprido, e os volumes leiloados no T-1 excederam mesmo o volume reservado quatro anos antes.

(185) O Reino Unido afirmou também que a reserva para os leilões T-1, com quatro anos de antecedência, de uma percentagem fixa do volume total de capacidade para o ano de fornecimento, reduziria a quantidade de capacidade disponível no T-4 para as novas instalações e seria, por conseguinte, discriminatória. Além disso, aumentaria o volume reservado aos leilões T-1 para um nível que não pode necessariamente ser satisfeito e é suscetível de tornar os leilões T-1 pouco competitivos, em especial se coincidir com o encerramento de mais centrais.

(186) Os poderes do Secretary of State para adiar ou cancelar um leilão de capacidade (ver considerandos 65 e 138) são necessários para garantir uma supervisão eficaz do CM e do processo de leilão e para permitir que o Governo do Reino Unido atue em situações imprevistas (por exemplo, o cancelamento dos leilões na sequência do acórdão do Tribunal Geral). O RU observa ainda que estes mecanismos afetam de igual forma os leilões T-4 e T-1, bem como todos os participantes pré-selecionados. Não é possível afirmar, portanto, que desfavoreça um tipo específico de fornecedor de capacidade.

(187) Para continuar a dar visibilidade aos fornecedores de capacidade, o Reino Unido comprometeu-se, em 12 de setembro de 2019:

a) A continuar a adquirir nos leilões com prazos de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes, no âmbito do processo de definição dos parâmetros do leilão T-4 para o mesmo ano de fornecimento, e;

b) A continuar a utilizar a metodologia de reserva de capacidade baseada num intervalo de confiança de 95 % descrita no considerando 62 para determinar o volume mínimo de capacidade que será reservado a um leilão T-1.

(188) Segundo o Reino Unido: i) um leilão T-2 direcionado para as unidades de produção descentralizadas, de menor dimensão, seria discriminatório para as centrais construídas há mais tempo. Além disso, a necessidade de um leilão T-2 não é clara, dado que a produção integrada em pequena escala, com tempos de construção mais curtos, foi até agora uma das categorias da nova produção com mais êxito nos leilões T-4. ii) Os leilões semanais não transmitiriam os sinais para o investimento a longo prazo que constituem um dos objetivos do CM e também não é claro que benefícios trariam para a segurança do aprovisionamento ou em que diferem dos mecanismos de negociação secundária já existentes.

4.2.3.4. Limite mínimo de participação

(189) O Reino Unido observa que o objetivo do limite mínimo de 2 MW é manter a administração dos processos num nível fácil de gerir. A possibilidade de agregação garante que as capacidades de menor dimensão não são excluídas do CM nem prejudicadas no seu âmbito. O segundo leilão transitório não atrair um grande interesse significativo por parte das CMU de dimensão inferior a 2 MW (ver considerando 68). O RU refere que, para os leilões recentes, não houve agrupamento das CMU ao nível de 2 MW, o qual seria de esperar se as CMU de menor dimensão fossem preferidas ou desejadas. Além disso, tal como na sua notificação de 2014, o RU recorda que 2 MW é um limite baixo, em especial porque os serviços de balanço da National Grid em 2014 tinham limites de participação mais altos (a *Short Term Operating Reserve* (STOR) e a *Frequency Response* foram fixadas em 3 MW) e por ser muito inferior ao utilizado em muitos outros mecanismos de capacidade europeus, em que os limites de 10-50 MW não são invulgares (remetendo para o Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade ([48])).

(190) O Reino Unido concorda com as observações das partes interessadas referidas nos considerandos 143 a 145.

(191) O Reino Unido afirma que a participação no âmbito de uma CMU agregada permitiria, na maioria dos casos, garantir uma proteção contra os riscos de incumprimento. O agregador pode conceber as suas CMU de modo que a falha de uma componente possa ser compensada por outra componente da mesma CMU ou por outra CMU da carteira, reduzindo assim o risco de ter de pagar sanções ou taxas de rescisão.

(192) O Reino Unido afirma também que a manutenção da garantia de licitação num nível equivalente a metade do que é exigido às unidades de produção novas é considerada adequada para garantir que esse requisito não cria obstáculos indevidos à entrada de novos operadores de gestão da procura. Quanto à exposição dos operadores de gestão da procura ao nível total da garantia de licitação mesmo que a maioria das componentes estejam confirmadas, a alteração da regra de reafetação dos componentes (ver considerando 180) criou um mecanismo de flexibilidade que resolve esta questão na totalidade.

(193) O Reino Unido reconhece que pode haver um pequeno número de CMU de dimensão inferior a 2 MW que queiram participar no leilão e que prefiram não se agregar, mas não crê que o limite mínimo de 2 MW constitua uma barreira técnica à participação da DSR. Contudo, o Reino Unido reconhece que, desde 2014, tem havido uma tendência para diminuir os limites de entrada nos mercados da eletricidade, como é o caso do limite de 1 MW para a TERRE ([49]).

(194) Para ter em conta a evolução do mercado descrita no considerando 193, o Reino Unido comprometeu-se, em 12 de setembro de 2019:

a) A reduzir o limite mínimo de participação no CM, tal como descrito nos considerandos 30 e 31, para 1 MW, em todos os leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, e;

([48]) Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade, SWD(2016) 385 final.

([49]) *Trans-European Replacement Reserve Exchange* (Bolsa de reserva de substituição transeuropeia) um mercado pan-europeu de serviços de balanço que deverá entrar em vigor no final de 2019.

b) A reavaliar este limite até outubro de 2021 para examinar o potencial para futuras reduções.

4.2.3.5. Abertura da medida às fontes de energia renováveis e às novas tecnologias

(195) O Reino Unido refere que, em 2014, se esperava que a energia eólica e solar, devido aos seus elevados custos de capital, exigisse um apoio elevado e explícito às tecnologias hipocarbónicas, como o regime de contratos diferenciais [*Contracts for Difference* (CfD)] ou o regime precedente, a *Renewables Obligation* (RO). O facto de beneficiarem dessas subvenções, excluí-las-ia, na prática, da participação no CM. Por conseguinte, foi considerado desnecessário elaborar e aplicar regras para permitir a sua participação.

(196) O Reino Unido reconhece que os custos de capital de certas fontes de energia renováveis diminuíram drasticamente nos últimos anos. Uma vez que o interesse de construir instalações de produção de energia eólica e solar «livres de subvenções» e de as incluir no CM se tornou evidente, as alterações necessárias para o efeito foram investigadas e aplicadas o mais rapidamente possível — incluindo a definição de uma nova metodologia de redução e a adoção de medidas para impedir a duplicação dos auxílios estatais. As alterações das regras do CM que eram necessárias para adicionar estas tecnologias intermitentes foram adotadas pelo Parlamento do Reino Unido em 4 de junho de 2019. O Reino Unido confirma que as fontes de energia renováveis (eólica e solar) poderão participar nos leilões T-1, T-3 e T-4 previstos para janeiro de 2020 (sob reserva de este regime ser objeto de uma decisão final positiva em matéria de auxílios estatais). Consequentemente, o parque eólico referido no considerando 146 *supra*, que não pôde participar na pré-seleção para o leilão T-4 anulado em 2018, ainda podia participar no próximo leilão T-3, ou seja para o mesmo ano de fornecimento (2022/2023).

(197) A fim de assegurar a repetição de uma situação semelhante à descrita no considerando 146 *supra*, em 12 de setembro de 2019, o Reino Unido comprometeu-se a desenvolver todas as regras necessárias (por exemplo, os fatores de redução, mas não só) para garantir a participação efetiva de qualquer novo tipo de capacidade que possa contribuir eficazmente para resolver o problema da adequação da produção, assim que essa capacidade tenha condições para tal.

(198) O Reino Unido discorda da observação mencionada no considerando 147 *supra*. Tomando o exemplo do fenómeno meteorológico extremo de março de 2018 (a denominada «*Beast from the East*»), em que a energia eólica deu um contributo fundamental para evitar um episódio de pressão, o Reino Unido sublinha que esta energia contribui claramente para a segurança do aprovisionamento. Após uma extensa análise, foi desenvolvida uma metodologia de redução adequada para essas instalações, tendo em vista a sua inclusão no CM.

4.2.3.6. Participação da capacidade interconectada

(199) O Reino Unido diz que sempre afirmou claramente que a participação direta da capacidade externa no CM é a solução que melhor contribui para a segurança do aprovisionamento. Contudo, não foi possível implementar essa participação direta de imediato pelos motivos descritos no considerando 35 (e no considerando 28 da decisão de início do procedimento).

(200) Tendo em conta que, desde 2014, outros Estados-Membros criaram mecanismos de capacidade à escala do mercado na perspetiva de permitir a participação direta de capacidades externas, e atendendo à entrada em vigor, em 4 de julho de 2019, do Regulamento (UE) 2019/943, o Reino Unido comprometeu-se, em 12 de setembro de 2019:

a) A envidar esforços para implementar a participação direta de capacidades externas nos leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, sob reserva da celebração de acordos de cooperação com os operadores de redes de transporte dos países vizinhos onde as capacidades participantes estão localizadas; e, em qualquer caso,

b) A aplicar a participação direta de capacidades externas a todos os leilões cuja pré-seleção tenha início após as metodologias, regras comuns e regras de funcionamento referidas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento (UE) 2019/943 relativo ao mercado interno da eletricidade terem sido aprovadas pela ACER e publicadas no seu sítio Web, nos termos do artigo 27.º do referido regulamento, e se terem tornado aplicáveis.

(201) O Reino Unido não considera que o regime de limite mínimo e limite máximo aplicável aos interconectores lhes proporcione uma vantagem injusta nos leilões do CM. Todos os rendimentos resultantes do CM são tidos em conta antes de avaliar o rendimento dos interconectores no que diz respeito a esse regime. Um interconector apenas receberá um pagamento baseado no limite mínimo se o seu rendimento total (incluindo o do CM) for inferior ao limite mínimo previamente definido. Do mesmo modo, se o rendimento total for superior ao limite máximo, o interconector tem de devolver o excedente aos consumidores. Os interconectores permanecem expostos às flutuações dos preços do mercado e dos rendimentos no âmbito do regime de limite mínimo e limite máximo.

(202) Por último, o Reino Unido referiu que tinha informado claramente todas as partes interessadas, desde setembro de 2014, de que os interconectores poderiam participar em leilões relativos ao ano de fornecimento de 2019/2020, pelo que não poderiam participar no leilão T-1 organizado no início de 2018 para o ano de fornecimento de 2018/2019. O Reino Unido afirma ter assumido, no âmbito do processo de apreciação do auxílio estatal de 2014, o seguinte compromisso: se a avaliação *ex post* revelasse que a contribuição dos interconectores no leilão T-4 previsto para 2014 tinha sido subestimada, o RU reduziria na mesma proporção o volume de capacidade reservada ao leilão T-1 de 2017 (ver considerando 124 da Decisão de 2014). O Reino Unido alegou que, para respeitar este compromisso, tinha de reduzir o volume de capacidade a adquirir no T-1 para o ano de fornecimento de 2018/2019, o que era incompatível com um aumento do volume de capacidade a adquirir (o qual seria necessário para os interconectores poderem participar nesse leilão T-1). Quanto à metodologia de redução utilizada para os interconectores, o Reino Unido afirmou que as metodologias diferem em função do tipo de tecnologia, a fim de garantir a igualdade de condições de concorrência. Em especial, os fatores de redução são estabelecidos com base em interconectores individuais, devido às significativas diferenças existentes entre os interconectores e os mercados interconectados. Além disso, todos os anos o NG ESO estabelece uma série de fatores de redução modelizados para cada país interconectado (utilizando uma metodologia de modelização estocástica pan-europeia). Esta metodologia global é depois validada pelo PTE, que confirma a exatidão e a adequação da análise do NG ESO, sugerindo subsequentemente a redução adequada a partir de cada série de fatores estabelecidos. O Secretary of State adota então os valores definitivos. O Reino Unido salientou igualmente que a adjudicação de contratos a longo prazo aos interconectores seria incoerente com a posição do RU de que o modelo baseado nos interconectores é uma solução a curto prazo (ver considerando 199 *supra*) até a participação externa direta ser introduzida.

4.3. **Proporcionalidade da medida**

4.3.1. *Diferenças na duração disponível dos contratos*

(203) As observações relativas à duração disponível dos contratos estão resumidas nos considerandos 177 a 180 *supra*.

4.3.2. *Exclusão da Short Term Operating Reserve (STOR) a longo prazo*

(204) O Reino Unido sustentou que a abordagem adotada para os fornecedores da STOR a longo prazo (LT STOR) em 2014 se baseou nos melhores dados então disponíveis. Previa-se que os operadores obtivessem lucros aleatórios se fossem autorizados a participar no CM, o que contrariaria os pontos 228 e 230 das EEAG. Na altura, era razoável prever que os fornecedores da STOR obteriam nos anos seguintes pagamentos substanciais pela utilização, além da remuneração fixa pela capacidade disponibilizada.

(205) O Reino Unido não esperava que os pagamentos pela utilização cessassem por completo. Atualmente é provável que só em períodos de pressão os fornecedores da LT STOR recebam pagamento pela utilização, uma vez que, em tais períodos, a NG despachará todos os recursos ao seu dispor.

(206) O Reino Unido alegou que a exclusão das centrais da LT STOR da apresentação de propostas no CM para contratos a longo prazo estava em conformidade com a lógica de só oferecer tais contratos às centrais que, de outro modo, enfrentariam obstáculos à entrada. Além disso, as centrais que entraram em serviço na altura do primeiro leilão do CM, em 2014, já não podiam ser consideradas «novas».

(207) O Reino Unido sublinhou que os operadores podiam decidir rescindir os contratos da STOR se fossem selecionados num leilão do CM, uma vez que a rescisão dos contratos a longo prazo da STOR não estava sujeita a sanções.

(208) O Reino Unido explicou que a parte interessada não propôs o «mecanismo de reembolso» sugerido em 2014 e que este não era considerado necessário porque os rendimentos ao dispor dos operadores da LT STOR eram consideradas equivalentes aos regimes de subvenção das tecnologias hipocarbónicas (CfD, RO, FiT), igualmente excluídos da participação no CM.

(209) O Reino Unido observou que a medida corretiva proposta pela parte interessada, de adjudicar contratos à central retroativamente a partir de 2014, não é razoável. Dessa forma, o operador obteria rendimentos isentos de risco e financiados pelos consumidores em relação a um período em que não teve quaisquer obrigações de fornecimento no âmbito do CM.

(210) Uma vez que as circunstâncias do mercado podem ter mudado desde 2014, o Reino Unido deseja analisar se é adequado permitir a sua elegibilidade para leilões futuros.

4.3.3. *Método de recuperação de custos*

(211) O Reino Unido salientou que, relativamente à apreciação da proporcionalidade de uma medida de auxílio, as EEAG (no ponto 3.9.5) não incluem o financiamento de uma medida de adequação da produção como um critério relevante. Todavia, o Reino Unido considera que a metodologia de recuperação dos custos é proporcionada.

(212) O Reino Unido afirmou que, independentemente dos incentivos proporcionados à DSR pela diminuição dos custos do CM, isto não se pode traduzir numa redução do volume global do CM. Esta situação explica-se pelo facto de a mesma capacidade de gestão da procura ser elegível para participar no CM e fornecer o volume requerido. A redução do volume global do CM acarretaria um risco de dupla contagem da capacidade fornecida por esta DSR: em primeiro lugar, como uma redução esperada da procura baseada no mercado e, em segundo lugar, como um operador de gestão da procura no âmbito do CM, se for selecionado no leilão.

(213) Além disso, já há fortes incentivos para reduzir a procura durante os três picos de meia hora da tríade (o valor do benefício resultante dos mecanismos de tarifação sistémica da utilização da rede de transporte aumentou de cerca de 10 GBP/kW em 2005/2006 para cerca de 47 GBP/kW em 2016/2017, prevendo-se que atinja mais de 70 GBP/kW até 2020/2021). É pouco provável que permitir uma redução dos custos do CM neste mesmo período estimulasse qualquer atividade adicional da DSR, mas seria suscetível de proporcionar uma maior remuneração financeira aos operadores de gestão da procura que já estavam a tentar reduzir a procura nessas alturas.

(214) O Reino Unido observou que os períodos de pressão sobre o sistema não estão necessariamente correlacionados com os três períodos de meia hora que constituem as tríades: os períodos de pressão também podem estar associados a situações de baixa disponibilidade da produção (por exemplo, de energia eólica) ou ser mais prolongados. Além disso, é difícil fazer previsões da oferta (e da quota de mercado da oferta) durante as tríades, uma vez que estas são identificadas *ex post* (ou seja, só se sabe quando ocorrem depois de terminarem). Por conseguinte, poderia haver grandes discrepâncias entre as previsões dos fornecedores e os custos reais do CM, gerando eventualmente maiores custos para os consumidores, visto que os fornecedores procurariam gerir a incerteza repercutindo os custos com um prémio de risco. Além disso, basear a metodologia de recuperação dos custos do CM num maior número de horas (ou seja, nos picos de consumo entre as 16 e as 19 horas durante a semana e no inverno) faz com que os grandes clientes industriais tenham mais dificuldade em evitar completamente os custos do CM, dando-lhes, assim, um tratamento mais semelhante ao que é dado aos consumidores domésticos e às pequenas empresas.

(215) No entender do Reino Unido, o argumento de que a atual metodologia só incentiva como DSR a produção a montante dos contadores baseia-se no pressuposto de que o período das 16 às 19 horas é demasiado extenso para os clientes reduzirem regularmente a procura durante essas horas. O Reino Unido salienta que não é necessário reduzir a procura durante todo esse período para obter benefícios; apenas implica que os operadores de gestão da procura assente na redução do consumo não obtêm os benefícios na sua totalidade.

(216) Embora considere que a metodologia de recuperação dos custos escolhida é proporcionada e mantém algum efeito de incentivo sobre a DSR, além de evitar ou atenuar os impactos negativos associados à metodologia da tríade, o Reino Unido tenciona estudar, no âmbito do processo de revisão quinquenal, se determinadas alterações poderão ser úteis para refletir a experiência adquirida e a evolução do mercado.

4.4. **Prevenção de efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais**

(217) O Reino Unido assinalou que o Regulamento (UE) 2019/943 exige que os Estados-Membros suprimam gradualmente os acordos e pagamentos que favorecem as capacidades de produção (incluindo os geradores utilizados pelos operadores de gestão da procura a montante dos contadores) que emitam mais de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade. Em 18 de julho de 2019, entrou em vigor uma alteração correspondente da *Capacity Market Rule*, Introduzindo um limite para as emissões de carbono desse nível para as capacidades novas que pretendam ser pré-selecionado para os leilões de capacidade a realizar no início de 2020 (incluindo eventuais novas componentes que participem como capacidades DSR não confirmadas).

(218) Em 12 de setembro de 2019, o Reino Unido comprometeu-se a respeitar o disposto no Regulamento (UE) 2019/943 e, em especial, a adotar até ao final de 2020 alterações regulamentares destinadas a garantir que, a partir de 1 de julho de 2025, o mais tardar, as capacidades de geração cuja produção comercial tenha tido início antes de 4 de julho de 2019, e que emitam mais de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e mais de 350 kg de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis em média por ano e por kWe instalado, não são integradas nem recebem pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos no âmbito do mercado de capacidade.

4.5. **Obrigação de suspensão**

(219) O Reino Unido reconhece que o acórdão do Tribunal Geral tem como consequência que, a menos e até que a Comissão chegue a uma decisão de aprovação da concessão de um auxílio estatal no âmbito do regime do CM após uma investigação formal, o RU não está autorizado a conceder qualquer auxílio. Todavia, o acórdão não impede o RU de utilizar elementos do regime que não envolvam a concessão de qualquer auxílio.

(220) No entender do Reino Unido, não há violação da obrigação de suspensão nas seguintes situações:

a) Adjudicar contratos de capacidade condicionais («CCA») na sequência de um leilão T-1 suplementar realizado em junho de 2019 (ver considerando 18, alínea a)), porque os CCA não conferem qualquer vantagem económica aos fornecedores a menos e até que a Comissão aprove o auxílio estatal. Os fornecedores são obrigados a cumprir certas obrigações sem terem qualquer garantia de virem a receber pagamentos de capacidade ou outros benefícios económicos, visto os pagamentos estarem dependentes da aprovação da Comissão;

b) Exigir que os fornecedores cumpram as obrigações que lhes incumbem por força dos contratos de capacidade existentes durante o período de suspensão. Também neste caso, os fornecedores não têm qualquer garantia de que os pagamentos de capacidade venham a ser efetuados. Além disso, esta exigência impõe um encargo aos fornecedores de capacidade, não um benefício;

c) Permitir que os fornecedores façam pagamentos voluntários ao organismo pagador do CM, durante o período de suspensão, para compensar o passivo das taxas de fornecedor que poderão ter de suportar, e que o organismo pagador receba tais pagamentos. Os pagamentos dos fornecedores não financiarão quaisquer auxílios até que a Comissão aprove o auxílio estatal.

4.6. **Transparência**

(221) O Reino Unido comprometeu-se a aplicar as condições de transparência estabelecidas na secção 3.2.7 das EEAG, na medida em que sejam aplicáveis ao auxílio concedido no âmbito do mercado de capacidade.

5. **APRECIAÇÃO DO AUXÍLIO**

5.1. **Existência de um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE**

(222) Na decisão de início do procedimento, a Comissão concluiu, a título preliminar, que a medida constituía um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do Tratado. Nem o Reino Unido nem qualquer parte interessada questionaram este parecer.

(223) O artigo 107.º, n.º 1, do Tratado, define os auxílios estatais como «os auxílios concedidos pelos Estados ou provenientes de recursos estatais, independentemente da forma que assumam».

(224) Os auxílios estatais abrangidos pelo disposto no artigo 107.º, n.º 1, do Tratado são incompatíveis com o mercado interno «na medida em que afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros […], que falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou certas produções».

(225) No artigo 107.º, n.ºs 2 e 3, do Tratado enumeram-se as circunstâncias específicas em que, ainda assim, os auxílios são ou podem ser considerados compatíveis com o mercado interno. A apreciação efetuada pela Comissão da aplicabilidade de algumas dessas circunstâncias no presente caso é apresentada na secção 6.

5.1.1. *Imputabilidade ao Estado e financiamento através de recursos estatais*

(226) Para as medidas serem consideradas auxílios estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do Tratado, a) têm de ser imputáveis ao Estado e b) os fundos correspondentes têm de provir do Estado e ser concedidos direta ou indiretamente através de recursos estatais por um organismo público designado ou instituído pelo Estado ([50]). Pelos motivos referidos nos considerandos 227 a 229 da presente decisão, a Comissão considera que a medida é imputável ao Reino Unido e que os pagamentos de capacidade constituem recursos estatais porque estão sob o controlo do Estado.

(227) O mercado de capacidade foi criado pelo Secretary of State for Energy and Climate Change do Reino Unido, ao abrigo dos poderes que lhe são conferidos pela *Energy Act 2013*. O Reino Unido adotou, em 1 de agosto de 2014, legislação derivada, sob a forma dos *Electricity Capacity Regulations* e das *Capacity Market Rules*, que rege a execução do mercado de capacidade. O Estado é responsável por questões como a aprovação do volume de capacidade a leiloar, os processos de pré-seleção, o teor dos contratos de capacidade e as obrigações dos seus titulares.

([50]) Processo 76/78 Steinike & Weinlig/Alemanha, Colet. 1977, p. 595, n.º 21; Processo C-379/98 PreussenElektra, Colet. 2001, p. I-2099, n.º 58; Processo C-706/17, Achema, Colet. 2019, n.º 47 e seguintes.

(228) O Reino Unido criou um organismo pagador (*Settlement Body*) para assegurar a prestação de contas, a governação e o controlo do processo de liquidação e dos pagamentos efetuados. O *Settlement Body* é um organismo público, globalmente controlado pelo Estado, segundo as autoridades do Reino Unido (ver considerando 27).

(229) Tal como descrito nos considerandos 88 e 89, a medida é financiada através de uma sobretaxa (prestação) estabelecida por lei e cobrada a todos os fornecedores licenciados. A prestação é obrigatória e a sua cobrança efetuada pelo organismo pagador. Em seguida, este ordena que os pagamentos sejam feitos aos fornecedores de capacidade. O Estado tem competência para dispor desses fundos através do organismo pagador.

5.1.2. *Vantagem económica conferida a certas empresas ou certas produções (vantagem seletiva)*

(230) Uma vantagem, na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, é qualquer benefício económico que uma empresa não teria obtido em condições normais de mercado, isto é, na ausência da intervenção do Estado ([51]).

(231) A Comissão observa que os proponentes selecionados nos leilões do mercado de capacidade recebem através do mesmo uma remuneração que não receberiam se continuassem a operar no mercado da eletricidade em condições económicas normais, limitando-se a vender eletricidade e serviços acessórios (BETTA — descritos na secção 2.8). A medida confere, portanto, uma vantagem económica às empresas selecionadas nos leilões do CM. Esta vantagem é seletiva na medida em que favorece apenas certas empresas, nomeadamente as selecionadas nos leilões do CM, que se encontram numa situação factual e jurídica comparável à de outros fornecedores de capacidade que não participaram ou não puderam participar nos leilões, ou que neles participaram mas não foram selecionados.

(232) Além disso, até à data, a medida conferiu uma vantagem seletiva apenas a certas empresas capazes de ajudar a resolver o problema de adequação identificado, uma vez que as capacidades inferiores a 2 MW (ver considerandos 30 e 31) e as capacidades externas estão excluídas da participação direta no CM (ver considerando 34), apesar de também poderem contribuir para reduzir esse problema de adequação. No futuro, a existência de um limite mínimo para participar no CM, mesmo que reduzido da forma descrita no considerando 193, continuará a excluir algumas capacidades de uma participação direta (ou seja, sem agregação) no CM. Além disso, a menos que todas as capacidades externas localizadas em Estados-Membros vizinhos e não vizinhos possam participar no CM, este continuará a excluir certas empresas capazes de ajudar a resolver o problema de adequação identificado. Por conseguinte, também desta perspetiva mais restrita, a medida confere uma vantagem seletiva.

5.1.3. *Distorção da concorrência e das trocas comerciais na UE*

(233) A medida ameaça falsear a concorrência e afetar as trocas comerciais no mercado interno. A produção de eletricidade bem como os mercados grossistas e retalhistas da eletricidade são atividades abertas à concorrência em toda a União ([52]). Por conseguinte, qualquer vantagem proveniente de recursos estatais concedida a uma empresa desse setor pode afetar as trocas comerciais intra-União e distorcer a concorrência.

5.1.4. *Conclusão sobre a apreciação nos termos do artigo 107.º, n.º 1, do Tratado*

(234) À luz da apreciação apresentada na presente secção, a Comissão conclui que a medida constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do Tratado. O artigo 107.º, n.º 1, está sujeito à aplicação de um dos fundamentos de compatibilidade específicos enunciados no artigo 107.º, n.ºs 2 e 3, do Tratado. O único fundamento que poderia ser pertinente neste caso é o enunciado no artigo 107.º, n.º 3, alínea c). A secção 6 avalia se esse fundamento se verifica neste caso.

5.2. **Legalidade do auxílio**

(235) Embora o mercado de capacidade tenha sido notificado pelas autoridades do Reino Unido antes da sua aplicação, a Decisão de 2014 da Comissão, que autoriza a medida, foi posteriormente anulada pelo Tribunal Geral. À luz do acórdão do Tribunal Geral que anulou a Decisão de 2014, a execução da medida em causa até o dito acórdão ser proferido deve ser considerada ilegal ([53]).

([51]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 11 de julho de 1996, SFEI e outros, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, n.º 60; Acórdão do Tribunal de Justiça de 29 de abril de 1999, Espanha/Comissão, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, n.º 41.

([52]) Ver, nomeadamente, o Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003 (JO L 211 de 14.8.2009, p. 15), a Diretiva 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 (JO L 211 de 14.8.2009, p. 55), o Regulamento (UE) 2019/943 e a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (JO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([53]) Ver Processo C-199/06 CELF, ECLI:EU:C:2008:79, n.ºs 61 e 64.

(236) Desde que o acórdão do Tribunal Geral foi proferido e a Decisão de 2014 anulada, em novembro de 2018, o Reino Unido adotou determinadas medidas, enumeradas no considerando 18. A presente secção analisa se essas medidas constituem ou não um novo auxílio ilegal.

(237) Em primeiro lugar, no que diz respeito à organização de um leilão T-1 suplementar em junho de 2019, não houve qualquer violação da obrigação de suspensão, visto que os contratos adjudicados em resultado desse leilão continham uma cláusula de condicionalidade prevendo que os contratos só podem conferir direitos se for proferida uma decisão positiva sobre o auxílio estatal. Em consequência, a medida adotada pelo Reino Unido após novembro de 2018 não constitui um novo auxílio ilegal.

(238) Em segundo lugar, no que se refere à continuação da aplicação dos contratos de capacidade adjudicados em leilões realizados antes de novembro de 2018 e à cobrança de taxas do CM aos fornecedores enquanto os pagamentos do CM foram suspensos, o Reino Unido não está a violar a obrigação de suspensão. Não se pode considerar que estas medidas proporcionem qualquer vantagem económica, uma vez que representam um custo, e não um benefício, para as empresas. Por conseguinte, esta medida não constitui, em si mesma, um novo auxílio ilegal.

(239) Em terceiro lugar, no que respeita ao lançamento dos processos de pré-seleção, em 22 de julho de 2019, para um leilão T-1, um leilão T-3 e um leilão T-4, a realizar no primeiro trimestre de 2020, ainda não foram assinados nenhuns contratos. Em consequência, essa medida também não constitui um novo auxílio ilegal.

6. **COMPATIBILIDADE COM O MERCADO INTERNO NOS TERMOS DO ARTIGO 107.º, N.º 3, ALÍNEA C), DO TRATADO**

(240) O artigo 107.º, n.º 3, alíneas a) a e), do Tratado especifica certos tipos de auxílio que podem ser considerados compatíveis com o mercado interno. A alínea c) refere-se aos auxílios destinados a facilitar o desenvolvimento de certas atividades ou regiões económicas, quando não alterem as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum.

(241) As Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020 ([54]) («EEAG») definiram as condições em que os auxílios à energia e à proteção do ambiente podem ser declarados compatíveis com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado. As EEAG são aplicáveis desde 1 de julho de 2014. A secção 3.9 das EEAG enuncia as condições específicas para os auxílios concedidos com a finalidade de garantir a adequação da produção.

(242) Tal como referido no considerando 235 *supra*, resulta da anulação da Decisão de 2014 que a execução do auxílio até ao acórdão do Tribunal Geral deve ser considerada ilegal. Em conformidade com a Comunicação da Comissão relativa à determinação das regras aplicáveis à apreciação dos auxílios estatais concedidos ilegalmente ([55]), a Comissão apreciou a compatibilidade da medida com o mercado interno com base nas condições estabelecidas na secção 3.9 das Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia (EEAG). Nos termos do ponto 248 das EEAG, os auxílios concedidos ilegalmente devem ser apreciados em conformidade com as regras em vigor na data em que os auxílios foram concedidos, ou seja, em 16 de dezembro de 2014.

(243) O procedimento para a adoção de uma nova decisão pode ser retomado no ponto exato em que ocorreu a ilegalidade ([56]).

6.1. **Objetivo de interesse comum e necessidade da medida**

(244) As secções 3.9.1 e 3.9.2 das EEAG estabelecem as condições específicas que devem ser aplicadas ao apreciar em que medida os auxílios contribuem para um objetivo bem definido de interesse comum e em que medida é necessário que o Estado intervenha.

(245) Na decisão de início do procedimento, a Comissão chegou à conclusão preliminar de que o CM contribuía para um objetivo de interesse comum e era necessário.

6.1.1. *Objetivo de interesse comum*

(246) Em 2014, o Reino Unido adotou uma metodologia para identificar o problema da adequação da produção com base num modelo que utiliza a norma de fiabilidade da adequação a longo prazo como um indicador da adequação da produção. Na sua notificação de 2014, o Reino Unido demonstrou que a dita norma podia atingir níveis críticos quatro anos depois, ou seja, a partir de 2018/2019. Essas conclusões eram, em termos gerais, coerentes com as publicadas pela REORT para a eletricidade, no relatório mais recente sobre a adequação do sistema que então estava disponível ([57]). Em 2014, a REORT para a eletricidade estimou que, no Cenário A para a Grã-Bretanha (que apenas tinha em conta a evolução das capacidades de produção consideradas seguras), a capacidade remanescente após 2016 poderia ser insuficiente para cobrir uma margem de referência da adequação, na ausência de importações de interconectores.

([54]) JO C 200 de 28.6.2014, p. 1.
([55]) Comunicação da Comissão relativa à determinação das regras aplicáveis à apreciação dos auxílios estatais concedidos ilegalmente (JO C 119 de 22.5.2002, p. 22).
([56]) Processo 34/86 Conselho/Parlamento, Colet. 1986, p. 2155, n.º 47; Processo C-415/96, Reino de Espanha/Comissão, Colet. 1998, p. I-6993, n.º 31; e processo C-458/98 P, Industrie des Poudres Sphériques/Conselho, Colet. 2000, p. I-8147, n.º 82.
([57]) ENTSO-E (2014), «Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030», 2 de junho de 2014.

(247) Segundo as últimas conclusões da REORT para a eletricidade na sua previsão intercalar da adequação de 2018 (*Mid-term Adequacy Forecast 2018* — MAF 2018) ([58]), estima-se que o nível de LOLE (horas/ano) para o Reino Unido no cenário de base é de 1,29 em 2020 e 1,30 em 2025, muito abaixo do objetivo de LOLE de 3 horas fixado pelo RU, tal como descrito no considerando 98. A MAF 2018 afirma que «os melhores resultados da MAF 2018 também podem ser atribuídos aos mecanismos de capacidade existentes». A MAF 2018 foi publicada em 3 de outubro de 2018, ou seja, antes do acórdão do Tribunal Geral que anulou a Decisão de 2014. Por conseguinte, os cálculos da MAF 2018 tiveram em conta os efeitos da existência do CM no Reino Unido. Com efeito, no apêndice 2 da MAF 2018, o Reino Unido afirma que «a Grã-Bretanha criou um mercado da capacidade (CM) para garantir que temos suficiente capacidade disponível para cumprir a nossa norma de fiabilidade de 3 horas/ano de valor esperado de perda de carga (LOLE). Os resultados da MAF são consentâneos com estas expetativas e, por conseguinte, não prevemos problemas de adequação na Grã-Bretanha.»

(248) A identificação de que o mercado de capacidade continua a ser necessário no futuro deve basear-se em cenários contrafactuais, baseados no pressuposto de que não existe um CM no Reino Unido. Tal como descrito nos considerandos 102 a (104), as análises demonstram que, quando se exclui o CM da modelização, é provável que a norma de fiabilidade (LOLE) seja violada em todos os anos incluídos nos modelos. Em especial, a análise da NG descrita no considerando 103 assenta no cenário de base da reforma do mercado da eletricidade (EMR) utilizado nos cenários energéticos futuros da NG. Os cenários energéticos futuros servem também de base aos pressupostos utilizados na MAF 2018 em relação ao Reino Unido. Por conseguinte, em conformidade com o ponto 221 das EEAG, a análise da NG é coerente com a que foi realizada pela REORT para a eletricidade.

(249) O mercado de capacidade pode levar ao apoio à produção a partir dos combustíveis fósseis. Contudo, tal como descrito na secção 2.8.4, o Reino Unido já aplicou, está a aplicar ou pondera aplicar medidas adicionais para combater as deficiências do mercado que identificou, nomeadamente o facto de a fiabilidade ser um bem público e o denominado problema da «falta de dinheiro». Estas medidas adicionais visam melhorar a participação da gestão da procura, reformar os mecanismos de acerto de contas e promover maiores níveis de interconexão. A Comissão considera que estas medidas adicionais devem levar a uma redução dos volumes de capacidade que é necessário adquirir no âmbito do CM. Além disso, a Comissão observa que o Reino Unido está a propor medidas *ad hoc* para apoiar a produção hipocarbónica (por exemplo, contratos diferenciais) e já adotou normas rigorosas de desempenho em matéria de emissões para impedir a entrada em funcionamento de unidades de produção com elevada intensidade de carbono. O Reino Unido comunica que, em consequência, houve uma acentuada diminuição do número de geradores a gasóleo recém-construídos que ganharam contratos de capacidade desde 2014 ([59]). Além disso, a Comissão faz notar que a avaliação da adequação da produção — realizada anualmente — tem em conta o volume de produção e a contribuição dos interconectores, permanecendo aberta a todos os tipos de fornecedores de capacidade, incluindo os operadores de gestão da procura. Em consequência, a Comissão considera que o Reino Unido estudou suficientemente os meios de atenuação dos impactos negativos que a medida pode ter no objetivo da eliminação progressiva de subsídios prejudiciais para o ambiente, em conformidade com o ponto 220 das EEAG.

(250) A medida visa adquirir a quantidade de capacidade necessária para cumprir a norma de fiabilidade. Tem, por conseguinte, um objetivo bem definido. Em troca de receberem pagamentos de capacidade, os fornecedores de capacidade comprometem-se a disponibilizar energia em situações de pressão sobre o sistema. A metodologia para determinar a quantidade de capacidade a leiloar baseia-se numa avaliação anual da segurança do aprovisionamento efetuada pelo gestor da rede.

6.1.2. *Necessidade da medida*

(251) A natureza e as causas do problema de adequação da produção foram analisadas e quantificadas, tal como descrito nas secções 2.8.2 e 2.8.3 *supra*. A unidade de medida para a quantificação (ou seja, a norma de fiabilidade) foi descrita e o seu método de cálculo apresentado (ver considerandos 46 e 47 *supra*). Por conseguinte, a Comissão conclui que o ponto 222 das EEAG é respeitado.

(252) Tal como se explica no considerando 128, algumas partes interessadas suscitaram preocupações quanto à necessidade do CM.

(253) No que respeita à alegada situação de excesso de oferta no mercado de eletricidade do Reino Unido referida por algumas partes interessadas, a Comissão analisou os argumentos apresentados por essas partes (ver considerando 128, alínea a)) e pelo Reino Unido (ver considerando 166). A Comissão considera que as críticas feitas pelas partes

([58]) https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/

([59]) Segundo o Reino Unido, mais de 500 MW de unidades a gasóleo recém-construídas ganharam contratos de capacidade em 2015 (principalmente pequenas centrais para picos de procura, tendo sido identificadas 36 CMU no total). Este volume diminuiu para apenas 5 MW (1 CMU) no leilão de 2017. O Reino Unido informa que é expectável que a produção a gasóleo existente sofra uma diminuição significativa no leilão T-4 de 2019, uma vez que os controlos das emissões das centrais existentes entram em vigor para essas centrais em janeiro de 2024 (para centrais entre 5 e 50 MW).

interessadas não põem em causa a necessidade do CM. Em especial, tal como qualquer outro mecanismo de capacidade, o CM tem de se confrontar com a grandes incertezas, que exigem o estabelecimento de um equilíbrio entre o risco de sobrecontratação, por um lado, a inadequação do sistema, por outro. Neste aspeto, as margens de capacidade melhores do que o esperado registadas no inverno de 2018/2019 refletem essa incerteza ([60]). Além disso, como a Ofgem explicou no seu relatório final, referido no considerando 21, os valores das margens calculadas antes da execução do regime do CM a partir de 2017 incluíram a reserva de balanço de emergência (*Contingency Balancing Reserve* — «CBR») e, sem estas medidas, as margens de capacidade teriam sido muito mais baixas ([61]). No seu relatório, a Ofgem explicou também que as previsões do LOLE para os cinco anos de fornecimento anteriores confirmaram também o parecer da Ofgem de que a manutenção do CM é extremamente necessária. Além disso, os baixos preços de equilíbrio obtidos nos leilões do CM podem ser entendidos como uma prova da existência de um elevado nível de concorrência nesses leilões e não necessariamente como um sinal de excesso de capacidade. Por último, como explicado no considerando 34, os interconectores passaram a poder participar nos leilões do CM desde o segundo leilão, em 2015, pelo que a sua contribuição para a segurança do aprovisionamento foi tida em conta.

(254) No que se refere à ideia avançada por algumas partes interessadas de que a adequação da produção seria mais eficazmente garantida através de um mercado apenas centrado na energia, a Comissão regista os argumentos de algumas partes interessadas (ver considerando 128, alínea b)) e do Reino Unido (ver considerando 167). A Comissão não vê motivos para alterar as conclusões constantes no quadro 8 da decisão de início do procedimento e mantém-nas: aceita que, enquanto não estiverem disponíveis contadores individuais do consumo de energia em tempo real e contratos de preços dinâmicos subscritos pela maioria dos utilizadores, a fiabilidade apresenta muitas das características de um bem público. É pouco provável que, num futuro próximo, os consumidores consigam gerir sistematicamente o seu consumo em resposta aos sinais de escassez provenientes dos mercados, pelo que o carácter de bem público de um aprovisionamento de eletricidade seguro se irá manter.

(255) Do mesmo modo, a Comissão regista os argumentos apresentados por algumas partes interessadas (ver considerando 128, alínea c)) e pelo Reino Unido (ver considerando 168) a respeito da questão relativa à deficiência do mercado denominada «falta de dinheiro». A Comissão não vê motivos para alterar as conclusões constantes no quadro 8 da decisão de início do procedimento e mantém-nas. Em especial, a Comissão reafirma que a criação de um mercado de capacidade não pode ser feita à custa do bom funcionamento dos mercados de curto prazo. As reformas referidas na secção 2.8.4 *supra* estão a ajudar a melhorar o funcionamento dos mercados de eletricidade da Grã-Bretanha, mas não eliminam o problema da «falta de dinheiro».

(256) Com base na avaliação efetuada nos considerandos 254 e 255 *supra*, a Comissão conclui que o Reino Unido demonstrou claramente as razões por que não é expectável que o mercado forneça a capacidade adequada na ausência do CM, em consonância com o ponto 223 das EEAG.

(257) Quanto à estimativa do potencial da DSR, a Comissão sublinha que, em conformidade com o ponto 224, alínea b), das EEAG, a Comissão só é obrigada a ter em conta, entre outros e quando aplicável, os elementos que lhe forem fornecidos e que estejam relacionados com a apreciação do impacto da participação do lado da procura. A Comissão constata que lhe foram fornecidas estimativas muito diferentes pelas partes interessadas (ver considerando 128, alínea d)) e pelo Reino Unido (ver considerando 169) em resposta à decisão de início do procedimento. Constata igualmente que, tal como mostra o quadro 1, o volume de capacidade de gestão da procura que participa nos leilões do CM continuou a aumentar, tendo atingido 2,6 GW no leilão T-4 organizado em 2018.

(258) Das várias medidas tomadas pelo Reino Unido para incentivar a gestão da procura em conformidade com o ponto 224, alínea b), das EEAG, só os leilões transitórios foram objeto de críticas de algumas partes interessadas, que os consideraram insuficientes para promover a participação da DSR (ver considerando 128, alínea d)). A Comissão regista os argumentos do Reino Unido, apresentados no considerando 170, e as observações de outras partes interessadas, apresentadas no considerando 126. Em especial, a Comissão considera que os leilões transitórios foram concebidos para promover a DSR excluindo quase todos os outros tipos de capacidade. Sugestivamente, esses leilões encerraram com preços mais elevados do que os leilões do CM normais.

([60]) Segundo o relatório da Ofgem sobre a situação do mercado da energia em 2019: «O CM contribuiu para maiores margens diárias no inverno de 2018/2019 do que nos anos anteriores e continuou a baixar e a estabilizar os preços de acerto de contas ao aumentar a capacidade do sistema». No seu relatório final, referido no considerando 21, a Ofgem escreve igualmente: «No primeiro ano completo de funcionamento do CM (2017/2018) as margens de capacidade diárias durante o inverno foram mais elevadas do que no inverno de 2016/2017. Este facto indica que o CM foi até agora eficaz para melhorar as margens de capacidade. Conseguiu fazê-lo combinando uma redução do ritmo de encerramento das capacidades existentes com os estímulos ao investimento em novas capacidades.»

([61]) A CBR é constituída pela reserva de balanço suplementar (*Supplemental Balancing Reserve* — SBR), em que as centrais elétricas existentes foram contratadas pelo NG ESO fora do mercado para ficarem em espera para produzir eletricidade adicional, e pela reserva de balanço da procura (*Demand Side Balancing Reserve* — «DSBR»), em que as empresas foram contratadas pelo NG ESO para reduzir a sua utilização de eletricidade nos períodos de pico da procura. Segundo a Ofgem, por exemplo, «em 2016/2017 o NG ESO contratou cerca de 3,5 GW da CBR e, por isso, sem a utilização deste instrumento de contratação adicional, a margem teria sido, efetivamente, pouco superior a zero».

(259) A Comissão conclui, por conseguinte, que o CM contribui para um objetivo de interesse comum claramente definido e que é necessário, em conformidade com as secções 3.9.1 e 3.9.2 das EEAG.

6.2. **Adequação da medida**

(260) A secção 3.9.3 das EEAG especifica as condições para apreciar se uma medida é um instrumento de intervenção adequado para atingir o objetivo de interesse comum.

6.2.1. *Escolha do instrumento*

(261) Tal como referido nos considerandos 129 e 171, algumas partes interessadas afirmaram que uma reserva estratégica seria mais adequada do que um mercado de capacidade à escala do mercado para resolver o problema de adequação da produção no Reino Unido. Pelo contrário, o RU considerava que uma reserva estratégica não seria capaz de combater as deficiências do mercado subjacentes (cf. considerandos 171 e 172).

(262) Tal como se explica no relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade ([62]), não são necessárias intervenções a longo prazo quando as avaliações da adequação mostram e os decisores políticos estão convencidos de que, a longo prazo, o mercado pode ser reformado de modo que incentive suficientemente o investimento, e desde que haja capacidade disponível suficiente para garantir a segurança do aprovisionamento até os investimentos se concretizarem. Todavia, poderá ser necessário garantir que a capacidade existente não desaparece prematuramente. Nessas circunstâncias, uma reserva estratégica será provavelmente a resposta mais apropriada, porque pode ajudar a controlar a quantidade de capacidade existente que sai do mercado. Nos casos em que são identificadas preocupações com a adequação a longo prazo, o mecanismo de capacidade mais apropriado para resolver o problema é provavelmente um mecanismo à escala do mercado baseado no volume.

(263) Uma reserva estratégica não resolveria o problema de investimento identificado em relação às novas centrais. Pelo contrário, os mecanismos de capacidade à escala do mercado são mais eficazes para incentivar os investimentos em novas capacidades, a fim de resolver os problemas de adequação a longo prazo.

(264) Além disso, o CM foi concebido para apoiar e complementar a evolução em curso no mercado e para ser coerente com o mercado interno da energia e as políticas energéticas da União, nomeadamente o desenvolvimento de uma gestão da procura ativa, um aumento da concorrência e o investimento na capacidade interconectada.

(265) A Comissão conclui, por conseguinte, que a escolha do instrumento é adequada para resolver a deficiência do mercado subjacente que impede os investimentos a longo prazo.

6.2.2. *Remuneração unicamente do serviço de pura disponibilidade de capacidade*

(266) Na decisão de início do procedimento, a Comissão chegou à conclusão preliminar de que a medida apenas compensava o serviço de disponibilização de capacidade. Todavia, como se explica nos considerandos 130 a 132 da presente decisão, algumas partes interessadas suscitaram preocupações a respeito desta questão.

(267) Relativamente à preocupação referida pelas partes interessadas a respeito dos mecanismos de notificação dos períodos de pressão (ver considerando 130), a Comissão considera que a criação de um mecanismo de despacho poderia interferir nos sinais de mercado e, por conseguinte, não ser considerada compatível com o ponto 225 das EEAG.

(268) Quanto à proposta de reforço do regime de sanções (ver considerando 131 e 174) e também às preocupações suscitadas pelas partes interessadas a respeito do modelo de «energia fornecida» do CM (ver considerandos 132 e 175), os beneficiários recebem uma compensação pelas unidades de capacidade que disponibilizam (GBP/MW) e não pela energia fornecida (GBP/MWh), o que é consentâneo com o ponto 225 das EEAG. A Comissão observa, porém, que o CM segue um modelo de «energia fornecida» (ver secção 2.6 *supra*), segundo o qual os fornecedores de capacidade podem sofrer sanções caso não procedam à entrega física da energia durante os períodos de pressão sobre o sistema, independentemente dos sinais transmitidos pelo mercado grossista. A Comissão considera que a principal função do acoplamento de mercados (para o dia seguinte e intradiário) e dos mercados de balanço consiste em assegurar uma utilização eficiente dos recursos ao dispor do sistema incluindo entre interconectores. Um modelo de energia fornecida pode pôr em causa esta função, uma vez que pode levar os fornecedores de capacidade a despacharem mesmo quando esse despacho não é lucrativo apenas com base nos preços de mercado, a fim de evitarem as sanções. Contudo, na prática é muito improvável que ocorram distorções do despacho no CM, uma vez que os períodos de pressão são definidos por referência a medidas que o gestor da rede, normalmente, só tomaria em último recurso, quando o mercado não tiver conseguido garantir a segurança do aprovisionamento.

([62]) Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade, SWD(2016) 385 final.

(269) A Comissão conclui, assim, que o CM remunera o serviço de pura disponibilidade de capacidade em consonância com as orientações da secção 3.9.3 das EEAG.

6.2.3. *Abertura da medida a todos os fornecedores de capacidade relevantes*

6.2.3.1. Potencial discriminação dos operadores de DSR devido à ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo

(270) Embora a Comissão não tenha abordado explicitamente essa questão na decisão de início do procedimento, algumas partes interessadas alegaram que, para evitar que os operadores de gestão da procura sejam discriminados, o CM deve oferecer contratos que prevejam um fornecimento delimitado no tempo (ver considerando 133).

(271) Com base nos dados fornecidos pelo Reino Unido e resumidos no considerando 176, a Comissão considera que a ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo não é discriminatória. Em especial, o facto de apenas uma de 89 CMU ter optado, no leilão transitório, por um contrato de fornecimento delimitado no tempo demonstra que essas disposições não representam, em si mesmas, um obstáculo à participação dos operadores de gestão da procura.

6.2.3.2. Diferenças na duração aplicável dos contratos

(272) O acórdão do Tribunal Geral concluiu que as diferenças em termos da duração dos contratos oferecidos a outras capacidades que não as de produção, em especial aos operadores de gestão da procura, por um lado, e aos produtores de eletricidade, por outro lado, podem indicar que a Comissão devia ter tido dúvidas quanto à compatibilidade da medida com o mercado interno. A Comissão analisou, assim, se a ausência de contratos de capacidade a longo prazo para os operadores de gestão da procura reduz as suas oportunidades de participação no CM.

(273) O ponto 226 das EEAG exige que se encontre um equilíbrio entre dois objetivos concorrentes: por um lado, a abertura do mecanismo a todos os tipos de capacidades e, por outro lado, a necessidade de proporcionar incentivos adequados tanto às capacidades novas como as já existentes.

(274) Como se afirma na decisão de início do procedimento, a Comissão considera que, por um lado, os contratos de capacidade de duração superior a um ano se podem justificar nos casos em que haja elevadas despesas de capital e dificuldades na obtenção de financiamento, promovendo assim a entrada de novos concorrentes no mercado. Como o Reino Unido explica (ver considerando 177), é isto que acontece, designadamente, com as unidades de produção recém-construídas. À exceção das sugestões de caráter geral em defesa de uma menor duração dos contratos (ver alíneas i), ii) e iii) do considerando 136), a Comissão não recebeu nenhumas observações que contestassem a relevância dos contratos a longo prazo (até 15 anos) para proporcionar incentivos às novas capacidades, em consonância com o ponto 226 das EEAG. A Comissão considera, em especial, que a utilização de limites de despesas de capital para determinar a elegibilidade para contratos a longo prazo é adequada, uma vez que dá indicações claras da dificuldade de obter financiamento: quanto mais elevado é o montante do investimento, maior a dificuldade de obter o financiamento. Por outro lado, a Comissão considera que a exclusão de outras capacidades que não as de produção do acesso a contratos a longo prazo não foi discriminatória, uma vez que as centrais existentes e a DSR, por necessitarem de menores custos de capital (o que indica uma menor importância de obterem financiamento) não necessitam de contratos de longa duração para obterem financiamento. A Comissão entende, portanto, que os contratos mais curtos não colocaram a produção existente nem a DSR numa situação de desvantagem concorrencial relativamente à nova produção. Por conseguinte, foi estabelecido o equilíbrio apropriado entre os dois objetivos concorrentes referidos no considerando 273.

(275) A Comissão considera que existem vários indícios de que as diferenças na duração dos contratos não levaram, na prática, a qualquer discriminação dos operadores de gestão da procura. Em primeiro lugar, os resultados dos leilões não indiciam, até à data, quaisquer distorções suscitadas, na prática, pelas diferenças no acesso aos contratos a longo prazo. Pelo contrário, o desempenho da DSR é comparável ao das unidades de produção recém-construídas (e geralmente melhor do que este) (ver considerando 179). Em segundo lugar, a Comissão não encontrou provas de nenhum operador de gestão da procura que tenha atingido o limite das despesas de capital para os contratos a longo prazo, mas não tenha podido participar no CM. Em terceiro lugar, as estimativas das despesas de capital efetivas da DSR, fornecidas pelas partes interessadas, eram muito baixas, tendo sido estimado por algumas partes interessadas, que agem como operadores de gestão da procura que essas despesas de capital eram muito inferiores aos limites e mesmo próximas de zero (ver considerando 135). As despesas de capital da DSR identificadas no segundo leilão transitório eram, em média, de 0,15 GBP/kW (ver considerando 178). Em quarto lugar, a produção de DSR a montante do contador (ou seja, 60 % a 70 % da DSR que participa ativamente nos mercados de flexibilidade) pode ter acesso a contratos a longo prazo, se entrar no leilão como produção (ver considerandos 135 e 178). Em quinto lugar, os limites das despesas de capital para a participação nos leilões foram regularmente atualizados (ver considerando 75).

(276) Consequentemente, em relação ao passado, a Comissão considera que as diferenças na duração aplicável dos contratos não conduziram, na prática, a qualquer discriminação dos operadores de gestão da procura.

(277) A situação atual, em que o acesso a contratos de longa duração está limitada aos produtores de eletricidade, não levou a qualquer tratamento discriminatório. No entanto, a participação dos operadores de gestão da procura nos leilões do CM está a aumentar (cf. quadro 2) e não se pode excluir que, no futuro, esses operadores cumpram os níveis de despesas de capital correspondentes aos limites aplicáveis. Deste modo, a fim de garantir que, no futuro, as capacidades que cumpram esses limites não serão impedidas de aceder a contratos a longo prazo com base no tipo de capacidade, a Comissão congratula-se com os compromissos assumidos pelo Reino Unido de i) permitir que todos os tipos de capacidades (exceto interconectores) se candidatem à pré-seleção para apresentar propostas relativas a contratos das várias durações disponíveis, se conseguirem demonstrar que cumprem os limites de despesas de capital descritos no considerando 75 *supra*, e de ii) rever esses limites regularmente para garantir que continuam a ser adequados (ver considerando 182). Esta alteração estaria em consonância com o relatório da Comissão de Ciência e Tecnologia da Câmara dos Comuns do Reino Unido, referido no considerando 21, que recomenda que os fornecedores não produtores de eletricidade que se candidatem aos contratos do mercado de capacidade devem ser elegíveis para obterem contratos de até quinze anos, a par das novas instalações de produção.

6.2.3.3. Garantia limitada para o volume de capacidade reservada ao leilão T-1

(278) Tal como é explicado nos considerandos 161 a 163 da decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre a situação jurídica, a execução prática e o efeito de incentivo dos leilões T-1, em especial no que diz respeito às CMU de gestão da procura, uma vez que o leilão T-1 proporciona uma melhor via de acesso ao mercado para a DSR.

(279) No que se refere à situação jurídica dos leilões T-1 no passado, a Comissão recorda que, em 2014, as autoridades do Reino Unido se comprometeram a adquirir nos leilões com prazos de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes. Este compromisso era vinculativo, com base na Decisão de 2014. Cabia então ao Reino aplicar a medida tal como aprovada na legislação nacional, incluindo os compromissos correspondentes, e cumprir a decisão da Comissão em todos os aspetos ([63]).

(280) A Comissão observa igualmente que, como é explicado no considerando 162 da decisão de início do procedimento e descrito no quadro 3 e no considerando 63 da presente decisão, desde 2014, a capacidade que se pretende contratar e a quantidade efetivamente contratada no leilão T-1 excederam sempre a capacidade inicialmente «reservada» na fase do leilão T-4.

(281) A Comissão reconhece que, tal como foi referido no considerando 162 da decisão de início do procedimento e sublinhado por algumas partes interessadas (ver considerando 138 *supra*), o Secretary of State pode decidir não organizar leilões T-1. Todavia, como referiram outras partes interessadas (ver considerando 139) e o Reino Unido (ver considerando 186), tanto os leilões T-4 como os leilões T-1 podem ser adiados ou cancelados pelo Secretary of State: por conseguinte, não se vislumbra nenhuma discriminação específica da DSR. Acresce que, na prática, nenhum dos leilões foi cancelado, exceto os leilões que se seguiram ao acórdão do Tribunal Geral, quando as autoridades do Reino Unido suspenderam o CM na sua globalidade.

(282) No que se refere ao nível do volume de capacidade a reservar, a Comissão concorda com as observações recebidas de algumas partes interessadas e do Reino Unido que destacavam o equilíbrio entre, por um lado, a necessidade de assegurar uma via de acesso ao mercado para a DSR através dos leilões T-1 e, por outro lado, a necessidade de evitar uma eventual sobrecontratação ou leilões sobredimensionados e pouco competitivos. Tendo em conta o nível elevado e crescente de participação dos operadores de gestão da procura nos leilões T-4 (ver quadro 1), o segundo risco tornou-se mais importante. Com efeito, se a capacidade necessária diminuir entre o leilão T-4 e o leilão T-1, o objetivo será ajustado em baixa para evitar esse risco. Esta flexibilidade é igualmente necessária para assegurar a compatibilidade com os pontos 231 e 232, alínea c), das EEAG. Por conseguinte, a Comissão conclui que a atual metodologia de reserva da capacidade, descrita no considerando 62, é adequada.

(283) Algumas partes interessadas sugeriram a eliminação dos leilões T-4 ou a organização de leilões semanais suplementares ou de leilões T-2. Contudo, a organização de leilões T-4 é necessária para garantir a conformidade com o ponto 226 das EEAG, ou seja, para permitir o tempo suficiente para realizar novos investimentos. A Comissão concorda com o argumento do Reino Unido (ver considerando 188) de que a necessidade de organizar leilões T-2 além dos leilões T-4 e T-1 não se justifica. Acresce que os leilões semanais não dariam o sinal adequado para os investimentos a longo prazo necessários para atingir os objetivos do CM.

([63]) Acórdão de 13 de junho de 2013, C-287/12 P, Ryanair/Comissão, EU:C:2013:395, n.os 67 e 68

(284) A fim de proporcionar maior segurança jurídica aos participantes nos leilões, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 187, de i) continuar a adquirir nos leilões com prazos de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes, no âmbito do processo de definição dos parâmetros do leilão T-4 para o mesmo ano de fornecimento e de ii) continuar a utilizar a metodologia de reserva de eletricidade baseada num intervalo de confiança de 95 % descrito no considerando 62 *supra* para determinar a quantidade mínima de capacidade que será reservada a um leilão T-1.

6.2.3.4. Limite mínimo de participação

(285) Na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre se o limite mínimo de 2 MW (descrito nos considerandos 30 e 31) podia constituir um obstáculo à entrada de novos operadores de gestão da procura no CM. Em especial, embora os operadores de gestão da procura possam agregar várias instalações para atingir o limite mínimo de 2 MW, são obrigados a pagar uma garantia de licitação relativa aos 2 MW, mesmo que só uma percentagem desse volume seja capacidades DSR não confirmadas.

(286) Quanto ao nível do limite propriamente dito, a Comissão considera que 2 MW era um limite baixo em 2014, em comparação com os limites de participação aplicados noutras medidas utilizadas pela National Grid e com os aplicados noutros países europeus (ver considerando 189). Além disso, o limite de 100 kW utilizado pela PJM é aplicável a aquisições regionais de menor dimensão, não sendo, portanto, comparável (cf. considerando 143). Aliás, como se explica no considerando 68 da presente decisão, o Reino Unido experimentou um limite de participação mais baixo para o segundo leilão transitório. Apenas se qualificaram oito CMU abaixo de 2 MW, que forneciam menos de 3 % da capacidade total adquirida nesse leilão. Além disso, se mais CMU de menor dimensão quisessem participar, os leilões deveriam ter revelado um agrupamento de CMU ao nível dos 2 MW, mas tal não aconteceu (ver considerando 189). Ambos os elementos mostram que as CMU mais pequenas não tinham grande interesse em participar no CM.

(287) No que se refere à exigência da garantia de licitação, a Comissão concorda que tal exigência é útil para garantir o fornecimento efetivo e dissuadir projetos especulativos, tal como assinalam algumas partes interessadas (ver considerando 144) e o Reino Unido (ver considerandos 40 e 42).

(288) A Comissão apreciou se o nível da garantia de licitação podia ser considerado como um obstáculo à entrada de novos participantes da gestão da procura no CM. Em primeiro lugar, a Comissão concluiu, no considerando 271, que a falta de contratos de fornecimento delimitados no tempo não é, em si mesma, discriminatória da DSR. Em segundo lugar, como explicaram algumas partes interessadas (ver considerando 145) e o RU (ver considerando 190), os novos operadores de gestão da procura beneficiam de uma série de vantagens no CM em comparação com outras tecnologias. Em especial, a Comissão observa que, tal como descrito no considerando 42, o Governo do Reino Unido aumentou para 10 000 GBP/MW a garantia de licitação a depositar antes do leilão pelas novas centrais de produção, após a consulta realizada em março de 2016. Simultaneamente, manteve-se o nível da garantia de licitação pré-leilão para a DSR não confirmada em 5 000 GBP/MW, aliviando os encargos em termos relativos. Além disso, desde 2015, os operadores de gestão da procura só necessitam de depositar a garantia de licitação uma única vez para uma CMU de DSR não confirmada, o que permite que esta seja pré-selecionada para vários leilões consecutivos apresentando apenas uma garantia de licitação. Há ainda outras características do CM que é necessário ter em conta ao avaliar se um dos seus aspetos, ou seja, a exigência de uma garantia de licitação, discrimina ou não a DSR. Entre os elementos citados pelas partes interessadas e resumidos no considerando 145, as taxas de rescisão são apontadas como um exemplo de requisitos mais baixos para a DSR (até 10 000 GBP/MW) do que para outras formas de capacidade (até 35 000 GBP/MW). Por último, tal como o RU explicou (ver considerando 192), a alteração da regra de reafetação das componentes (ver considerando 180), em junho de 2019, limitou consideravelmente a exposição dos operadores de gestão da procura não confirmada ao nível completo da garantia de licitação (mesmo que a maioria das suas componentes estejam confirmadas).

(289) A Comissão conclui, por conseguinte, que o limite mínimo de participação de 2 MW, incluindo a exigência da garantia de licitação que lhe está associado, não constituíram até agora, na prática, um obstáculo à entrada de novos operadores de gestão da procura no CM. Como o RU explicou (ver considerando 193), a realidade do mercado está a evoluir e poderão existir, no futuro, alguns operadores de gestão da procura com uma capacidade inferior a 2 MW que prefiram entrar nos leilões do CM sem agregação. Por conseguinte, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 193, de reduzir o limite mínimo de participação no CM, tal como descrito nos considerandos 30 e 31, para 1 MW, em todos os leilões cuja pré-seleção comece em

janeiro de 2020, bem como com o compromisso do RU de reavaliar este limite até outubro de 2021 para examinar o potencial para futuras reduções, tal como descrito no considerando 193.

6.2.3.5. Abertura da medida às fontes de energia renováveis e às novas tecnologias

(290) O ponto 226 das EEAG indica que uma medida deve ser aberta aos operadores que utilizem tecnologias substituíveis. As fontes de energia renováveis podem contribuir para resolver o problema de adequação da produção. Por conseguinte, a Comissão rejeita a ideia expressa por uma parte interessada de que essas tecnologias não deviam ser incluídas no CM (ver considerando 147). Como se explica na secção 2.3, são utilizados fatores de redução para ajustar as capacidades ao risco de não estarem total ou parcialmente disponíveis para dar resposta em períodos de pressão sobre o sistema. A metodologia utilizada para determinar os fatores de redução aplicáveis à energia eólica e solar foi aprovada pelo PTE ([64]) e produz fatores correspondentes aos utilizados noutros mercados de capacidade na União Europeia ([65]). Por conseguinte, ao contrário de algumas partes interessadas (ver considerando 146), a Comissão considera que os fatores de redução são adequados.

(291) Embora a Comissão não tenha abordado explicitamente esta questão na decisão de início do procedimento, algumas partes interessadas alegaram que a exclusão de tecnologias não subvencionadas da participação no CM não era compatível com as EEAG. Tal como é referido no considerando 146, uma parte interessada explicou que o seu parque eólico não subvencionado foi impedido de participar no leilão T-4 de 2017, além de não haver nenhuma via de pré-seleção para o leilão T-4 de 2018, cancelado (para o ano de fornecimento de 2022/2023).

(292) A Comissão considera que as regras descritas nos considerandos 32 e 33 são adequadas para evitar a cumulação de auxílios estatais. Todavia, não devem levar à exclusão de fornecedores de capacidade que não recebam tais auxílios. A Comissão regista os argumentos do Reino Unido referidos no considerando 195 e reconhece que o RU tomou medidas rapidamente. A Comissão congratula-se com a entrada em vigor, em junho de 2019, das novas regras do CM que permitem a participação das tecnologias eólica e solar no mercado de capacidade, descritas no considerando 196. Estas regras serão aplicáveis a partir dos leilões T-1, T-3 e T-4 previstos para janeiro de 2020. Permitirão, por conseguinte que o operador do parque eólico referido no considerando 291 participe no próximo leilão T-3 (ano de fornecimento de 2022/2023). Simultaneamente, a Comissão observa que só num caso, o de um parque eólico no leilão T-4 de 2017, um fornecedor não pôde participar em nenhum dos leilões, o que tem um efeito negligenciável no CM em termos globais.

(293) Os custos de capital necessários para determinadas tecnologias diminuíram drasticamente nos últimos anos, pelo que estas podem deixar de necessitar do apoio das medidas descritas no considerando 32. Por conseguinte, para evitar, no futuro, que fornecedores de capacidade que não recebem tais auxílios sejam excluídos, como na situação descrita no considerando 291, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, exposto no considerando 197, de desenvolver todas as regras necessárias (por exemplo, os fatores de redução, mas não só) para garantir a participação efetiva de qualquer novo tipo de capacidade que possa contribuir eficazmente para resolver o problema de adequação da produção, assim que essa capacidade tenha condições para tal.

6.2.3.6. Participação da capacidade interconectada

(294) O ponto 226 das EEAG dispõe que uma medida deve ainda ter em conta até que ponto a capacidade de interconexão pode remediar eventuais problemas de adequação da produção.

(295) Na decisão de início do procedimento, a Comissão explicou que, em 2014, o RU apresentou provas de que, nessa fase, não era possível incluir capacidades externas no CM sem criar mecanismos transfronteiriços adicionais. A Comissão reconhece que, na altura, era efetivamente difícil permitir a participação transfronteiriça no CM. Em vez disso, o Reino Unido permitiu que a capacidade interconectada participasse diretamente no CM a partir do segundo leilão realizado em 2015. A Comissão tinha, no entanto, dúvidas sobre se, no futuro, a participação transfronteiriça no CM deveria continuar a estar limitada aos interconectores.

([64]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De--rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([65]) Os fatores de redução utilizados na pré-seleção para os próximos leilões T-4, T-3 e T-1 (ver considerando 18, alínea d)) são os seguintes: para a energia eólica terrestre, entre 7,42 % e 8,98 %; para a energia eólica marítima, entre 10,55 % e 14,45 %; para a energia solar fotovoltaica, entre 2,34 % e 3,22 %; estes fatores de redução são comparáveis aos utilizados na Irlanda (por exemplo, em relação ao leilão de capacidade T-1 de 2019/2020, ver http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction--Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) e na Itália [ver Decisão C(2018) 617 final].

(296) Nos termos do artigo 26.º do Regulamento (UE) 2019/943, que será aplicável a partir de 1 de janeiro de 2020, os mecanismos de capacidade devem ser abertos à participação direta transfronteiriça dos fornecedores de capacidade situados noutro Estado-Membro. Neste contexto, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 200, no sentido de:

a) A envidar esforços para implementar a participação direta de capacidades externas nos leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, sob reserva da celebração de acordos de cooperação com os operadores de redes de transporte dos países vizinhos onde as capacidades participantes estão localizadas; e

b) Em qualquer caso, aplicar a participação direta de capacidades externas a todos os leilões cuja pré-seleção tenha início após as metodologias, regras comuns e regras de funcionamento referidas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento (UE) 2019/943 relativo ao mercado interno da eletricidade terem sido aprovadas pela ACER e publicadas no seu sítio Web, nos termos do artigo 27.º do referido regulamento, e se terem tornado aplicáveis.

(297) No que se refere às observações de algumas partes interessadas sobre o sistema de remuneração «de limite mínimo e limite máximo» aplicável aos interconectores (ver considerando 149), a Comissão considera que esta situação é diferente das descritas nos considerandos 32 e 33 relativamente à cumulação de auxílios. Como foi explicado pelo RU (ver considerando 201) todos os rendimentos resultantes do CM são tidos em conta antes de avaliar o rendimento dos interconectores no que diz respeito ao regime de limite mínimo e limite máximo. Deste modo, um interconector só receberá um pagamento baseado no limite mínimo se o rendimento total (incluindo o do CM) for inferior a esse limite, enquanto, se o rendimento total for superior ao limite máximo, o operador tem de devolver o excedente aos consumidores. Por conseguinte, o sistema de limite mínimo e limite máximo é diferente de uma medida de apoio que implicasse uma cumulação de auxílios. A Comissão não considera, assim, que os interconectores tivessem de ser excluídos da participação no CM nesta base.

(298) No que se refere à observação da parte interessada sobre a exclusão dos interconectores do leilão T-1 realizado no início de 2018 para o ano de fornecimento de 2018/2019 (ver considerando 150), a Comissão regista os argumentos apresentados pelo RU no considerando 202. Em especial, tal como é explicado nos considerandos 143 e 144 da decisão de início do procedimento, a Comissão reconhece que o Reino Unido reviu em alta a sua estimativa da contribuição dos interconectores durante os períodos de pressão, na sequência da recomendação do PTE para que o considerando 124 da Decisão de 2014 fosse respeitado. Em consequência, a sua contribuição líquida aumentou de 0 GW para 2,1 GW para o ano de fornecimento de 2018/2019 (ver considerando 36). Consequentemente, o Reino Unido ajustou em baixa a quantidade de capacidade a adquirir neste leilão T-1, mas, para que os interconectores pudessem participar no leilão seria necessário aumentar a capacidade a leiloar, contrariando as expetativas do mercado baseadas nas condições do leilão T-4 de 2014.

(299) Quanto aos fatores de redução aplicados aos interconectores, a Comissão considera que a metodologia baseada em interconectores individuais não é discriminatória. Como é explicado pelo RU no considerando 202, esta abordagem específica dos interconectores é justificada pela necessidade de ter em conta o significativo grau de diversidade dos interconectores e dos mercados interconectados. Esta diversidade exige que a NG utilize uma série de fatores de redução modelizados para cada país interconectado (utilizando uma metodologia de modelização estocástica pan-europeia). Além disso, o painel de peritos técnicos analisa, com independência, a adequação dos valores de redução.

6.2.4. *Conclusão sobre a adequação da medida*

(300) A Comissão conclui, assim, que o CM cumpre as orientações formuladas na secção 3.9.3 das EEAG.

6.3. **Efeito de incentivo**

(301) A Comissão apreciou se a medida tem um efeito de incentivo, como exige a secção 3.9.4 das EEAG, que remete para as condições definidas na secção 3.2.4 das EEAG. Existe um efeito de incentivo quando os auxílios induzem os beneficiários a alterar o seu comportamento no sentido de melhorar o funcionamento de um mercado da energia seguro, sustentável e a preço comportável, sendo essa uma mudança de comportamento que não fariam sem os auxílios.

(302) Na sua notificação de 2014, o RU forneceu estimativas da adequação da produção que mostravam que, num cenário contrafactual sem a medida, a adequação da produção atingiria níveis críticos em 2018/2019, como se mostra no considerando 100 e no gráfico 4. Por outras palavras, sem a medida, os fornecedores de capacidade não disponibilizariam a capacidade necessária para cumprir a norma de fiabilidade estabelecida pelo Reino Unido para fornecer energia em períodos de pressão. Como se explica no considerando 126, alínea c), algumas partes interessadas confirmaram a importância do CM para apoiar o investimento em novas capacidades e manter as capacidades existentes.

(303) Sem o CM, a gama de LOLE prevista violaria a norma de fiabilidade de 3 horas de LOLE todos os anos até 2030. Por conseguinte, sem o CM, o problema de adequação da produção manter-se-ia.

(304) O objetivo da medida consiste, neste caso, em garantir a segurança do aprovisionamento mantendo suficientes capacidades disponíveis. Como explicado nos considerandos 302 e (303) *supra*, sem o CM não existiria capacidade suficiente para garantir a segurança do aprovisionamento porque as projeções indicam que uma percentagem significativa de centrais não consegue obter do mercado apenas centrado na energia rendimentos suficientes para cobrir os seus custos.

(305) A medida tem, portanto, um efeito de incentivo para que as capacidades existentes se mantenham no mercado e estejam disponíveis em situações de escassez, e para que novas capacidades entrem no mercado. A medida incentiva os novos intervenientes no mercado e os já existentes a contribuírem deste modo para o objetivo de segurança do aprovisionamento.

(306) Por último, em conformidade com o ponto 52 das EEAG, o auxílio é concedido com base num concurso verdadeiramente competitivo. O processo de leilão descrito na secção 2.4 é não discriminatório e aberto a todos os tipos de fornecedores de capacidade, e o auxílio é concedido com base no preço de equilíbrio. Além disso, o número de empresas participantes é suficiente e o volume é um condicionalismo vinculativo, pelo que nem todos os proponentes beneficiam de auxílio (ver, por exemplo, o quadro 1 e o quadro 2 *supra*).

(307) Em consequência, a Comissão conclui que o CM tem um efeito de incentivo e cumpre as orientações formuladas na secção 3.9.4 das EEAG.

6.4. **Proporcionalidade da medida**

(308) Nos termos da secção 3.9.5 das EEAG, a medida é considerada proporcional quando preenche as seguintes condições: i) a compensação permite que os beneficiários obtenham uma taxa de retorno razoável (uma medida concebida como um procedimento de concurso competitivo, com base em critérios claros, transparentes e não discriminatórios será considerado como conducente a taxas de retorno razoáveis em circunstâncias normais); ii) a medida incorpora mecanismos que impedem o aparecimento de lucros aleatórios; e iii) o preço pago pela disponibilidade tende automaticamente para zero, quando se esperar que o nível de capacidade fornecida seja adequado para responder ao nível de capacidade procurada.

(309) A conformidade do CM com o primeiro requisito relativo à taxa de retorno razoável é avaliada nas secções 6.4.1 e 6.4.2.

(310) Quanto ao segundo requisito, uma conceção de CM à escala do mercado reflete os resultados de um mercado da energia eficiente. O leilão obedece a uma conceção descendente, com preço uniforme, em que os adjudicatários recebem o preço de equilíbrio. O pagamento do preço de equilíbrio é uma das conceções especificamente referidas na definição de «concurso verdadeiramente competitivo» no ponto 43 das EEAG, presumindo-se, portanto, que incorpora características conducentes a taxas de retorno razoáveis em consonância com o ponto 229 das EEAG. Além disso, as características seguintes contribuem para minimizar o risco de lucros aleatórios, em conformidade com o ponto 230 das EEAG: um limite de preço global de 75 GBP/kW, um limite de licitação aplicável aos tomadores de preços de 25 GBP/kW e contratos de curta duração para a maior parte das categorias de fornecedores de capacidade. O nível mais baixo dos pagamentos de capacidade atribuído às capacidades existentes, mencionado por uma parte interessada (ver considerando 151), apenas reflete as diferenças no valor da adequação para os diferentes anos e não corresponde a lucros aleatórios. Consequentemente, a Comissão conclui que o CM da Grã-Bretanha cumpre o requisito de impedir lucros aleatórios.

(311) Em relação ao terceiro requisito, espera-se que a natureza competitiva do leilão, tal como descrita na secção 2.4 da presente decisão, leve a que os preços tendam para zero, se a oferta for suficiente para responder à procura, em conformidade com o ponto 231 das EEAG. Com efeito, observou-se que alguns leilões encerraram com preços muito inferiores ao esperado, até mesmo próximos de zero no leilão T-1 de 2019, em que o preço de equilíbrio foi de 0,77 GBP/kW (ver quadro 7).

6.4.1. *Diferenças na duração aplicável dos contratos*

(312) Apesar de ter tido dúvidas, à primeira vista, como é analisado na secção 6.2.3.2, a Comissão considera, em relação ao passado, que as diferenças na duração aplicável dos contratos não conduziram, na prática, a qualquer discriminação dos operadores de gestão da procura. Designadamente, a Comissão considera que a exclusão de outras capacidade que não as de produção do acesso a contratos a longo prazo não foi discriminatória, uma vez que as centrais existentes e os operadores de gestão da procura, por necessitarem de menores custos de capital (o que indica uma menor necessidade de obterem financiamento), podem não obter grandes benefícios de uma maior duração dos contratos. A Comissão considera, assim, que os contratos mais curtos não colocam a produção existente nem os operadores de gestão da procura numa situação desvantajosa relativamente às novas unidades

de produção. Além disso, como se explica no considerando 275, as observações recebidas revelam vários elementos importantes que confirmam esta análise. Por conseguinte, a medida respeita a condição enunciada no ponto 229 das EEAG relativa aos procedimentos de concurso competitivos, segundo a qual tais procedimentos devem ser baseados em critérios claros, transparentes e não discriminatórios. A Comissão constata que a utilização de limites relativos às despesas de capital é suficiente para garantir que só as capacidades que têm dificuldades em obter financiamento podem aceder aos contratos a longo prazo. Por conseguinte, a Comissão congratula-se com o compromisso assumido pelo Reino Unido de permitir que todos os tipos de capacidades (exceto interconectores) se candidatem à pré-seleção para apresentar propostas relativas a contratos das várias durações disponíveis, se conseguirem demonstrar que cumprem os limites de despesas de capital, e de rever estes limites regularmente para garantir que continuam a ser adequados (ver considerando 182).

6.4.2. *Exclusão da Short Term Operating Reserve (STOR) a longo prazo*

(313) Na decisão de início do procedimento, a Comissão considerou que a exclusão dos fornecedores da STOR a longo prazo não era discriminatória. Esta questão foi, no entanto, abordada pelas partes interessadas (ver considerandos 153 e 154) e pelo RU (ver considerandos 204 a 210) durante o procedimento formal de investigação.

(314) No que respeita à exclusão propriamente dita, a Comissão considera que, no passado, o Reino Unido tomou, legitimamente, em consideração o risco de aparecimento de lucros aleatórios em resultado da participação da STOR a longo prazo. Com base nas informações então disponíveis, este risco parecia ser importante, como é igualmente afirmado por outra parte interessada (ver considerando 153). Além disso, como é explicado na decisão de início do procedimento, e também por uma parte interessada (ver considerando 153) e pelo RU (ver considerando 207), a Comissão considera que as centrais elétricas em causa podem, de facto, participar no CM, desde que renunciem ao seu contrato a longo prazo com o gestor da rede, se forem selecionadas no leilão. A Comissão regista, além disso, a decisão do RU de manter o regime de STOR a longo prazo e o regime do CM separados, sem uma disposição de reembolso: uma decisão semelhante à que exclui do CM as capacidades de beneficiam de regimes de apoio às energias renováveis. Por último, a Comissão regista a intenção do RU de reavaliar a exclusão dos operadores da STOR a longo prazo, à luz das novas informações sobre o mercado que estão disponíveis (ver considerando 210): esta nova avaliação ainda deverá tomar em consideração o risco de lucros aleatórios.

(315) No que respeita à exclusão das centrais que entraram em funcionamento antes de 2014 da oportunidade de acederem a contratos a longo prazo, a Comissão concorda com os argumentos do RU apresentados no considerando 206. Em especial, as centrais que entraram em funcionamento antes do primeiro leilão do CM não enfrentaram quaisquer obstáculos específicos à entrada no (por exemplo, o financiamento da construção) e, por conseguinte, não tinham motivos para serem elegíveis para contratos a longo prazo.

6.4.3. *Método de recuperação de custos*

(316) Tal como é dito no considerando 187 da decisão de início do procedimento, a Comissão tem de ter em conta o ponto 25 das EEAG, segundo o qual a compatibilidade da medida deve ser apreciada apenas com base nos critérios estabelecidos na secção 3.9.5 das EEAG. Esta secção não inclui, notoriamente, qualquer referência ao financiamento das medidas de adequação da produção. Algumas partes interessadas (ver considerando 159) e o RU (ver considerando 211), concordam com esta opinião. A Comissão conclui que a proporcionalidade do mercado de capacidade da Grã-Bretanha deve ser apreciado apenas com base nos pontos 228 a 231 das EEAG, tal como acontece nos considerandos 308 a 315.

(317) No entanto, mesmo que os pontos 27, alínea e), e 69 das EEAG fossem aplicáveis à medida neste caso, a Comissão considera que o método de recuperação de custos é proporcionado.

(318) Em primeiro lugar, tal como explicam algumas partes interessadas (ver considerando 156) e o Reino Unido (ver considerando 214), a metodologia de recuperação de custos concilia o interesse de manter um incentivo à redução da procura com a necessidade de reduzir a incerteza dos fornecedores de eletricidade quanto à parte dos custos que fica a seu cargo. Essa incerteza traduzir-se-ia num prémio de risco que os fornecedores fariam repercutir sobre os consumidores, aumentando, assim, os custos da eletricidade.

(319) Em segundo lugar, a metodologia de recuperação de custos beneficia exclusivamente os operadores de gestão da procura e não os produtores de eletricidade (uma vez que os custos são aplicados ao mercado retalhista). Em qualquer caso, tarifa os picos de procura para além dos incentivos à redução da procura já existentes no mercado de eletricidade da Grã-Bretanha, comparativamente a métodos alternativos como as tarifas fixas ou um imposto (ver considerando 212). Como explicado pelo RU (ver considerando 215), o argumento de que a atual metodologia só incentiva, como DSR, a produção a montante dos contadores, baseia-se no pressuposto de que o período das 16 às 19 horas é demasiado extenso para os clientes reduzirem regularmente a procura durante essas horas e beneficiarem, assim, de uma tarifa do CM reduzida. Contudo, não é necessário reduzir a procura durante todo esse período para obter benefícios. Isto apenas implica que os operadores de gestão da procura assente na redução do consumo não obtêm os benefícios na sua totalidade.

(320) Em terceiro lugar, tal como explicaram as partes interessadas (ver considerando 157) e o RU (ver considerando 214), a metodologia de tríade alternativa preferida por outras partes interessadas (ver considerando 158), não estaria necessariamente alinhada com os momentos de pressão sobre o sistema e conduziria potencialmente a decisões de despacho ineficientes. Por conseguinte, não há motivos para considerar que o método de recuperação dos custos aplicado pelo RU é menos proporcionado do que outros métodos de financiamento possíveis, nomeadamente o método da tríade.

6.4.4. *Conclusão sobre a proporcionalidade da medida*

(321) A Comissão conclui, assim, que o CM cumpre as orientações formuladas na secção 3.9.5 das EEAG.

6.5. **Prevenção de efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais**

(322) A secção 3.9.6 das EEAG especifica as condições para se prevenirem efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais.

6.5.1. *Participação de produtores que usem tecnologias diferentes e de operadores que proponham medidas com um desempenho técnico equivalente.*

(323) Como se explica nos considerandos 30 e 31, o CM permite a agregação da oferta e da procura em conformidade com a última frase do ponto 232, alínea a), das EEAG.

(324) Tal como descrito na secção 2.3.1, o CM está aberto, em princípio, à participação de produtores que utilizem tecnologias diferentes e de operadores que proponham medidas com um desempenho técnico equivalente, tal como a gestão da procura, os interconectores e o armazenamento, em conformidade com as duas primeiras frases do ponto 232, alínea a), das EEAG. Todavia, na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre a abertura do CM no que respeita a algumas das suas características de conceção específicas.

6.5.1.1. Potencial discriminação dos operadores de gestão da procura devido à ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo

(325) Com base nos dados fornecidos pelo Reino Unido e resumidos no considerando 176, a Comissão considera que a ausência de contratos de fornecimento delimitados no tempo não é discriminatória. Em especial, o facto de apenas uma de 89 CMU ter optado no leilão transitório por um contrato de fornecimento delimitado no tempo demonstra que essas disposições não representam, em si mesmas, um obstáculo à participação dos operadores de gestão da procura.

6.5.1.2. Diferenças na duração disponível dos contratos

(326) Na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre o tratamento potencialmente discriminatório das capacidades de DSR em relação às capacidades de produção devido à diferença na duração aplicável dos contratos.

(327) A Comissão considera que, por um lado, os contratos de capacidade de duração superior a um ano podem justificar-se nos casos em que haja elevadas despesas de capital e dificuldades na obtenção de financiamento, promovendo assim a entrada de novos concorrentes no mercado. É o que acontece, designadamente, com as unidades de produção recém-construídas. Para além das sugestões de caráter geral de uma menor duração dos contratos (ver alíneas i), ii) e iii) do considerando 136), a Comissão não recebeu quaisquer observações que contestassem a relevância dos contratos a longo prazo (até 15 anos) para incentivar a criação de novas capacidades, em consonância com o ponto 226 das EEAG. A Comissão considera, em especial, que a utilização de limites de despesas de capital para determinar a elegibilidade para contratos a longo prazo é adequada, uma vez que dá indicações claras da dificuldade de obter financiamento. Por outro lado, a Comissão considera que a exclusão de outras capacidades que não as de produção do acesso a contratos a longo prazo não foi discriminatória, uma vez que as centrais existentes e a DSR, por necessitarem de menores custos de capital (o que indica uma menor importância de obterem financiamento), podem não obter grandes benefícios de uma maior duração dos contratos. A Comissão considera, portanto, que os contratos mais curtos não colocam a produção existente nem os operadores de gestão da procura numa situação de desvantagem relativamente à nova produção.

(328) A Comissão considera que as diferenças na duração dos contratos não conduziram, na prática, a qualquer discriminação dos operadores de gestão da procura. Em primeiro lugar, os resultados dos leilões não indiciam, até à data, quaisquer distorções suscitadas, na prática, pelas diferenças no acesso aos contratos a longo prazo. Pelo contrário, indicam que o desempenho da DSR é comparável ao das unidades de produção recém-construídas (e geralmente melhor do que este) (ver considerando 179). Em segundo lugar, a Comissão não encontrou provas de nenhum operador de gestão da procura que tenha atingido o limite das despesas de capital para os contratos a

longo prazo, mas não tenha podido participar no CM. Em terceiro lugar, as estimativas das despesas de capital efetivas da DSR, fornecidas pelas partes interessadas, eram muito baixas, tendo sido estimado por algumas partes interessadas, que agem como operadores de gestão da procura que essas despesas de capital eram muito inferiores aos limites e mesmo próximas de zero (ver considerando 135). As despesas de capital da DSR identificadas no segundo leilão transitório eram, em média, de 0,15 GBP/kW (ver considerando 178). Em quarto lugar, a produção da DSR a montante do contador (ou seja, 60 % a 70 % da DSR que participa ativamente nos mercados de flexibilidade) pode ter acesso a contratos a longo prazo se entrar no leilão como produção (ver considerandos 135 e 178). Em quinto lugar, os limites das despesas de capital para a participação nos leilões foram regularmente atualizados (ver considerando 75).

(329) Consequentemente, a Comissão considera, em relação ao passado, que as diferenças na duração aplicável dos contratos não conduziram, na prática, a qualquer restrição injustificada da participação dos operadores de gestão da procura. A Comissão constata que a utilização de limites relativos às despesas de capital é suficiente para garantir que só as capacidades que têm dificuldades em obter financiamento podem aceder a contratos a longo prazo. Por conseguinte, a Comissão congratula-se com os compromissos assumidos pelo Reino Unido de i) permitir que todos os tipos de capacidades (exceto interconectores) se candidatem à pré-seleção para apresentar propostas relativas a contratos das várias durações disponíveis, se conseguirem demonstrar que cumprem os limites de despesas de capital descritos no considerando 75 *supra*, e ii) de rever esses limites regularmente para garantir que continuam a ser adequados (ver considerando 182).

6.5.1.3. Garantia limitada para o volume de capacidade reservada ao leilão T-1

(330) No que se refere à situação jurídica dos leilões T-1 no passado, a Comissão recorda que, em 2014, as autoridades do Reino Unido se comprometeram a adquirir nos leilões com prazos de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes. Este compromisso era vinculativo, com base na Decisão de 2014. Cabia então ao Reino aplicar a medida tal como aprovada na legislação nacional, incluindo os compromissos correspondentes, e cumprir a decisão da Comissão em todos os aspetos ([66]).

(331) A Comissão observa igualmente que, como é explicado no considerando 162 da decisão de início do procedimento e descrito no quadro 3 e no considerando 63 da presente decisão, desde 2014, a capacidade que se pretende contratar e a quantidade efetivamente contratada no leilão T-1 excederam sempre a capacidade inicialmente «reservada» na fase do leilão T-4.

(332) A Comissão reconhece que, tal como foi referido no considerando 162 da decisão de início do procedimento e sublinhado por algumas partes interessadas (ver considerando 138 *supra*), o Secretary of State pode decidir não organizar leilões T-1. Todavia, como referiram outras partes interessadas (ver considerando 139) e o Reino Unido (ver considerando 186), tanto os leilões T-4 como os leilões T-1 podem ser adiados ou cancelados pelo Secretary of State: por conseguinte, não se vislumbra nenhuma discriminação específica da DSR. Acresce que, na prática, nenhum dos leilões foi cancelado, exceto os leilões que se seguiram ao acórdão do Tribunal Geral, quando as autoridades do Reino Unido suspenderam o CM na sua globalidade.

(333) No que se refere ao nível do volume de capacidade a reservar, a Comissão concorda com as observações recebidas de algumas partes interessadas e do Reino Unido que destacavam o equilíbrio entre, por um lado, a necessidade de assegurar uma via de acesso ao mercado para a DSR através dos leilões T-1 e, por outro lado, a necessidade de evitar uma eventual sobrecontratação ou leilões sobredimensionados e pouco competitivos. Tendo em conta o nível elevado e crescente de participação dos operadores de gestão da procura nos leilões T-4 (ver quadro 1), o segundo risco referido tornou-se mais importante. Com efeito, se a capacidade necessária diminuir entre o leilão T-4 e o leilão T-1, o objetivo será ajustado em baixa para evitar esse risco. Esta flexibilidade é igualmente necessária para assegurar a compatibilidade com os pontos 231 e 232, alínea c), das EEAG. Por conseguinte, a Comissão conclui que a atual metodologia de reserva da capacidade, descrita no considerando 62, é adequada.

(334) Algumas partes interessadas sugeriram a eliminação dos leilões T-4 ou a organização de leilões semanais suplementares ou de leilões T-2. Contudo, a organização de leilões T-4 é necessária para garantir a conformidade com o ponto 226 das EEAG, ou seja, para permitir o tempo suficiente para realizar novos investimentos. A Comissão concorda com o argumento do Reino Unido (ver considerando 188) de que a necessidade de organizar leilões T-2 além dos leilões T-4 e T-1 não se justifica. Além disso, os leilões semanais não dariam o sinal adequado para o investimento a longo prazo necessário para atingir os objetivos do CM.

([66]) Acórdão de 13 de junho de 2013, C-287/12 P, Ryanair/Comissão, EU:C:2013:395, n.os 67 e 68.

(335) A fim de proporcionar maior segurança jurídica aos participantes nos leilões, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 187, de i) continuar a adquirir nos leilões com prazos de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes, no âmbito do processo de definição dos parâmetros do leilão T-4 para o mesmo ano de fornecimento e de ii) continuar a utilizar a metodologia de reserva de eletricidade baseada num intervalo de confiança de 95 % descrito no considerando 62 *supra* para determinar a quantidade mínima de capacidade que será reservada a um leilão T-1.

6.5.1.4. Limite mínimo de participação

(336) Na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre se o limite mínimo de 2 MW (descrito nos considerandos 30 e 31) podia constituir um obstáculo à entrada de novos operadores de gestão da procura no CM. Em especial, embora os operadores de gestão da procura possam agregar várias instalações para atingir o limite mínimo de 2 MW, são obrigados a pagar uma garantia de licitação relativa aos 2 MW, mesmo que só uma percentagem desse volume seja capacidade DSR não confirmada.

(337) Quanto ao nível do limite propriamente dito, a Comissão considera que 2 MW era um limite baixo em 2014, em comparação com os limites de participação aplicados noutras medidas utilizadas pela National Grid e com os aplicados noutros países europeus (ver considerando 189). Além disso, o limite de 100 kW utilizado pela PJM é aplicável a aquisições regionais de menor dimensão, não sendo, portanto, comparável (cf. considerando 143). Aliás, como se explica no considerando 68 da presente decisão, o Reino Unido experimentou um limite de participação mais baixo para o segundo leilão transitório. Apenas se qualificaram oito CMU abaixo de 2 MW, que forneciam menos de 3 % da capacidade total adquirida nesse leilão. Além disso, se mais CMU de menor dimensão quisessem participar, os leilões deveriam ter revelado um agrupamento de CMU ao nível dos 2 MW, mas tal não aconteceu (ver considerando 189). Ambos os elementos mostram que as CMU mais pequenas não tinham grande interesse em participar no CM.

(338) No que se refere à exigência da garantia de licitação, a Comissão concorda que tal exigência é útil para garantir o fornecimento efetivo e dissuadir projetos especulativos, tal como assinalam algumas partes interessadas (ver considerando 144) e o Reino Unido (ver considerandos 40 e 42).

(339) A Comissão apreciou se o nível da garantia de licitação podia ser considerado como um obstáculo à entrada de novos participantes da gestão da procura no CM. Em primeiro lugar, a Comissão concluiu, no considerando 271, que a falta de contratos de fornecimento delimitados no tempo não é, em si mesma, discriminatória da DSR. Em segundo lugar, como explicaram algumas partes interessadas (ver considerando 145) e o RU (ver considerando 190), os novos operadores de gestão da procura beneficiam de uma série de vantagens no CM em comparação com outras tecnologias. Em especial, a Comissão observa que, tal como descrito no considerando 42, o Governo do Reino Unido aumentou para 10 000 GBP/MW a garantia de licitação a depositar antes do leilão pelas novas centrais de produção, após a consulta realizada em março de 2016. Simultaneamente, manteve-se o nível da garantia de licitação pré-leilão para a DSR não confirmada em 5 000 GBP/MW, aliviando os encargos em termos relativos. Além disso, desde 2015, os operadores de gestão da procura só necessitam de depositar a garantia de licitação uma única vez para uma CMU de DSR não confirmada, o que permite que esta seja pré-selecionada para vários leilões consecutivos apresentando apenas uma garantia de licitação. Há ainda outras características do CM que é necessário ter em conta ao avaliar se um dos seus aspetos, ou seja, a exigência de garantia de licitação, discrimina ou não a DSR. Entre os elementos citados pelas partes interessadas e resumidos no considerando 145, as taxas de rescisão são apontadas como um exemplo de requisitos mais baixos para a DSR (até 10 000 GBP/MW) do que para outras formas de capacidade (até 35 000 GBP/MW). Por último, tal como o RU explicou (ver considerando 192), a alteração da regra de reafetação das componentes (ver considerando 180), em junho de 2019, limitou consideravelmente a exposição dos operadores de gestão da procura não confirmada ao nível completo da garantia de licitação (mesmo que a maioria das suas componentes estejam confirmadas).

(340) A Comissão conclui, por conseguinte, que o limite mínimo de participação de 2 MW, incluindo a exigência da garantia de licitação que lhe está associado, não constituíram até agora, na prática, um obstáculo à entrada de novos operadores de gestão da procura no CM. Como o RU explicou (ver considerando 193), a realidade do mercado está a evoluir e poderão existir, no futuro, alguns operadores de gestão da procura com uma capacidade inferior a 2 MW que prefiram entrar nos leilões do CM sem agregação. Por conseguinte, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 193, de reduzir o limite mínimo de participação no CM, tal como descrito nos considerandos 30 e 31, para 1 MW, em todos os leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, bem como com o compromisso do RU de reavaliar este limite até outubro de 2021 para examinar o potencial para futuras reduções, tal como descrito no considerando 193.

6.5.1.5. Abertura da medida às fontes de energia renováveis e às novas tecnologias

(341) As fontes de energia renováveis podem contribuir para resolver o problema de adequação da produção. Por conseguinte, a Comissão rejeita a ideia expressa por uma parte interessada de que essas tecnologias não deviam ser incluídas no CM (ver considerando 147). Como se explica na secção 2.3, são utilizados fatores de redução para ajustar as capacidades ao risco de não estarem total ou parcialmente disponíveis para dar resposta em períodos de pressão sobre o sistema. A metodologia utilizada para determinar os fatores de redução aplicáveis à energia eólica e solar foi aprovada pelo PTE ([67]) e produz fatores correspondentes aos utilizados noutros mercados de capacidade na União Europeia ([68]). Por conseguinte, ao contrário de algumas partes interessadas (ver considerando 146), a Comissão considera que os fatores de redução são adequados.

(342) Embora a Comissão não tenha abordado explicitamente esta questão na decisão de início do procedimento, algumas partes interessadas alegaram que a exclusão de tecnologias não subvencionadas da participação no CM não era compatível com as EEAG. Tal como é referido no considerando 146, uma parte interessada explicou que o seu parque eólico não subvencionado foi impedido de participar no leilão T-4 de 2017, além de não haver nenhuma via de pré-seleção para o leilão T-4 de 2018, cancelado (para o ano de fornecimento de 2022/2023).

(343) A Comissão considera que as regras descritas nos considerandos 32 e 33 são adequadas para evitar a cumulação de auxílios estatais. Todavia, não devem levar à exclusão de fornecedores de capacidade que não recebam tais auxílios. A Comissão regista os argumentos do Reino Unido referidos no considerando 195 e reconhece que o RU tomou medidas rapidamente. A Comissão congratula-se com a entrada em vigor, em junho de 2019, das novas regras do CM que permitem a participação das tecnologias eólica e solar no mercado de capacidade, descritas no considerando 196. Estas regras serão aplicáveis a partir dos leilões T-1, T-3 e T-4 previstos para janeiro de 2020. Permitirão, por conseguinte que o operador do parque eólico referido no considerando 291 participe no próximo leilão T-3 (ano de fornecimento de 2022/2023). Simultaneamente, a Comissão observa que só num caso, o de um parque eólico no leilão T-4 de 2017, um fornecedor não pôde participar em nenhum dos leilões, o que tem um efeito negligenciável no CM em termos globais.

(344) Os custos de capital necessários para determinadas tecnologias diminuíram drasticamente nos últimos anos, pelo que estas podem deixar de necessitar do apoio das medidas descritas no considerando 32. Por conseguinte, para evitar, no futuro, que fornecedores de capacidade que não recebem tais auxílios sejam excluídos, como na situação descrita no considerando 342, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, exposto no considerando 197, de desenvolver todas as regras necessárias (por exemplo, os fatores de redução, mas não só) para garantir a participação efetiva de qualquer novo tipo de capacidade que possa contribuir eficazmente para resolver o problema de adequação da produção, assim que essa capacidade tenha condições para tal.

6.5.1.6. Conclusão

(345) A Comissão considera, por conseguinte, que o CM permite a participação de produtores que utilizam tecnologias diferentes e de operadores que propõem medidas com um desempenho técnico equivalente, em consonância com o ponto 232, alínea a), das EEAG.

6.5.2. *Participação de operadores de outros Estados-Membros*

(346) O ponto 232, alínea b), das EEAG visa possibilitar a participação de operadores de outros Estados-Membros na medida. Na decisão de início do procedimento, a Comissão pediu esclarecimentos sobre se, no futuro, a participação transfronteiriça no mercado de capacidade da Grã-Bretanha continuaria a estar limitada aos interconectores.

(347) Na decisão de início do procedimento, a Comissão explicou que, em 2014, o RU apresentou provas de que, nessa fase, não era possível incluir capacidades externas no CM sem criar mecanismos transfronteiriços adicionais. A Comissão reconhece que, na altura, era efetivamente difícil permitir a participação transfronteiriça no CM. Em vez disso, o Reino Unido permitiu que a capacidade interconectada participasse diretamente no CM a partir do segundo leilão realizado em 2015. A Comissão tinha, no entanto, dúvidas sobre se, no futuro, a participação transfronteiriça no CM deveria continuar a estar limitada aos interconectores.

([67]) https://www.emrdeliverybody.com/Prequalification/EMR%20DB%20Consultation%20response%20-%20De--rating%20Factor%20Methodology%20for%20Renewables%20Participation%20in%20the%20CM.pdf

([68]) Os fatores de redução utilizados na pré-seleção para os próximos leilões T-4, T-3 e T-1 (ver considerando 18, alínea d)) são os seguintes: para a energia eólica terrestre, entre 7,42 % e 8,98 %; para a energia eólica marítima, entre 10,55 % e 14,45 %; para a energia solar fotovoltaica, entre 2,34 % e 3,22 %; estes fatores de redução são comparáveis aos utilizados na Irlanda (por exemplo, em relação ao leilão de capacidade T-1 de 2019/2020, ver http://sem-o.com/documents/general-publications/Initial-Auction--Information-Pack_IAIP1920T1.pdf) e na Itália [ver Decisão C(2018) 617 final].

(348) Nos termos do artigo 26.º do Regulamento (UE) 2019/943, que será aplicável a partir de 1 de janeiro de 2020, os mecanismos de capacidade devem ser abertos à participação direta transfronteiriça dos fornecedores de capacidade situados noutro Estado-Membro. Neste contexto, a Comissão congratula-se com o compromisso do Reino Unido, descrito no considerando 200, no sentido de:

a) A envidar esforços para implementar a participação direta de capacidades externas nos leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, sob reserva da celebração de acordos de cooperação com os operadores de redes de transporte dos países vizinhos onde as capacidades participantes estão localizadas; e

b) Em qualquer caso, aplicar a participação direta de capacidades externas a todos os leilões cuja pré-seleção tenha início após as metodologias, regras comuns e regras de funcionamento referidas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento (UE) 2019/943 relativo ao mercado interno da eletricidade terem sido aprovadas pela ACER e publicadas no seu sítio Web, nos termos do artigo 27.º do referido regulamento, e se terem tornado aplicáveis.

(349) O ponto 232, alínea b), das EEAG explica que a participação de operadores de outros Estados-Membros deve ser permitida quando essa participação for fisicamente possível, ou seja, quando a capacidade puder ser fisicamente fornecida aos Estados-Membros que implementam a medida. Por conseguinte, a compatibilidade do CM continua a estar garantida se a participação direta de capacidades externas não for possível num determinado leilão por a estimativa mais recente das capacidades de interconexão disponíveis já ter sido totalmente contratada em leilões anteriores do CM para o ano de fornecimento em causa.

(350) No que se refere às observações de algumas partes interessadas sobre o sistema de remuneração «de limite mínimo e limite máximo» aplicável aos interconectores (ver considerando 149), a Comissão considera que esta situação é diferente das descritas nos considerandos 32 e 33 relativamente à cumulação de auxílios. Como foi explicado pelo RU (ver considerando 201) todos os rendimentos resultantes do CM são tidos em conta antes de avaliar o rendimento dos interconectores no que diz respeito ao regime de limite mínimo e limite máximo. Deste modo, um interconector só receberá um pagamento baseado no limite mínimo se o rendimento total (incluindo o do CM) for inferior a esse limite, enquanto, se o rendimento total for superior ao limite máximo, o operador tem de devolver o excedente aos consumidores. Por conseguinte, o sistema de limite mínimo e limite máximo é diferente de uma medida de apoio que implicasse uma cumulação de auxílios. A Comissão não considera, assim, que os interconectores tivessem de ser excluídos da participação no CM nesta base.

(351) No que se refere à observação da parte interessada sobre a exclusão dos interconectores do leilão T-1 realizado no início de 2018 para o ano de fornecimento de 2018/2019 (ver considerando 150), a Comissão regista os argumentos apresentados pelo RU no considerando 202. Em especial, tal como é explicado nos considerandos 143 e 144 da decisão de início do procedimento, a Comissão reconhece que o Reino Unido reviu em alta a sua estimativa da contribuição dos interconectores durante os períodos de pressão, na sequência da recomendação do PTE para que o considerando 124 da Decisão de 2014 fosse respeitado. Em consequência, a sua contribuição líquida aumentou de 0 GW para 2,1 GW para o ano de fornecimento de 2018/2019 (ver considerando 36). Consequentemente, o Reino Unido ajustou em baixa a quantidade de capacidade a adquirir neste leilão T-1, mas, para que os interconectores pudessem participar no leilão seria necessário aumentar a capacidade a leiloar, contrariando as expetativas do mercado baseadas nas condições do leilão T-4 de 2014.

(352) Quanto aos fatores de redução aplicados aos interconectores, a Comissão considera que a metodologia baseada em interconectores individuais não é discriminatória. Como é explicado pelo RU no considerando 202, esta abordagem específica dos interconectores é justificada pela necessidade de ter em conta o significativo grau de diversidade dos interconectores e dos mercados interconectados. Esta diversidade exige que a NG utilize uma série de fatores de redução modelizados para cada país interconectado (utilizando uma metodologia de modelização estocástica pan-europeia). Além disso, o painel de peritos técnicos analisa, com independência, a adequação dos valores de redução.

(353) Quanto à observação da parte interessada sobre a exclusão dos interconectores do acesso a contratos de capacidade com mais de um ano de duração (ver considerando 150), a Comissão concorda com a opinião do Reino Unido de que a adjudicação de contratos com um prazo mais longo aos interconectores seria incoerente com a posição do RU de que o modelo baseado nos interconectores é uma solução a curto prazo (ver considerando 202) até a participação externa direta ser introduzida. Se as capacidades de interconectores obtivessem contratos no leilão, essas capacidades não estariam disponíveis para importação de fornecedores de capacidade situados em países vizinhos. A participação direta das capacidades externas não seria, assim, possível.

(354) A Comissão conclui também que permitir que os interconectores tenham acesso a contratos de capacidade de duração superior a um ano contrariaria o ponto 232, alínea b), das EEAG e, em especial, a nota de rodapé 97 dessas orientações, segundo a qual os regimes devem ser ajustados no caso de serem adotadas disposições comuns a fim de facilitar a participação transfronteiriça nesses regimes.

(355) A Comissão conclui que o CM permite a participação de operadores de outros Estados-Membros e, por conseguinte, respeita a orientação do ponto 232, alínea b), das EEAG.

6.5.3. *Participação de um número suficiente de operadores para estabelecer um preço competitivo para a capacidade*

(356) O ponto 232, alínea c), visa possibilitar a participação de um número suficiente de produtores de energia para estabelecer um preço competitivo para a capacidade. Como mostra o quadro 7, o preço da capacidade não tem sido excessivo e até diminuiu de 19,40 GBP/kW, no leilão T-4 de 2014, para 8,40 GBP/kW, no leilão T-4 de 2017. Aliás, o preço da capacidade nos leilões T-1 também diminuiu acentuadamente, de 6,00 GBP/kW em 2017 para 0,77 GBP/kW no leilão condicional realizado em junho de 2019.

(357) A Comissão não recebeu das partes interessadas observações que indiquem o contrário. Conclui, portanto, que o número de capacidades que participam no mercado de capacidade é suficiente para estabelecer um preço competitivo para a capacidade, em consonância com o ponto 232, alínea c), das EEAG.

6.5.4. *Prevenção de efeitos negativos no mercado interno devido a medidas regulamentares*

(358) Tal como descrito nos considerandos 110 a 118 da presente decisão (ver também os considerandos 102 a 110 da decisão de início do procedimento), o Reino Unido procedeu a uma série de reformas para melhorar o funcionamento dos mercados de eletricidade.

(359) A Comissão não recebeu das partes interessadas observações que indiquem o contrário e, com base nos argumentos acima descritos, conclui que o mercado de capacidade da Grã-Bretanha previne a ocorrência de efeitos negativos no mercado interno, em conformidade com o ponto 232, alínea d), das EEAG.

6.5.5. *Impacto nos incentivos ao investimento na capacidade de interconexão e ao acoplamento de mercados*

(360) Os interconectores têm podido participar nos leilões do CM desde o segundo leilão realizado em 2015, como explicado no considerando 34. O CM contribuiu, assim, para o financiamento dos interconectores. Nomeadamente, como se mostra no quadro 2 *supra*, no leilão T-4 de 2017 foram selecionadas três novas CMU de interconexão.

(361) De um modo mais geral, tal como descrito no considerando 116 da presente decisão, o nível de interconexão do RU aumentou de 4 % em 2014 para 6 % da capacidade total instalada em 2019, nomeadamente porque o interconector NEMO com a Bélgica ficou operacional em 31 de janeiro de 2019. Prevê-se que a capacidade de interconexão aumente para 9 % até 2021 ([69]). Além disso, as medidas descritas na secção 2.8.4 contribuem para que o acoplamento de mercados funcione mais eficazmente.

(362) A Comissão não recebeu das partes interessadas observações que indiquem o contrário. Conclui, portanto, que o CM não reduz os incentivos ao investimento na capacidade de interconexão ou no acoplamento dos mercados, em conformidade com o ponto 233, alíneas a) e b), das EEAG.

6.5.6. *Impacto nas decisões de investimento anteriores à introdução da medida*

(363) Na decisão de início do procedimento, a Comissão referiu que, segundo os modelos apresentados pelo RU, a introdução do CM tenderá, ao longo do tempo, a diminuir os preços da eletricidade no mercado da energia. O facto de os produtores existentes — que tomaram as decisões de investimento com base em previsões dos preços grossistas da energia — terem acesso ao CM e poderem complementar o rendimento obtido no mercado significa, por conseguinte, que, em média, as suas decisões de investimento não serão prejudicadas. Além disso, as centrais que começaram a ser construídas entre maio de 2012 e o primeiro leilão em 2014 foram consideradas novas centrais, para reconhecer o seu investimento de capital e as suas expetativas em relação à introdução do CM.

(364) Tal como acontece com qualquer outra alteração da conceção do mercado, é expectável que algumas das centrais existentes sejam mais afetadas do que outras. É de esperar, designadamente, que as centrais que tenham sido construídas mais recentemente, mas antes de maio de 2012, e que, por conseguinte, não estejam em condições de se qualificarem como «novas» no âmbito do CM, sejam mais afetadas pela introdução da medida. Contudo, os eventuais impactos negativos devem ser limitados pelo facto de qualquer central poder aceder ao CM e compensados pelos benefícios substanciais que a medida deve proporcionar à rede de eletricidade, incluindo à luz do claro sinal em matéria de preços que o CM deverá transmitir em relação à capacidade. Esse sinal não existiria sem a medida e teria de ser determinado de forma indireta, através do preço da eletricidade.

([69]) Estes valores partem do pressuposto de que a capacidade de produção de eletricidade do Reino Unido permanece constante, no valor de 81,3 GW.

(365) A Comissão não recebeu das partes interessadas observações que indiquem o contrário. Conclui, portanto, que o mercado de capacidade não mina as decisões de investimento anteriores à introdução da medida, em consonância com o ponto 233, alínea c), das EEAG.

6.5.7. *Impacto nas posições dominantes de mercado*

(366) O ponto 232, alínea d), das EEAG trata da necessidade de prevenir efeitos negativos no mercado interno. Na decisão de início do procedimento, a Comissão observou que os contratos de capacidade mais longos permitiam que os novos participantes obtivessem o financiamento necessário. Este aspeto contribuiria também para combater o risco de ocorrência de posições dominantes no mercado através de uma entrada mais fácil no mesmo. A Comissão observou igualmente que a forte componente de determinação dos preços no sistema de leilão descendente (*descendind clock*), com preço uniforme (*pay-as-clear*), reduz o risco de exercício do poder de mercado no leilão.

(367) A Comissão não recebeu das partes interessadas observações que indiquem o contrário. Conclui, por conseguinte, que o mercado de capacidade não reforça as posições dominantes de mercado, em conformidade com o ponto 232, alínea d), das EEAG.

6.5.8. *Preferência dada aos produtores hipocarbónicos, em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes.*

(368) Na decisão de início do procedimento, a Comissão enunciou uma série de razões que a levavam a considerar que o CM dava preferência aos produtores hipocarbónicos em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes, em conformidade com o ponto 233, alínea e), das EEAG:

a) A medida está aberta aos produtores hipocarbónicos. Contudo, para prevenir a cumulação de auxílios e a sobrecompensação resultante, os produtores não devem ser beneficiários de outras medidas de apoio, tal como descrito nos considerandos 32 e 33;

b) A natureza competitiva do mecanismo deixa os participantes expostos aos preços do carbono quando vendem a sua eletricidade no mercado. Por conseguinte, em caso de características técnicas equivalentes, os custos de carbono mais altos diminuem os rendimentos esperados do mercado da energia e aumentam o preço da capacidade que os proponentes com elevadas emissões de carbono pedirão em leilão (ver considerando 67 *supra*), reduzindo as probabilidades de serem selecionados ([70]);

c) Como é afirmado na Decisão de 2014 (considerando 153) e na decisão de início do procedimento (considerando 195), a Comissão considera que os custos do carbono associados ao Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da União Europeia (CELE) são parâmetros económicos gerais para efeitos do ponto 233, alínea e), das EEAG e são, por conseguinte, insuficientes para demonstrar que uma medida dá especificamente preferência aos produtores hipocarbónicos. Contudo, a Comissão observa que o RU introduziu um preço mínimo do carbono (*Carbon Price Floor* — CPF) em 2013, fixado em 18 GBP/tCO_2 para 2018/2019 e 2019/2020. Este elemento levou a que os produtores enfrentassem um preço do carbono mais elevado do que o apenas resultante do CELE. A Comissão entende, portanto, que a interação do CPF com o mecanismo de leilão acima descrito tem um efeito equivalente aos critérios de seleção secundários (por exemplo, num processo de concurso que utilize outros critérios que não o preço) que dariam preferência aos produtores hipocarbónicos em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes.

(369) Tal como se refere no considerando 160, algumas partes interessadas insistiram na necessidade de alterar o CM no sentido de favorecer as tecnologias hipocarbónicas de um modo geral. Além disso, no relatório mencionado no considerando 21, a Comissão da Ciência e da Tecnologia da Câmara dos Comuns sugeriu que o CM devia apoiar o mais possível as tecnologias hipocarbónicas e incluir a atribuição de uma percentagem mínima de financiamento do CM a essas tecnologias. No entender da Comissão, para cumprir as EEAG não é necessário introduzir no CM da Grã-Bretanha as alterações sugeridas, uma vez que o ponto 233, alínea e), das EEAG só exige que o CM dê preferência às capacidades hipocarbónicas em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes.

(370) Quanto às observações das partes interessadas no sentido de que o CM deve respeitar os limites de emissão de CO_2 impostos pelo Regulamento (UE) 2019/943 (ver considerando 161), a Comissão observa que:

a) No que respeita às novas capacidades, em 18 de julho de 2019 entrou em vigor uma alteração da *Capacity Market Rule* com vista à aplicação deste limite das emissões de carbono às novas capacidades construídas que pretendam ser pré-selecionadas para os leilões de capacidade a realizar no início de 2020 (incluindo quaisquer novas componentes construídas que participem como capacidades DSR não confirmadas), como explicado no considerando 217;

([70]) Em alternativa, o Reino Unido alega que, se dois projetos com intensidades de carbono diferentes apresentarem propostas iguais, esse facto só pode ser explicado por características técnicas e outras características económicas diferentes.

b) Quanto às capacidades existentes, o RU comprometeu-se a respeitar as disposições pertinentes do Regulamento (UE) 2019/943. Em especial, adotará no final de 2020 alterações regulamentares destinadas a garantir que, a partir de 1 de julho de 2025, o mais tardar, as capacidades de geração cuja produção comercial tenha tido início antes de 4 de julho de 2019, e que emitam mais de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e mais de 350 kg de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis em média por ano e por kWe instalado não recebem pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos no âmbito do CM (ver considerando 218).

(371) Com base nestas considerações, a Comissão conclui que o CM dá preferência aos produtores hipocarbónicos em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes, em conformidade com o ponto 233, alínea e), das EEAG.

6.5.9. *Conclusão sobre a prevenção de efeitos negativos indesejados sobre a concorrência e as trocas comerciais*

(372) A Comissão conclui, por conseguinte, que o CM cumpre as orientações formuladas na secção 3.9.6 das EEAG.

6.6. **Conformidade com os artigos 30.º e 110.º do Tratado**

(373) Na decisão de início do procedimento, a Comissão chegou à conclusão preliminar de que o mecanismo de financiamento da medida não introduziu quaisquer restrições suscetíveis de infringir o artigo 30.º ou o artigo 110.º do Tratado.

(374) Como explicado no considerando 88 *supra*, os pagamentos são financiados por uma prestação a cargo dos fornecedores de eletricidade («obrigação do fornecedor»). O prestador de serviços de pagamento calcula e recebe os pagamentos ao abrigo da obrigação do fornecedor. O Reino Unido explica que a obrigação do fornecedor é aplicada a todos os fornecedores licenciados em relação à sua quota de mercado com base nos volumes de eletricidade vendidos. A Comissão considera, porém, que esta prestação é muito semelhante a uma taxa sobre a eletricidade consumida.

(375) No que respeita aos artigos 30.º e 110.º do Tratado, é jurisprudência estabelecida que o direito da União, no estado atual da sua evolução, não limita a liberdade de cada Estado-Membro de estabelecer um sistema de tributação diferenciado para certos produtos, ainda que similares na aceção do artigo 110.º, primeiro parágrafo, do Tratado, em função de critérios objetivos, como sejam a natureza das matérias-primas utilizadas ou os processos de produção aplicados. Tais diferenciações apenas são, todavia, compatíveis com o direito da União se prosseguirem objetivos compatíveis, também eles, com as exigências do direito da União e se as suas modalidades forem de molde a evitar qualquer forma de discriminação, direta ou indireta, das importações provenientes dos outros Estados-Membros, ou de proteção em favor de produções nacionais concorrentes ([71]).

(376) A Comissão não recebeu qualquer observação de partes interessadas ou do Reino Unido que indiquem o contrário e mantém a sua conclusão preliminar.

(377) Um tratamento discriminatório das importações de outros Estados-Membros pressupõe que situações semelhantes sejam tratadas de forma diferente. A Comissão apreciou, por conseguinte, se as importações se encontram numa situação semelhante à da produção nacional. Como explicado no considerando 34, os interconectores são elegíveis para a participação no CM desde o segundo leilão em 2015, como CMU, em pé de igualdade com as capacidades baseadas na Grã-Bretanha. Além disso, no futuro, tal como descrito no considerando 200, o Reino Unido permitirá a participação direta de capacidades externas no CM.

(378) A Comissão conclui, assim, que o mecanismo de financiamento da medida não introduz quaisquer restrições suscetíveis de infringir o artigo 30.º ou o artigo 110.º do Tratado.

6.7. **Transparência**

(379) Como explicado no considerando 221, o Reino Unido comprometeu-se a aplicar as condições de transparência especificadas na secção 3.2.7 das EEAG na medida em que forem aplicáveis ao auxílio concedido no âmbito do mercado de capacidade. Essa orientação é, por conseguinte, cumprida.

6.8. **Aplicabilidade da apreciação da compatibilidade**

(380) Em 15 de novembro de 2018, o Tribunal Geral da União Europeia (TG) no processo T-793/14 - Tempus/Comissão anulou a decisão da Comissão de 23 de julho de 2014. Em 25 de janeiro de 2019, a Comissão recorreu do acórdão do Tribunal Geral (processo C-57/19). Uma vez que o recurso não teve efeito suspensivo, a fim de dar cumprimento ao acórdão do Tribunal Geral, a Comissão decidiu reapreciar o CM da Grã-Bretanha e, em 21 de fevereiro de 2019, deu início ao procedimento formal de investigação nos termos do artigo 108.º, n.º 2, do TFUE.

([71]) Processo C-213/96 Outokumpu, Colet. 1998, p. I-1777, n.º 30.

(381) Por razões de segurança jurídica, é necessário estabelecer o estatuto da presente decisão se o Tribunal de Justiça decidir revogar o acórdão do Tribunal Geral no processo T-793/14, caso em que a decisão de 23 de julho de 2014 seria válida desde a data da sua adoção. Nesse caso, a apreciação da compatibilidade efetuada na presente decisão no que se refere às medidas em vigor até à data de adoção da presente decisão ficaria sem objeto, nem efeitos jurídicos. Quanto às alterações do mercado de capacidade relativamente ao mecanismo aprovado pela decisão da Comissão de 23 de julho de 2014, a Comissão considera que essas alterações, descritas nos considerandos 182, 187, 194, 197, 200 e 218, constituiriam alterações do mercado de capacidade nos termos do artigo 4.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 794/2004 da Comissão ([72]), que a Comissão considerou compatíveis com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, do Tratado com base na apreciação desenvolvida na presente decisão.

7. **CONCLUSÃO**

(382) A Comissão conclui que, a partir da data de aplicação da medida e até à sua suspensão, em 15 de novembro de 2018, na sequência do acórdão do Tribunal Geral ([73]), o Reino Unido implementou o CM ilegalmente, em violação do artigo 108.º, n.º 3, do Tratado, como se explica no considerando (235). No entanto, a Comissão conclui que a medida é compatível com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado, em especial com base nas orientações da secção 3.9 das EEAG, por um período máximo de 10 anos a contar da data em que a medida foi pela primeira vez executada em 2014 (que se considera ser 16 de dezembro de 2014, ou seja, quando se realizou o primeiro leilão do CM) ([74]),

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

O regime de auxílio sob a forma do mercado de capacidade executado pelo Reino Unido nos termos da *Energy Act 2013* («regime de auxílio») é compatível com o mercado interno com base no artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado. A Comissão autoriza o regime de auxílio por um período máximo de 10 anos a contar de 16 de dezembro de 2014.

Artigo 2.º

Caso o Tribunal de Justiça revogue o acórdão do Tribunal Geral proferido no Processo T-793/14 e decida confirmar a Decisão C(2014) 5083, o artigo 1.º passa a ter a seguinte redação:

«*Artigo 1.º*

As alterações propostas do regime de auxílio declarado compatível pela Decisão C(2014) 5083, que foram notificadas à Comissão em 12 de setembro de 2019 e são descritas no anexo da presente decisão, são compatíveis com o mercado interno ao abrigo do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado, a partir da data de notificação da presente decisão até 15 de dezembro de 2024.»

Artigo 3.º

O destinatário da presente decisão é o Reino Unido da Grã-Bretanha e da Irlanda do Norte.

Feito em Bruxelas, em 24 de outubro de 2019.

Pela Comissão
Margrethe VESTAGER
Membro da Comissão

([72]) Regulamento (CE) n.º 794/2004 da Comissão, de 21 de abril de 2004, relativo à aplicação do Regulamento (CE) n.º 659/1999 do Conselho que estabelece as regras de execução do artigo 93.º do Tratado CE (JO L 140 de 30.4.2004, p. 1).
([73]) Ver considerando 17.
([74]) Ver artigo 21.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943.

ANEXO

ALTERAÇÕES DO MERCADO DE CAPACIDADE

1) Em primeiro lugar, o Reino Unido compromete-se:

   a) A reduzir o limite mínimo de participação no CM, tal como descrito nos considerandos 30 e 31 da presente decisão, para 1 MW, em todos os leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, e

   b) A reavaliar este limite até outubro de 2021 para examinar o potencial para futuras reduções.

2) Em segundo lugar, o Reino Unido compromete-se a:

   a) Envidar esforços para implementar a participação direta de capacidades externas nos leilões cuja pré-seleção comece em janeiro de 2020, sob reserva da celebração de acordos de cooperação com os operadores de redes de transporte dos países vizinhos onde as capacidades participantes estão localizadas; e, em qualquer caso,

   b) A aplicar a participação direta de capacidades externas a todos os leilões cuja pré-seleção tenha início após as metodologias, regras comuns e regras de funcionamento referidas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento (UE) 2019/943 relativo ao mercado interno da eletricidade terem sido aprovadas pela ACER e publicadas no seu sítio Web, nos termos do artigo 27.º do referido regulamento, e se terem tornado aplicáveis.

3) Em terceiro lugar, o Reino Unido compromete-se a desenvolver todas as regras necessárias (por exemplo, os fatores de redução, mas não só) para garantir a participação efetiva de qualquer novo tipo de capacidade que possa contribuir eficazmente para resolver o problema da adequação da produção, assim que essa capacidade tenha condições para tal.

4) Em quarto lugar, o Reino Unido compromete-se:

   a) A permitir que todos os tipos de capacidades (exceto interconectores) se candidatem à pré-seleção para apresentar propostas relativas a contratos das várias durações disponíveis, se conseguirem demonstrar que cumprem os limites de despesas de capital descritos no considerando 75 da presente decisão e;

   b) A rever esses limites de despesas de capital regularmente para garantir que continuam a ser adequados.

5) Em quinto lugar, o Reino Unido compromete-se:

   a) A continuar a adquirir nos leilões com um prazo de concretização de um ano pelo menos 50 % da capacidade reservada quatro anos antes no âmbito do processo de definição de parâmetros para o leilão T-4 para o mesmo ano de fornecimento, e;

   b) A continuar a utilizar a metodologia de reserva de capacidade baseada num intervalo de confiança de 95 %, descrita no considerando 62, para determinar a quantidade mínima de capacidade que será reservada ao leilão T-1.

6) Em sexto lugar, o Reino Unido compromete-se a respeitar o disposto no Regulamento (UE) 2019/943 e, em especial, a adotar até ao final de 2020 alterações regulamentares para garantir que, a partir de 1 de julho de 2025, o mais tardar, as capacidades de produção que tenham iniciado a produção comercial antes de 4 de julho de 2019 e que emitam mais de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e mais de 350 kg de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis em média por ano e por kWe instalado não são integradas, nem recebem pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos no âmbito do mercado de capacidade.