



2024/1747

26.6.2024

**REGULAMENTO (UE) 2024/1747 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO**

**de 13 de junho de 2024**

**que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União**

**(Texto relevante para efeitos do EEE)**

O PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 194.º, n.º 2,

Tendo em conta a proposta da Comissão Europeia,

Após transmissão do projeto de ato legislativo aos parlamentos nacionais,

Tendo em conta o parecer do Comité Económico e Social Europeu <sup>(1)</sup>,

Tendo em conta o parecer do Comité das Regiões <sup>(2)</sup>,

Deliberando de acordo com o processo legislativo ordinário <sup>(3)</sup>,

Considerando o seguinte:

- (1) Desde setembro de 2021, têm-se registado níveis de preços e de volatilidade muito elevados nos mercados de eletricidade. Tal como assinalado pela Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) na sua avaliação final da configuração do mercado grossista de eletricidade da UE, publicada em abril de 2022, esta situação deve-se principalmente ao preço elevado do gás, que é utilizado como matéria-prima para produzir eletricidade.
- (2) A escalada da guerra de agressão da Rússia contra a Ucrânia, que é parte contratante no Tratado da Comunidade da Energia <sup>(4)</sup>, e as subsequentes sanções internacionais aplicadas desde fevereiro de 2022 conduziram a uma crise no setor do gás, perturbaram os mercados mundiais da energia, exacerbaram o problema dos preços elevados do gás e tiveram repercussões nos preços da eletricidade. A guerra de agressão da Rússia contra a Ucrânia também gerou incerteza em relação ao aprovisionamento de outras matérias-primas, como o carvão e o petróleo bruto, utilizadas pelas instalações de produção de eletricidade. Essa incerteza deu origem a um novo aumento substancial da volatilidade dos preços da eletricidade. A reduzida disponibilidade de vários reatores nucleares e a baixa produção hidroelétrica amplificaram ainda mais o aumento dos preços da eletricidade.
- (3) Em resposta a esta situação, a Comissão propôs, na sua Comunicação de 13 de outubro de 2021 intitulada «Enfrentar o aumento dos preços da energia: um conjunto de medidas de apoio e ação», um conjunto de medidas que a União e os Estados-Membros poderiam aplicar para fazer face ao impacto imediato dos preços elevados da energia nos clientes domésticos e nas empresas, incluindo um apoio ao rendimento, reduções fiscais e medidas de poupança e armazenamento de energia, e para reforçar a resiliência face a futuros choques de preços. Na sua Comunicação de 8 de março de 2022 intitulada «REPowerEU: ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis», a Comissão delineou várias medidas adicionais para reforçar aquele conjunto de medidas e responder ao aumento dos preços da energia. Em 23 de março de 2022, a Comissão também estabeleceu um regime temporário de auxílios estatais para permitir certos subsídios que visam atenuar o impacto dos preços elevados da energia.
- (4) Na sua Comunicação de 18 de maio de 2022, a Comissão apresentou o seu «Plano REPowerEU» que introduziu medidas adicionais centradas na poupança de energia, na diversificação dos aprovisionamentos energéticos, na adoção de uma meta mais ambiciosa para a eficiência energética e na aceleração da implantação da energia renovável com vista a reduzir a dependência da União em relação aos combustíveis fósseis russos, incluindo uma proposta no sentido de aumentar para 45 % a meta da União para 2030 relativa ao consumo final bruto de energia renovável. Ademais, a Comunicação da Comissão, de 18 de maio de 2022, intitulada «Intervenções a curto prazo no mercado

<sup>(1)</sup> JO C 293 de 18.8.2023, p. 112.

<sup>(2)</sup> JO C, C/2023/253, 26.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2023/253/oj>.

<sup>(3)</sup> Posição do Parlamento Europeu de 11 de abril de 2024 (ainda não publicada no Jornal Oficial) e decisão do Conselho de 21 de maio de 2024.

<sup>(4)</sup> JO L 198 de 22.7.2006, p. 18.

da energia e melhorias a longo prazo da configuração do mercado da eletricidade — uma linha de ação», além de estabelecer medidas a curto prazo adicionais para combater os preços elevados da energia, identificou domínios da configuração do mercado da eletricidade passíveis de melhoria e anunciou a sua intenção de avaliar esses domínios com vista à alteração do enquadramento legislativo.

- (5) A fim de dar uma resposta, de forma urgente, à crise dos preços da energia e às preocupações de segurança e combater as subidas dos preços para os cidadãos, a União adotou vários atos jurídicos, como o Regulamento (UE) 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho <sup>(5)</sup>, que estabeleceu um sólido regime de armazenamento de gás, e o Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho <sup>(6)</sup>, que previu medidas eficazes de redução da procura de gás e de eletricidade, o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho <sup>(7)</sup>, que estabeleceu regimes de limitação de preços para evitar lucros inesperados nos mercados do gás e da eletricidade, e o Regulamento (UE) 2022/2577 do Conselho <sup>(8)</sup>, que estabeleceu medidas para acelerar os procedimentos de concessão de licenças para as instalações de energia renovável.
- (6) Um mercado de energia bem integrado, assente nos Regulamentos (UE) 2018/1999 <sup>(9)</sup>, (UE) 2019/942 <sup>(10)</sup> e (UE) 2019/943 <sup>(11)</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho e nas Diretivas (UE) 2018/2001 <sup>(12)</sup>, (UE) 2018/2002 <sup>(13)</sup> e (UE) 2019/944 <sup>(14)</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, os quais, no seu conjunto, são comumente designados como «pacote Energias Limpas para Todos os Europeus», adotado em 2018 e 2019 («Pacote Energias Limpas»), permite à União colher os benefícios económicos de um mercado único da energia em todas as circunstâncias, garantindo a segurança do abastecimento e apoiando o processo de descarbonização para alcançar o objetivo de neutralidade climática da União. A interconectividade transfronteiriça também garante um funcionamento mais seguro, mais fiável e eficiente das redes de eletricidade e uma maior capacidade de resiliência a choques nos preços a curto prazo.
- (7) O reforço do mercado interno da energia e a consecução dos objetivos de transição climática e energética exigem uma modernização substancial da rede elétrica da União para que esta seja capaz de acolher grandes aumentos de capacidade de produção em termos de energias renováveis, associados a uma variabilidade das quantidades de produção dependente das condições meteorológicas e a mudanças nos padrões de fluxo de eletricidade em toda a União, e para que seja capaz de fazer face a uma nova procura, nomeadamente de veículos elétricos e bombas de calor. O investimento nas redes, dentro e além-fronteiras, é crucial para o bom funcionamento do mercado interno da eletricidade, incluindo a segurança do abastecimento. Tal investimento é necessário para integrar a produção de energia renovável e a procura, num contexto em que a produção e a procura estão mais distantes uma da outra do que no passado, e, em última análise, para cumprir as metas da União em matéria de clima e energia. Por conseguinte, qualquer reforma do mercado da eletricidade da União deverá contribuir para uma rede de eletricidade europeia mais integrada, com vista a assegurar que cada Estado-Membro atinja um nível de interconectividade da eletricidade conforme com a meta para 2030 de, pelo menos, 15 % de interligações elétricas, nos termos do artigo 4.º, alínea d), ponto 1, do Regulamento (UE) 2018/1999, que essa capacidade de interligação seja utilizada, tanto quanto possível, para o comércio transfronteiriço, e que a rede elétrica e a infraestrutura de conectividade da União sejam construídas ou modernizadas, por exemplo no âmbito dos projetos de interesse comum da União estabelecidos nos termos do Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho <sup>(15)</sup>. Importa proporcionar uma conectividade adequada a todos os cidadãos e empresas da União, uma vez que tal poderá

<sup>(5)</sup> Regulamento (UE) 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento de gás (JO L 173 de 30.6.2022, p. 17).

<sup>(6)</sup> Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás (JO L 206 de 8.8.2022, p. 1).

<sup>(7)</sup> Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro de 2022, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia (JO L 261 I de 7.10.2022, p. 1).

<sup>(8)</sup> Regulamento (UE) 2022/2577 do Conselho, de 22 de dezembro de 2022, que estabelece um regime para acelerar a implantação das energias renováveis (JO L 335 de 29.12.2022, p. 36).

<sup>(9)</sup> Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, que altera os Regulamentos (CE) n.º 663/2009 e (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 2009/119/CE e (UE) 2015/652 do Conselho, e revoga o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

<sup>(10)</sup> Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (JO L 158 de 14.6.2019, p. 22).

<sup>(11)</sup> 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).

<sup>(12)</sup> Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (JO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

<sup>(13)</sup> Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética (JO L 328 de 21.12.2018, p. 210).

<sup>(14)</sup> 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).

<sup>(15)</sup> Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2022, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, que altera os Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013 (JO L 152 de 3.6.2022, p. 45).

oferecer-lhes grandes oportunidades de participação na transição energética e na transformação digital da União. Deverá ser prestada especial atenção às regiões ultraperiféricas a que se refere o artigo 349.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), que reconhece os seus condicionalismos especiais e prevê a adoção de medidas específicas a seu respeito.

- (8) A atual configuração do mercado da eletricidade, entre outras coisas, ajudou ao surgimento de produtos, serviços e medidas novos e inovadores nos mercados retalhistas de eletricidade, apoiando a eficiência energética e a utilização de energia renovável e aumentando as possibilidades de escolha a fim de ajudar os consumidores a reduzirem as suas faturas de energia, inclusive através de instalações de produção de pequena dimensão e serviços emergentes de resposta da procura. A inclusão e exploração do potencial da digitalização do sistema energético, por exemplo a participação ativa dos consumidores, é um elemento fundamental dos futuros mercados e redes da eletricidade da União. Simultaneamente, é necessário respeitar as escolhas dos consumidores e permitir-lhes beneficiar de uma multiplicidade de ofertas contratuais, bem como proteger os clientes domésticos dos preços elevados durante uma crise energética. A integração do sistema energético deverá ser entendida como o planeamento e a exploração do sistema energético como um todo, nos seus múltiplos vetores energéticos, infraestruturas e setores de consumo, através da criação de vínculos mais fortes entre eles, em sinergia recíproca e com o apoio da digitalização, com o objetivo de fornecer energia segura, a preços acessíveis, fiável e sustentável.
- (9) No contexto da crise energética, a atual configuração do mercado da eletricidade revelou várias lacunas e consequências inesperadas, associadas ao impacto dos preços elevados e voláteis dos combustíveis fósseis nos mercados de eletricidade de curto prazo, que expõem os agregados familiares e as empresas a significativas subidas súbitas dos preços e aos efeitos daí resultantes nas faturas de eletricidade.
- (10) Uma implantação mais célere da energia renovável e de tecnologias limpas flexíveis constitui a forma mais sustentável e eficaz em termos de custos de reduzir estruturalmente a procura de combustíveis fósseis para produção de eletricidade e de permitir o consumo direto de eletricidade através da eletrificação da procura de energia e da integração do sistema energético. Graças aos seus baixos custos operacionais, as fontes renováveis podem ter um impacto positivo nos preços da eletricidade em toda a União e reduzir o consumo de combustíveis fósseis.
- (11) As alterações da configuração do mercado da eletricidade deverão garantir que os benefícios do aumento da implantação da eletricidade renovável, e da transição energética no seu todo, se repercutam nos consumidores, incluindo os mais vulneráveis, e, em última análise, os protejam de crises energéticas e evitem que mais clientes domésticos entrem num círculo vicioso de pobreza energética. Essas alterações deverão atenuar o impacto dos preços elevados dos combustíveis fósseis, em especial do gás, nos preços da eletricidade, com vista a permitir que os clientes domésticos e as empresas colham, a mais longo prazo, os benefícios de uma energia segura e a preços acessíveis proveniente de fontes renováveis e hipocarbónicas sustentáveis, e tirem partido do papel das soluções de eficiência energética na redução dos custos globais da energia, o que pode reduzir a necessidade de expansão da rede elétrica e da capacidade de produção.
- (12) A reforma da configuração do mercado da eletricidade visa alcançar preços da eletricidade acessíveis e competitivos para todos os consumidores. Como tal, essa reforma deverá beneficiar não apenas os clientes domésticos, mas também a competitividade das indústrias da União, facilitando o investimento em tecnologias limpas de que estas necessitam para cumprirem as respetivas vias de transição para o impacto zero. A transição energética na União tem de ser apoiada por uma base sólida de fabrico de tecnologias limpas. Esta reforma apoiará a eletrificação a preços acessíveis da indústria e a posição da União enquanto líder mundial em termos de investigação e inovação em tecnologias energéticas limpas.
- (13) O bom funcionamento e a eficiência dos mercados de curto prazo é essencial para a integração das fontes de energia renovável e das fontes de flexibilidade no mercado da eletricidade e permite a integração do sistema energético de uma forma eficaz em termos de custos.
- (14) Os mercados intradiários são particularmente importantes para a integração das fontes de energia renovável variáveis na rede de eletricidade ao menor custo, uma vez que oferecem aos participantes no mercado a possibilidade de negociarem défices ou excedentes de eletricidade mais perto do momento de entrega. Uma vez que os produtores de energia renovável variável só estão em condições de estimar a sua produção com exatidão perto do momento de entrega, é crucial que maximizem as oportunidades de negociação mediante o acesso a um mercado líquido o mais próximo possível do momento de entrega da eletricidade. Como tal, a hora de encerramento do mercado intradiário interzonal deverá ser reduzido e mais próximo do tempo real, a fim de maximizar as oportunidades de os participantes no mercado negociarem défices e excedentes de eletricidade e contribuírem para uma melhor integração das fontes de energia renovável variáveis na rede de eletricidade. Nos casos em que essa alteração crie riscos para a segurança do abastecimento, e a fim de permitir uma transição eficiente em termos de custos para a hora de encerramento do mercado interzonal mais curta, mais próxima do tempo real, os operadores de redes de transporte deverão ter a possibilidade de solicitar uma derrogação, com base numa avaliação de impacto e sob

reserva de aprovação pela entidade reguladora em causa, a fim de obter uma prorrogação do prazo de aplicação. O pedido deverá incluir um plano de ação com medidas concretas para a aplicação da nova hora de encerramento do mercado intradiário interzonal.

- (15) Por conseguinte, é importante que os mercados intradiários se adaptem à participação de tecnologias de energia renovável variáveis, tais como as energias solar e eólica, bem como à participação da resposta da procura e do armazenamento de energia. A liquidez dos mercados intradiários deverá ser melhorada com a partilha dos registos de ordens entre os operadores de mercado numa zona de ofertas, inclusive quando as capacidades interzonais estão fixadas em zero ou após a hora de encerramento do mercado intradiário. A fim de assegurar que os registos de ordens sejam partilhados entre os operadores nomeados do mercado da eletricidade nos períodos de operação do acoplamento dos mercados para o dia seguinte e intradiários, os operadores nomeados do mercado da eletricidade deverão submeter todas as ordens de produtos para o dia seguinte e intradiários, e de produtos com as mesmas características, ao acoplamento único para o dia seguinte e intradiário e não deverão organizar a negociação de produtos para o dia seguinte ou intradiários, ou de produtos com as mesmas características, fora do acoplamento único para o dia seguinte e intradiário. Para fazer face ao risco intrínseco de discriminação na negociação de produtos para o dia seguinte e intradiários dentro e fora do acoplamento único para o dia seguinte e intradiário, e à consequente perda de liquidez nos mercados de eletricidade acoplados da União, esta obrigação deverá aplicar-se aos operadores nomeados do mercado da eletricidade, às empresas que, direta ou indiretamente, exerçam controlo sobre um operador nomeado do mercado da eletricidade, e às empresas que, direta ou indiretamente, sejam controladas por um operador nomeado do mercado da eletricidade. A fim de melhorar a transparência nos mercados, os participantes no mercado deverão facultar, se aplicável, informações discriminadas por unidade de produção, sem prejuízo da apresentação de ofertas em conformidade com o quadro relevante em cada Estado-Membro.
- (16) Além disso, os mercados de eletricidade de curto prazo deverão garantir aos prestadores de serviços de flexibilidade de pequena escala a possibilidade de participação, reduzindo o valor mínimo de licitação.
- (17) A fim de garantir a integração eficiente da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável variáveis e reduzir a necessidade de produzir eletricidade a partir de combustíveis fósseis em situações de crise dos preços da eletricidade a nível regional ou da União, os Estados-Membros deverão poder solicitar aos operadores das redes que proponham a contratação de um produto de corte de pontas que permita uma resposta adicional da procura, a fim de contribuir para a diminuição do consumo na rede de eletricidade. A proposta do produto de corte de pontas deverá ser avaliada pela entidade reguladora em causa no que diz respeito à obtenção de uma redução da procura de eletricidade e de uma redução do impacto no preço grossista da eletricidade durante as horas de ponta. Dado que o produto de corte de pontas visa reduzir e deslocar o consumo de eletricidade, e a fim de evitar aumentar as emissões de gases com efeito de estufa, a ativação do produto de corte de pontas não deverá implicar iniciar a produção a partir de combustíveis fósseis a jusante do ponto de contagem. Dado que o produto de corte de pontas se destina a ser aplicado apenas em situações limitadas de crise dos preços da eletricidade a nível regional ou da União, a sua contratação pode ter lugar até uma semana antes da libertação de capacidades adicionais de resposta da procura. Os operadores das redes deverão poder ativar o produto de corte de pontas antes ou durante o período de operação do mercado para o dia seguinte. Em alternativa, o produto de corte de pontas deverá poder ser ativado automaticamente, com base num preço de eletricidade predefinido. Para verificar os volumes de redução do consumo de eletricidade, o operador da rede deverá usar uma base de referência que reflita o consumo de eletricidade previsto na ausência de ativação do produto de corte de pontas, e deverá, após consulta dos participantes no mercado, desenvolver uma metodologia de referência. Essa metodologia deverá ser aprovada pela entidade reguladora em causa. A ACER deverá avaliar o impacto da utilização de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União, tendo em conta a necessidade de esses produtos não distorcerem indevidamente o funcionamento dos mercados da eletricidade nem provocarem uma reorientação da resposta da procura para produtos de corte de pontas, e deverá poder emitir recomendações às entidades reguladoras que estas deverão ter em conta na sua avaliação a nível nacional. Além disso, a ACER deverá avaliar o impacto do desenvolvimento de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União em circunstâncias normais. Com base nessa avaliação, a Comissão deverá poder, se for caso disso, apresentar uma proposta legislativa para alterar o Regulamento (UE) 2019/943 a fim de introduzir produtos de corte de pontas fora das situações de crise dos preços da eletricidade.
- (18) Para poderem participar ativamente nos mercados de eletricidade e proporcionar flexibilidade, os consumidores têm vindo a ser progressivamente equipados com contadores inteligentes. Contudo, em vários Estados-Membros a implantação de sistemas de contadores inteligentes permanece lenta, pelo que é imperativo que os Estados-Membros melhorem as condições para a instalação de sistemas de contadores inteligentes, com o objetivo de alcançar uma cobertura total o mais rapidamente possível. No entanto, os operadores de redes de transporte, os operadores de redes de distribuição e os participantes no mercado relevantes, incluindo os agregadores independentes, deverão poder utilizar, mediante consentimento do cliente final, os dados provenientes de dispositivos de medição específicos, em conformidade com os artigos 23.º e 24.º da Diretiva (UE) 2019/944 e com outras disposições aplicáveis do direito da União, incluindo o direito em matéria de proteção de dados e privacidade, em especial o Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho<sup>(16)</sup>. Além disso, e apenas nos

<sup>(16)</sup> Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados e que revoga a Diretiva 95/46/CE (Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados) (JO L 119 de 4.5.2016, p. 1).

casos em que ainda não estejam instalados sistemas de contadores inteligentes e nos casos em que os sistemas de contadores inteligentes não facultem um nível suficiente de granularidade dos dados, os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição deverão utilizar, mediante consentimento do cliente final, dados provenientes de dispositivos de medição específicos para fins de observabilidade e de liquidação dos serviços de flexibilidade, tais como a resposta da procura e o armazenamento de energia. Possibilitar a utilização de dados provenientes de dispositivos de medição específicos para fins de observabilidade e liquidação deverá facilitar a participação ativa dos clientes finais no mercado e o desenvolvimento da sua resposta da procura. A utilização dos dados provenientes desses dispositivos de medição específicos deverá estar conforme com os requisitos de qualidade em matéria de dados.

- (19) O presente regulamento estabelece uma base jurídica para o tratamento de dados pessoais em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/679. Os Estados-Membros deverão garantir o cumprimento de todos os princípios e obrigações relativos ao tratamento de dados pessoais estabelecidos no Regulamento (UE) 2016/679, inclusive em matéria de minimização dos dados. Sempre que o objetivo do presente regulamento possa ser alcançado sem o tratamento de dados pessoais, os responsáveis pelo tratamento dos dados deverão recorrer a dados anonimizados e agregados.
- (20) Os consumidores e os comercializadores necessitam de mercados a prazo eficazes e eficientes para cobrirem a sua exposição ao preço a longo prazo e diminuïrem a sua dependência dos preços a curto prazo. Para garantir que os clientes de energia em toda a União estejam em condições de beneficiar plenamente das vantagens de mercados de eletricidade integrados e da concorrência na União, a Comissão deverá avaliar o impacto de eventuais medidas destinadas a melhorar o funcionamento dos mercados da eletricidade a prazo da União, tais como a frequência de atribuição, o prazo de vencimento e a natureza dos direitos de transporte a longo prazo, as formas de reforçar o mercado secundário e a eventual introdução de plataformas virtuais regionais.
- (21) A parte da avaliação relacionada com a eventual introdução de plataformas virtuais regionais deverá abranger, nomeadamente, as implicações no que respeita aos acordos intergovernamentais preexistentes relacionados com a propriedade conjunta transfronteiriça de centrais elétricas. Se forem introduzidas, as plataformas virtuais regionais deverão refletir o preço agregado de várias zonas de ofertas e fornecer um preço de referência, que os operadores de mercado deverão usar para oferecer produtos de cobertura a prazo. Nessa medida, as plataformas virtuais regionais não deverão ser entendidas como entidades que preparam ou executam operações. Ao fornecerem um índice de preço de referência, as plataformas virtuais regionais deverão possibilitar a agregação de liquidez e proporcionar oportunidades adicionais de cobertura aos participantes no mercado. A fim de assegurar condições uniformes para a execução do presente regulamento, deverão ser atribuídas competências de execução à Comissão para especificar mais pormenorizadamente, caso seja necessário, as medidas e os instrumentos relativos à configuração dos mercados de eletricidade a prazo da União, inclusive no que respeita à introdução de plataformas virtuais regionais. Essas competências deverão ser exercidas nos termos do Regulamento (UE) n.º 182/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho<sup>(17)</sup>.
- (22) A fim de reforçar as possibilidades de cobertura ao dispor dos participantes no mercado, importa alargar o papel da plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão<sup>(18)</sup>. A plataforma única de atribuição deverá atuar como entidade que oferece a atribuição e que facilita a negociação de direitos financeiros de transporte a longo prazo por conta dos operadores de redes de transporte entre as diferentes zonas de ofertas e, se for caso disso, as plataformas virtuais regionais.
- (23) As tarifas de rede deverão incentivar os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição a recorrerem a serviços de flexibilidade através da continuação do desenvolvimento de soluções inovadoras para otimizar a rede existente e contratar serviços de flexibilidade, em especial a resposta da procura ou o armazenamento de energia. Para o efeito, as tarifas de rede deverão ser concebidas de modo a terem em conta as despesas operacionais e as despesas de capital dos operadores de redes, ou uma combinação eficiente de ambas, para que os operadores de redes possam explorar a rede de eletricidade de forma eficaz em termos de custos. O requisito de repercussão dos custos não deverá restringir a possibilidade de redistribuir os custos de forma eficiente quando sejam aplicadas taxas de rede variáveis em função da localização ou da hora. Tal deverá contribuir também para integrar as energias de fontes renováveis ao menor custo para a rede de eletricidade e permitir aos clientes finais valorizar as suas soluções de flexibilidade. As entidades reguladoras desempenharão um papel central no que toca a garantir que são disponibilizados investimentos suficientes para o desenvolvimento, a expansão e o reforço necessários da rede. As entidades reguladoras deverão promover a aceitação pública e a antecipação de investimentos, incentivando a aceleração do desenvolvimento da rede para responder à implantação acelerada da produção a partir de fontes renováveis, inclusive, se for caso disso, em zonas designadas de aceleração da implantação das energias renováveis, bem como à procura de eletrificação inteligente.
- (24) As fontes de energia renovável ao largo, tais como a energia eólica marítima, a energia oceânica e a energia fotovoltaica flutuante, desempenharão um papel fulcral no que toca a criar redes de eletricidade amplamente baseadas em fontes de energia renovável e a garantir a neutralidade climática até 2050. Todavia, existem obstáculos

<sup>(17)</sup> Regulamento (UE) n.º 182/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de fevereiro de 2011, que estabelece as regras e os princípios gerais relativos aos mecanismos de controlo pelos Estados-Membros do exercício das competências de execução pela Comissão (JO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

<sup>(18)</sup> Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo (JO L 259 de 27.9.2016, p. 42).

substanciais à sua implantação mais generalizada e eficiente que impedem a expansão em grande escala necessária para alcançar esses objetivos. Futuramente, poderão surgir obstáculos similares para outras tecnologias ao largo. A fim de reduzir o risco de investimento para os promotores de projetos ao largo, o recurso a instrumentos como os contratos de aquisição de eletricidade (CAE) ou os contratos por diferenças bidirecionais poderia facilitar o desenvolvimento de projetos ao largo. No caso dos projetos híbridos ao largo ligados a mais do que um mercado numa zona de ofertas ao largo, existe um risco adicional associado à sua situação topográfica única em termos de acesso ao mercado. A fim de reduzir o risco associado a esses projetos, os operadores de redes de transporte deverão conceder uma compensação sempre que, nos resultados validados do cálculo da capacidade, não tiverem disponibilizado na interligação a capacidade acordada nos acordos de ligação ou não tiverem disponibilizado nos elementos críticos da rede a capacidade prevista em conformidade com as regras de cálculo da capacidade definidas no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943. Os operadores de redes de transporte não deverão pagar qualquer compensação se, nos resultados validados do cálculo da capacidade, tiverem disponibilizado na interligação um nível de capacidade igual ou superior aos requisitos do acordo de ligação bem como os elementos críticos da rede a capacidade prevista em conformidade com as regras definidas no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943. No respetivo acordo de ligação com o operador da central de produção de eletricidade renovável ao largo, os operadores das redes de transporte deverão esforçar-se por fornecer a capacidade total acordada de forma firme, não flexível, e em conformidade com o regime para os acordos de ligação definido pela Diretiva (UE) 2019/944. Os Estados-Membros deverão ser informados com antecedência suficiente do acordo de ligação. Deverá ser paga uma compensação se as capacidades de transporte disponíveis forem reduzidas até ao ponto de não poder ser entregue aos mercados circundantes a quantidade total de produção de eletricidade que a central de produção de eletricidade renovável ao largo teria, de outro modo, podido exportar, e/ou se, apesar de essa exportação ser possível, se verificar uma diminuição correspondente do preço na zona de ofertas ao largo devido às reduções de capacidade, em comparação com uma situação sem reduções de capacidade. A compensação deverá ser paga a partir das receitas provenientes do congestionamento. Deverá ser aplicável nos casos em que um ou mais operadores de redes de transporte não tenham disponibilizado capacidade suficiente para exportar a capacidade de produção de eletricidade na respetiva interligação até à capacidade acordada no acordo de ligação, e deverá ser prestada por esses operadores de redes de transporte. No interesse da equidade regional, se a insuficiência de capacidade se dever ao facto de outros operadores de redes de transporte não terem disponibilizado, nos seus elementos críticos de rede, a capacidade prevista em conformidade com as regras de cálculo da capacidade definidas no artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943, os custos da compensação deverão ser partilhados proporcionalmente entre esses operadores de redes de transporte, em conformidade com o princípio do poluidor-pagador. Além disso, qualquer compensação não coberta por esta partilha proporcional pode ser repartida entre as partes relevantes nos Estados-Membros envolvidos no projeto híbrido ao largo no âmbito dos seus acordos de partilha de custos. A compensação não deverá resultar numa sobrecompensação e destina-se a equilibrar a redução das receitas dos operadores das centrais de produção de eletricidade renovável ao largo devida à redução do acesso aos mercados interligados. Deverá estar exclusivamente relacionada com a capacidade de produção disponível para o mercado, que pode estar dependente das condições meteorológicas, e que exclui situações de indisponibilidade de serviço e operações de manutenção do projeto ao largo. A compensação em caso de falta de acesso à rede de transporte não deverá ser interpretada como constituindo um despacho prioritário, e deverá estar alinhada com os princípios da não discriminação e da maximização das capacidades comerciais transfronteiriças previstos no artigo 16.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943. Além disso, não deverá haver dupla compensação pelo mesmo risco coberto ao abrigo desta disposição, por exemplo, se o risco já estiver coberto por um contrato por diferenças ou por outro regime de apoio pertinente. Os pormenores deste mecanismo de compensação e a metodologia de execução a desenvolver, incluindo as condições nas quais a medida pode expirar, tais como a existência de procura suficiente na zona de ofertas ao largo, por exemplo, um eletrolisador de grandes dimensões, ou o acesso direto a um número suficiente de mercados para que o risco desapareça, deverão ser aprofundados num ato de execução, bem como, se for caso disso, através de alterações ao Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão<sup>(19)</sup>.

- (25) No mercado grossista para o dia seguinte, as centrais elétricas com custos marginais mais baixos são despachadas em primeiro lugar, mas o preço recebido por todos os participantes no mercado é definido pela última central elétrica necessária para cobrir a procura, que é a central elétrica com os custos marginais mais elevados, no momento da compensação dos mercados. Nesse contexto, a crise energética mostrou que uma subida do preço do gás e do carvão pode conduzir a aumentos excecionais e duradouros dos preços a que as instalações de produção a gás e a carvão licitam no mercado grossista para o dia seguinte. Por sua vez, esta circunstância conduziu a preços excecionalmente elevados no mercado para o dia seguinte em toda a União, uma vez que as instalações de produção a gás e a carvão são frequentemente as centrais necessárias para satisfazer a procura de eletricidade que têm os custos marginais mais elevados.
- (26) Tendo em conta o papel do preço no mercado para o dia seguinte como referência para o preço noutros mercados grossistas de eletricidade, e o facto de todos os participantes no mercado receberem o preço de equilíbrio, as tecnologias com custos marginais significativamente mais baixos registaram sistematicamente receitas elevadas.

<sup>(19)</sup> Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos (JO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

- (27) Para alcançar as suas metas de descarbonização e os objetivos estabelecidos no plano REPowerEU no sentido de se tornar mais independente do ponto de vista energético, a União tem de acelerar de forma muito mais pronunciada a implantação da energia renovável. Atendendo aos investimentos necessários para alcançar esses objetivos, o mercado deverá assegurar que é estabelecido um sinal de preço a longo prazo.
- (28) Nesse quadro, os Estados-Membros deverão pugnar por criar as condições de mercado certas para os instrumentos baseados no mercado a longo prazo, como os CAE. Os CAE são contratos de aquisição bilaterais entre produtores e compradores de eletricidade, que são celebrados a título voluntário e são baseados nas condições dos preços de mercado sem intervenções regulamentares na fixação de preços. Os CAE proporcionam estabilidade dos preços a longo prazo para o cliente e a segurança necessária para o produtor tomar uma decisão de investimento. Contudo, são poucos os Estados-Membros que têm mercados de CAE ativos e os compradores estão normalmente limitados a grandes empresas, inclusive porque os CAE enfrentam um conjunto de obstáculos, em especial a dificuldade de cobrir o risco de incumprimento de pagamento por parte do comprador nesses contratos de longa duração. Ao definirem as políticas para alcançar os objetivos de descarbonização energética estabelecidos nos respetivos planos nacionais integrados em matéria de energia e de clima, os Estados-Membros deverão ter em consideração a necessidade de criar um mercado de CAE dinâmico. Ao conceberem medidas que afetem diretamente os CAE, os Estados-Membros deverão respeitar eventuais expectativas legítimas e ter em conta os efeitos dessas medidas nos CAE existentes e futuros.
- (29) Em conformidade com a Diretiva (UE) 2018/2001, os Estados-Membros devem efetuar uma avaliação dos obstáculos regulamentares e administrativos em matéria de contratos de aquisição de eletricidade renovável (CAE de eletricidade renovável) de longo prazo e eliminar os obstáculos injustificados e os procedimentos ou encargos desproporcionados ou discriminatórios, assim como facilitar o recurso a esses contratos. Além disso, os Estados-Membros devem descrever as políticas e as medidas destinadas a facilitar o recurso a CAE de eletricidade renovável nos respetivos planos nacionais integrados em matéria de energia e de clima. Sem prejuízo dessa obrigação de facultar informações sobre o contexto regulamentar em que se insere o mercado de CAE, os Estados-Membros deverão garantir que os clientes que enfrentem obstáculos à entrada no mercado de CAE e que não se encontrem em dificuldades financeiras possam ter acesso a instrumentos destinados a reduzir os riscos financeiros associados ao incumprimento, por parte do comprador, das suas obrigações de pagamento a longo prazo no âmbito dos CAE. Os Estados-Membros deverão poder decidir criar um regime de garantia a preços de mercado, caso as garantias privadas não estejam acessíveis ou não estejam suficientemente acessíveis. Caso um Estado-Membro crie tal regime de garantia, deverá incluir disposições para evitar a redução da liquidez nos mercados de eletricidade, por exemplo prevendo o recurso a CAE financeiros. Os Estados-Membros poderão decidir facilitar a agregação da procura de CAE por parte de clientes que, individualmente, enfrentam obstáculos à entrada no mercado dos CAE, mas que, coletivamente, deverão poder oferecer aos produtores uma oferta atrativa de CAE. Os Estados-Membros não deverão apoiar CAE para a aquisição de eletricidade produzida a partir de combustíveis fósseis. Os Estados-Membros deverão poder limitar-se a apoiar apenas os regimes de garantia que apoiam a nova produção de energia renovável, em consonância com as suas políticas de descarbonização, em especial nos casos em que o mercado dos CAE de eletricidade renovável não esteja suficientemente desenvolvido. Embora a abordagem predefinida deva excluir a discriminação entre consumidores, os Estados-Membros poderão decidir direcionar esses instrumentos para categorias específicas de consumidores, aplicando critérios objetivos e não discriminatórios. Nesse âmbito, os Estados-Membros deverão assegurar uma coordenação adequada, inclusive com os mecanismos disponibilizados a nível da União, por exemplo pelo Banco Europeu de Investimento (BEI).
- (30) Os Estados-Membros têm ao seu dispor diversos instrumentos para apoiar o desenvolvimento de mercados de CAE quando concebem e atribuem apoio público. Permitir que os promotores de projetos de energia renovável que participam num concurso de apoio público reservem uma parte da produção para venda no âmbito de um CAE contribuiria para alimentar e fazer crescer os mercados de CAE. Além disso, aquando da avaliação dessas propostas a concurso, os Estados-Membros deverão esforçar-se por aplicar critérios que incentivem o acesso ao mercado de CAE por parte de intervenientes que enfrentam obstáculos à entrada, tais como as pequenas e médias empresas, dando preferência a proponentes que apresentem um CAE assinado ou que se comprometam e assinar um CAE para uma parte da produção do projeto proveniente de um ou vários potenciais compradores que enfrentam dificuldades no acesso ao mercado de CAE.
- (31) A fim de contribuir para a transparência e o desenvolvimento dos mercados de CAE a nível da União e dos Estados-Membros, a ACER deverá publicar uma avaliação anual desses mercados, avaliar a necessidade de elaborar e publicar modelos de utilização voluntária para os CAE, e elaborar tais modelos, se a avaliação concluir que existe essa necessidade.
- (32) Os Estados-Membros deverão prestar especial atenção aos CAE transfronteiriços e eliminar os obstáculos injustificados que lhes estão especificamente associados, permitindo o acesso, sem discriminação, dos consumidores dos Estados-Membros com capacidade limitada à eletricidade produzida noutras regiões.

- (33) Sempre que, com base na avaliação pertinente, a Comissão concluir que os Estados-Membros necessitam de apoio na eliminação de obstáculos nos mercados dos CAE, deverá poder elaborar orientações específicas. O principal objetivo dessas orientações deverá ser a eliminação dos obstáculos que impedem a expansão dos mercados de CAE, incluindo os CAE transfronteiriços. Tais obstáculos podem assumir muitas formas, desde barreiras regulamentares, em especial procedimentos ou encargos desproporcionados ou discriminatórios, até ao papel das garantias de origem ou ao tratamento dos CAE no acesso dos potenciais compradores a soluções de financiamento.
- (34) O Regulamento (UE) 2018/1999 prevê a utilização do mecanismo de financiamento da energia renovável da União como instrumento para facilitar a consecução da meta vinculativa da União em matéria de energia renovável para 2030. Nos termos da Diretiva (UE) 2018/2001, com a redação que lhe foi dada pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho<sup>(20)</sup>, os Estados-Membros devem procurar aumentar, coletivamente, a quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União para 45 % em 2030, para além da meta vinculativa da União de 42,5 %. Por conseguinte, a Comissão deverá avaliar se a tomada de medidas a nível da União, em complemento das medidas nacionais, poderá contribuir para alcançar a quota adicional de 2,5 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União. Nesse contexto, a Comissão deverá analisar a possibilidade de utilizar o mecanismo de financiamento da energia renovável da União para organizar leilões de energia renovável a nível da União, em conformidade com o quadro regulamentar pertinente.
- (35) Sempre que os Estados-Membros decidam apoiar, através de «regimes de apoio direto ao preço», investimentos financiados com fundos públicos em novas instalações de produção de eletricidade hipocarbónica não baseada em combustíveis fósseis, a fim de alcançar os objetivos de descarbonização da União, esses regimes deverão ser estruturados sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, de forma a que incluam, para além de uma garantia de receitas, uma limitação do aumento das receitas de mercado dos ativos de produção em causa. Embora a obrigação prevista no presente regulamento deva aplicar-se apenas ao apoio a investimentos em novas instalações de produção de energia, os Estados-Membros deverão poder decidir conceder igualmente regimes de apoio sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais, ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, a novos investimentos destinados a reequipar substancialmente instalações de produção de energia existentes, a aumentar substancialmente a capacidade ou a prolongar a vida útil dessas instalações.
- (36) A fim de garantir a segurança jurídica e a previsibilidade, a obrigação de estruturar os regimes de apoio direto sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverá aplicar-se apenas a contratos abrangidos por regimes de apoio direto ao preço para investimentos em novas instalações de produção de energia celebrados em ou a partir de 17 de julho de 2027. Esse período de transição deverá ser de cinco anos para ativos híbridos ao largo ligados a duas ou mais zonas de ofertas, devido à complexidade desses projetos.
- (37) A participação dos participantes no mercado nos regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverá ser voluntária.
- (38) A obrigação de recorrer a contratos por diferenças bidirecionais, ou a mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, não prejudica o artigo 6.º, n.º 1, da Diretiva (UE) 2018/2001.
- (39) Embora a Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho<sup>(21)</sup> altere o artigo 4.º, n.º 3, segundo parágrafo, da Diretiva (UE) 2018/2001, as outras disposições do artigo 4.º dessa diretiva, que estabelecem princípios de conceção para os regimes de apoio à energia de fontes renováveis, continuam a ser aplicáveis.
- (40) Os contratos por diferenças bidirecionais, ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, garantirão que as receitas dos produtores decorrentes de novos investimentos na produção de eletricidade que beneficiam de apoio público se tornem mais independentes dos preços voláteis da produção baseada em combustíveis fósseis, que normalmente define o preço no mercado para o dia seguinte.
- (41) Os regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverão reger-se pelos princípios de conceção conforme previstos no presente regulamento. Ao avaliar esses contratos por diferenças bidirecionais ou mecanismos equivalentes com os mesmos

<sup>(20)</sup> Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023, que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho (JO L, 2023/2413, 31.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>).

<sup>(21)</sup> Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União (JO L, 2024/1711, 26.6.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>).

efeitos ao abrigo das regras em matéria de auxílios estatais, a Comissão deverá verificar a conformidade desses contratos ou mecanismos com o direito da União que esteja intrinsecamente ligado às regras em matéria de auxílios estatais, tais como os princípios de conceção dos contratos por diferenças bidirecionais ou dos mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos previstos no presente regulamento. A conceção desses contratos por diferenças bidirecionais ou mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverá preservar os incentivos para que a instalação de produção de energia funcione e participe de forma eficiente nos mercados de eletricidade, em especial para refletir as circunstâncias do mercado. Na sua avaliação, a Comissão deverá assegurar que a conceção dos contratos por diferenças bidirecionais ou dos regimes equivalentes com os mesmos efeitos não conduz a distorções indevidas da concorrência e do comércio no mercado interno. A Comissão deverá, em especial, assegurar que a distribuição das receitas às empresas não distorce as condições de concorrência equitativas no mercado interno, em especial quando não seja possível aplicar um procedimento de concurso. Os contratos por diferenças bidirecionais ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos poderão variar em termos de duração e incluir, nomeadamente, contratos por diferenças baseados na injeção com um ou vários preços de exercício, um preço mínimo ou contratos de capacidade ou de referência por diferenças. A obrigação de recorrer a contratos por diferenças bidirecionais ou a mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos não se aplica aos regimes de apoio não diretamente relacionados com a produção de eletricidade, como o armazenamento de energia, e que não recorrem ao apoio direto aos preços, como as ajudas ao investimento sob a forma de subvenções iniciais, medidas fiscais ou certificados verdes. Para incentivar as contrapartes a cumprirem as suas obrigações contratuais, os contratos por diferenças bidirecionais ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverão incluir cláusulas de penalização aplicáveis em caso de rescisão antecipada unilateral indevida do contrato.

- (42) Contudo, na medida em que a obrigação de estabelecer regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos reduz os tipos de regimes de apoio direto ao preço que os Estados-Membros podem adotar no tocante às fontes de energia renovável, é adequado que esta obrigação se limite às tecnologias hipocarbónicas que não se baseiam em combustíveis fósseis e cujos custos operacionais são baixos e estáveis e às tecnologias que normalmente não proporcionam flexibilidade à rede de eletricidade, excluindo simultaneamente as tecnologias que se encontram em fases incipientes de implantação no mercado. Tal afigura-se necessário para garantir que a viabilidade económica das tecnologias de produção com elevados custos marginais não é comprometida e para manter os incentivos das tecnologias que podem oferecer flexibilidade à rede de eletricidade para licitar no mercado da eletricidade com base nos seus custos de oportunidade. Além disso, a obrigação de estabelecer regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos não deverá aplicar-se a tecnologias emergentes cuja adoção possa ser promovida mais adequadamente por meio de outros tipos de regimes de apoio direto ao preço. A referida obrigação não deverá prejudicar a eventual isenção das instalações de energias renováveis de pequena dimensão e dos projetos de demonstração nos termos da Diretiva (UE) 2018/2001 e deverá ter em conta as especificidades das comunidades de energia renovável, em conformidade com essa diretiva. Atendendo à necessidade de proporcionar certeza regulamentar para os produtores, a obrigação de os Estados-Membros aplicarem regimes de apoio direto ao preço para a produção de eletricidade sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverá aplicar-se apenas ao investimento em novas instalações de produção de energia que utilizem as fontes especificadas no presente considerando.
- (43) Devido à limitação do aumento das receitas de mercado, os regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos deverão proporcionar uma fonte adicional de receitas para os Estados-Membros em períodos de preços elevados da energia. Para atenuar ainda mais o impacto dos preços elevados da eletricidade nas faturas de energia dos consumidores, os Estados-Membros deverão garantir que quaisquer receitas cobradas aos produtores abrangidos por regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, ou o equivalente em valor financeiro dessas receitas, são repercutidos nos clientes finais, incluindo os clientes domésticos, as pequenas e médias empresas e as empresas com utilização intensiva de energia. Ao distribuir as receitas aos clientes domésticos, os Estados-Membros deverão, em especial, poder favorecer os clientes vulneráveis e os clientes afetados por pobreza energética. À luz das vantagens em geral, para os clientes de eletricidade, que resultam dos investimentos em energia renovável, em eficiência energética e na implantação de energias hipocarbónicas, os Estados-Membros deverão também poder utilizar as receitas dos contratos por diferenças bidirecionais ou dos mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, ou o equivalente em valor financeiro dessas receitas, para financiar investimentos destinados a reduzir os custos da eletricidade para os clientes finais, inclusive no âmbito de atividades económicas específicas, como os investimentos no desenvolvimento da rede de distribuição, nas fontes de energia renovável e nas infraestruturas de carregamento de veículos elétricos. Os Estados-Membros deverão também ter a possibilidade de utilizar essas receitas, ou o seu equivalente em valor financeiro, para financiar os custos dos regimes de apoio direto ao preço. A redistribuição das receitas deverá efetuar-se por forma a assegurar que os clientes continuam, até certo ponto, expostos ao sinal de preço, de modo a que, quando os preços são elevados, reduzam o seu consumo ou o desloquem para períodos de preços mais baixos, que são normalmente períodos com uma quota mais elevada de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis. Em especial, os Estados-Membros deverão poder considerar o consumo fora das horas de ponta, a fim de preservar os incentivos à flexibilidade. Os Estados-Membros deverão garantir que a redistribuição das receitas aos consumidores finais de eletricidade não afeta as condições equitativas e a concorrência entre os diferentes comercializadores. Estes princípios não deverão ser obrigatórios para as receitas geradas por contratos abrangidos por regimes de apoio direto ao preço celebrados antes da data de aplicação da obrigação de utilizar

contratos por diferenças bidirecionais ou mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos. Os Estados-Membros podem distribuir as receitas provenientes de contratos por diferenças bidirecionais ou mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, sem que essa distribuição constitua uma regulamentação dos preços de retalho nos termos do artigo 5.º da Diretiva (UE) 2019/944.

- (44) Além disso, os Estados-Membros deverão assegurar que os regimes de apoio direto ao preço ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, independentemente da forma que assumam, não comprometem o funcionamento eficiente, competitivo e líquido dos mercados de eletricidade e preservam os incentivos aos produtores para que reajam aos sinais do mercado — nomeadamente cessando a produção quando os preços da eletricidade são inferiores aos custos operacionais — e os incentivos aos clientes finais para que reduzam o consumo quando os preços da eletricidade são elevados. Os Estados-Membros deverão garantir que os regimes de apoio não constituem um obstáculo ao desenvolvimento de contratos comerciais, tais como os CAE.
- (45) Assim, os contratos por diferenças bidirecionais ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos e os CAE desempenham papéis complementares para promover a transição energética e fazer chegar os benefícios da energia renovável e hipocarbónica aos consumidores. Sob reserva dos requisitos introduzidos pelo presente regulamento, os Estados-Membros deverão ser livres de decidir quais os instrumentos que utilizam para alcançar os seus objetivos de descarbonização. Através dos CAE, os investidores privados contribuem para uma maior implantação da energia renovável e hipocarbónica, bloqueando simultaneamente os preços da eletricidade num nível baixo e estável a longo prazo. Analogamente, os contratos por diferenças bidirecionais ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos permitem às entidades públicas, por conta dos consumidores, alcançar o mesmo objetivo. Ambos os instrumentos são necessários para alcançar as metas de descarbonização da União através da implantação de energia renovável e hipocarbónica, ao mesmo tempo que promovem os benefícios da produção de eletricidade a baixo custo para os consumidores.
- (46) A implantação acelerada de fontes de energia renovável exige uma disponibilidade crescente de soluções de flexibilidade que assegurem a sua integração na rede e permitam que o sistema e a rede de eletricidade se adaptem à variabilidade da produção e do consumo de eletricidade em diferentes horizontes temporais. A fim de promover a flexibilidade não fóssil, a entidade reguladora ou outra autoridade ou entidade designada por um Estado-Membro deverá avaliar periodicamente a necessidade de flexibilidade a nível nacional na rede de eletricidade com base no contributo dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição e segundo uma metodologia europeia comum sujeita a consulta pública e aprovação pela ACER. A avaliação das necessidades de flexibilidade do sistema elétrico deverá ter em conta todos os investimentos existentes e previstos, incluindo os ativos existentes que ainda não estejam ligados à rede, no que diz respeito às fontes de flexibilidade, tais como a produção flexível de eletricidade, as interligações, a resposta da procura, o armazenamento de energia ou a produção de combustíveis renováveis, devido à necessidade de descarbonizar o sistema energético. A ACER deverá avaliar periodicamente os relatórios nacionais e elaborar um relatório a nível da União que formule recomendações sobre questões de relevância transfronteiriça. Com base no relatório nacional sobre as necessidades de flexibilidade, os Estados-Membros deverão definir um objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, incluindo os contributos específicos respetivos, para a concretização desse objetivo, da resposta da procura e do armazenamento de energia, que deverá também ser refletido nos respetivos planos nacionais integrados em matéria de energia e de clima em conformidade com o Regulamento (UE) 2018/1999. À luz desses planos, a Comissão deverá poder elaborar uma estratégia da União em matéria de flexibilidade, que dê especial destaque à resposta da procura e ao armazenamento de energia, que seja coerente com as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima e o objetivo de neutralidade climática para 2050. A Comissão deverá poder apresentar uma proposta legislativa para acompanhar essa estratégia da União.
- (47) A fim de alcançar o objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, incluindo os contributos específicos respetivos da resposta da procura e do armazenamento de energia, e sempre que as necessidades de flexibilidade não estejam a ser resolvidas através da eliminação dos obstáculos ao mercado ou através dos investimentos existentes, os Estados-Membros deverão poder aplicar regimes de apoio à flexibilidade não fóssil que consistam em pagamentos pela capacidade disponível de flexibilidade não fóssil. Além disso, os Estados-Membros que já apliquem mecanismos de capacidade deverão ponderar promover a participação de soluções de flexibilidade não fóssil, como a resposta da procura e o armazenamento de energia, reformulando critérios ou características, sem prejuízo da aplicação do artigo 22.º do Regulamento (UE) 2019/943. Os Estados-Membros que já apliquem mecanismos de capacidade deverão também poder aplicar regimes de apoio à flexibilidade não fóssil se esses regimes forem necessários para alcançar o objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, em especial ao mesmo tempo que adaptam os seus mecanismos de capacidade para continuar a promover a participação de soluções de flexibilidade não fóssil, como a resposta da procura e o armazenamento de energia. Esses regimes deverão abranger novos investimentos na flexibilidade não fóssil, incluindo investimentos em ativos existentes, nomeadamente os que se destinem a desenvolver ainda mais a flexibilidade da resposta da procura.
- (48) Para contribuir para os objetivos de proteção do ambiente, o limite de emissões de CO<sub>2</sub> previsto no artigo 22.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943 deverá ser considerado um limite superior. Por conseguinte, os Estados-Membros poderão definir normas de desempenho técnico e limites de emissões de CO<sub>2</sub> que restrinjam a participação nos mecanismos de capacidade às tecnologias flexíveis que não usam energia fóssil, em plena consonância com

a Comunicação da Comissão, de 18 de fevereiro de 2022, intitulada «Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia», que incentiva os Estados-Membros a introduzir critérios ecológicos nos mecanismos de capacidade.

- (49) Uma vez que a falta de coordenação dos mecanismos de capacidade pode ter um impacto significativo no mercado interno da eletricidade, o Pacote Energias Limpas introduziu um quadro global para avaliar melhor as necessidades e aperfeiçoar a conceção dos mecanismos de capacidade. Não obstante a necessidade de limitar as distorções da concorrência e do mercado interno, os mecanismos de capacidade podem, a par de um quadro regulamentar adequado, desempenhar um papel importante para assegurar a adequação dos recursos, em especial durante a fase de transição para um sistema descarbonizado e no caso de sistemas energéticos que não estejam suficientemente interligados. Por conseguinte, embora os mecanismos de capacidade já não devam ser considerados medidas de último recurso, a sua necessidade e a sua conceção deverão ser periodicamente avaliadas à luz da evolução do quadro regulamentar e das circunstâncias do mercado. No entanto, o procedimento para a adoção de mecanismos de capacidade revelou ser complexo. A fim de abordar as eventuais possibilidades de racionalização e simplificação do processo de aplicação dos mecanismos de capacidade, e de garantir que os Estados-Membros possam resolver atempadamente os problemas de adequação, prevendo ao mesmo tempo o controlo necessário para evitar prejuízos para o mercado interno, a Comissão deverá apresentar, até 17 de janeiro de 2025, um relatório pormenorizado que avalie essas possibilidades. Nesse contexto, a Comissão deverá solicitar à ACER que altere a metodologia para a avaliação europeia da adequação dos recursos em conformidade com o procedimento aplicável, conforme adequado. Até 17 de abril de 2025, a Comissão, após consulta dos Estados-Membros, deverá apresentar propostas com vista a, conforme adequado, simplificar o processo de avaliação dos mecanismos de capacidade.
- (50) A ligação à rede de novas instalações de produção e de procura, em especial de centrais de energia renovável, enfrenta frequentemente atrasos nos procedimentos de ligação à rede. Uma das razões para esses atrasos é a falta de capacidade de rede disponível no local escolhido pelo investidor, o que implica a necessidade de ampliações ou reforços da rede para ligar as instalações ao sistema de uma maneira segura. A imposição de um novo requisito que obrigue os operadores das redes de eletricidade, tanto a nível do transporte como da distribuição, a publicarem e atualizarem informações sobre a capacidade disponível para novas ligações nas respetivas áreas de exploração proporcionará aos investidores um acesso mais fácil às informações relativas à disponibilidade de capacidade de rede dentro do sistema, acelerando assim a tomada de decisões, o que, por sua vez, acelerará a necessária implantação da energia renovável. Essas informações deverão ser atualizadas de forma periódica, pelo menos todos os meses, pelos operadores das redes de transporte. Os operadores das redes de transporte deverão também publicar os critérios utilizados para determinar as capacidades de rede disponíveis, nomeadamente a procura e as capacidades de produção existentes, os pressupostos utilizados para avaliar a eventual maior integração de outros utilizadores da rede, as informações pertinentes sobre eventuais restrições de energia e as previsões no que respeita a futuros desenvolvimentos relevantes da rede.
- (51) Além disso, para combater o problema da delonga na resposta a pedidos de ligação à rede, os operadores de redes de transporte deverão fornecer informações claras e transparentes aos utilizadores da rede sobre o estado e a tramitação dos seus pedidos de ligação. Os operadores das redes de transporte deverão fornecer essas informações no prazo de três meses a contar da data de apresentação do pedido e deverão atualizá-las de forma periódica, pelo menos trimestralmente.
- (52) Uma vez que a Estónia, a Letónia e a Lituânia ainda não estão sincronizadas com a rede de eletricidade da União, enfrentam desafios muito específicos na organização dos mercados de balanço e na contratação de serviços de sistema baseada no mercado. Embora os progressos rumo à sincronização estejam em curso, um dos pré-requisitos críticos para uma exploração da rede estável e síncrona é a disponibilidade de reservas de capacidade de balanço suficientes para a regulação da frequência. No entanto, estando dependentes da zona síncrona russa para a gestão das frequências, os Estados bálticos ainda não estavam em condições de desenvolver um mercado de balanço próprio que funcionasse. A guerra de agressão russa contra a Ucrânia aumentou substancialmente o risco para a segurança do abastecimento, em resultado da ausência de mercados de balanço próprios. Por conseguinte, os requisitos do artigo 6.º, n.ºs 9, 10 e 11, do Regulamento (UE) 2019/943 e do artigo 41.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão <sup>(22)</sup>, que se destinam a ser aplicados aos mercados de balanço existentes, ainda não refletem a situação na Estónia, na Letónia e na Lituânia, em especial porque o desenvolvimento dos mercados de balanço exige tempo e novos investimentos na capacidade de balanço. A Estónia, a Letónia e a Lituânia deverão, por conseguinte, em derrogação desses requisitos, ter o direito de celebrar contratos financeiros a mais longo prazo para adquirir capacidade de balanço por um período transitório.
- (53) Os períodos de transição para a Estónia, a Letónia e a Lituânia deverão ser progressivamente eliminados o mais rapidamente possível após a sincronização e ser utilizados para desenvolver instrumentos de mercado adequados que ofereçam reservas de balanço a curto prazo e outros serviços de sistema indispensáveis, e deverão ser limitados ao tempo necessário para esse processo.

<sup>(22)</sup> Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (JO L 312 de 28.11.2017, p. 6).

- (54) Pretende-se que os Estados bálticos sejam sincronizados com a zona síncrona da Europa continental por meio de uma linha de circuito duplo que ligue a Polónia e a Lituânia. Após a sincronização, a capacidade dessa linha terá de ser, em grande parte, reservada para margens de fiabilidade em caso de falha inesperada na rede báltica e de desvios imprevistos daí resultantes. Os operadores de redes de transporte deverão continuar a oferecer a máxima capacidade para o comércio transfronteiriço, cumprindo os limites de segurança operacional e tendo em conta eventuais emergências nas redes polaca e lituana, nomeadamente as que resultem de cortes nas linhas de corrente contínua em alta tensão ou do corte da ligação dos Estados bálticos à zona síncrona da Europa continental. A situação específica dessa interligação deverá ser tida em conta no cálculo da capacidade total e das emergências, nos termos do artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento (UE) 2019/943.
- (55) Os mecanismos de capacidade deverão estar abertos à participação de todos os recursos capazes de assegurar o desempenho técnico exigido, que podem incluir centrais elétricas a gás, desde que cumpram o limite de emissões estabelecido no artigo 22.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943, bem como quaisquer limiares nacionais de emissões ou outros critérios ambientais objetivos que os Estados-Membros possam querer aplicar para acelerar o processo de abandono dos combustíveis fósseis.
- (56) Para contribuir para os objetivos de proteção do ambiente, o artigo 22.º, n.º 4, do Regulamento (UE) 2019/943 estabelece requisitos em matéria de limites de emissões de CO<sub>2</sub> para os mecanismos de capacidade. No entanto, durante o seu processo de transição para um sistema descarbonizado e na sequência da crise energética, os Estados-Membros que apliquem mecanismos de capacidade aprovados antes de 4 de julho de 2019 deverão, a título excecional e como mecanismo de último recurso, poder derrogar este limite de emissões de CO<sub>2</sub> por um período limitado. Uma tal derrogação deverá, contudo, ficar limitada às capacidades de geração existentes cuja produção comercial tenha tido início antes de 4 de julho de 2019, a saber, antes da data de entrada em vigor do Regulamento (UE) 2019/943. O pedido para uma derrogação deverá ser acompanhado de um relatório do Estado-Membro em causa, que avalie o impacto da derrogação nas emissões de gases com efeito de estufa e na transição energética. Tal relatório deverá também conter um plano com marcos para pôr progressivamente termo à participação de capacidades de produção que não cumprem os limites de emissões de CO<sub>2</sub> nos mecanismos de capacidade. Após a concessão de uma derrogação, os Estados-Membros deverão ser autorizados a organizar procedimentos de contratação que ainda assim terão de cumprir todos os requisitos do capítulo IV do Regulamento (UE) 2019/943, com exceção dos relativos aos limites de emissões de CO<sub>2</sub>. As capacidades de produção que não cumprem os limites de emissões de CO<sub>2</sub> não deverão ser adquiridas por um período superior a um ano nem por um período de entrega que exceda a duração da derrogação. O procedimento de contratação adicional aberto à participação de capacidades de produção que não cumprem os limites de emissões de CO<sub>2</sub> deverá ser precedido de um procedimento de contratação destinado a maximizar a participação de capacidades que cumpram os limites de emissões de CO<sub>2</sub>, inclusive deixando os preços das capacidades subir suficientemente para incentivar os investimentos nessas capacidades.
- (57) A Comissão deverá reexaminar o presente regulamento a fim de assegurar a resiliência da configuração do mercado da eletricidade em tempos de crise e a sua capacidade para apoiar os objetivos de descarbonização da União, reforçar ainda mais a integração do mercado e promover os investimentos necessários em infraestruturas, bem como o desenvolvimento de um mercado de CAE. Com base nesse reexame, a Comissão deverá apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório exaustivo, acompanhado, se for caso disso, de uma proposta legislativa. Nesse relatório, a Comissão deverá avaliar, em especial, a eficácia da estrutura e do funcionamento atuais dos mercados da eletricidade a curto prazo, bem como as suas eventuais ineficiências e as possíveis soluções e instrumentos a aplicar em situações de crise ou de emergência, bem como a adequação do regime jurídico e financeiro da União relativo às redes de distribuição. Esse relatório deverá também abranger a capacidade de alcançar os objetivos da União no que respeita às energias renováveis e ao mercado interno da energia, bem como a possibilidade e a viabilidade de criar uma ou várias plataformas de mercado da União para os CAE.
- (58) Na medida em que alguma das medidas previstas no presente regulamento constitua um auxílio estatal, as disposições respeitantes a essa medida não prejudicam a aplicação dos artigos 107.º e 108.º do TFUE. A Comissão é competente para apreciar a compatibilidade dos auxílios estatais com o mercado interno.
- (59) As medidas previstas no presente regulamento não prejudicam a aplicação dos Regulamentos (UE) 2016/1011<sup>(23)</sup> e (UE) n.º 648/2012<sup>(24)</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, nem da Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho<sup>(25)</sup>.

<sup>(23)</sup> Regulamento (UE) 2016/1011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de junho de 2016, relativo aos índices utilizados como índices de referência no quadro de instrumentos e contratos financeiros ou para aferir o desempenho de fundos de investimento e que altera as Diretivas 2008/48/CE e 2014/17/UE e o Regulamento (UE) n.º 596/2014 (JO L 171 de 29.6.2016, p. 1).

<sup>(24)</sup> Regulamento (UE) n.º 648/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de julho de 2012, relativo aos derivados do mercado de balcão, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações (JO L 201 de 27.7.2012, p. 1).

<sup>(25)</sup> Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros e que altera a Diretiva 2002/92/CE e a Diretiva 2011/61/UE (JO L 173 de 12.6.2014, p. 349).

- (60) Por conseguinte, os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 deverão ser alterados em conformidade.
- (61) Atendendo a que o objetivo do presente regulamento, a saber, melhorar a configuração do mercado integrado da eletricidade, em especial para evitar preços de eletricidade indevidamente elevados, não pode ser suficientemente alcançado pelos Estados-Membros, mas pode ser mais bem alcançado ao nível da União, a União pode tomar medidas, em conformidade com o princípio da subsidiariedade consagrado no artigo 5.º do Tratado da União Europeia. Em conformidade com o princípio da proporcionalidade consagrado no mesmo artigo, o presente regulamento não excede o necessário para alcançar esse objetivo,

ADOTARAM O PRESENTE REGULAMENTO:

*Artigo 1.º*

**Alteração do Regulamento (UE) 2019/942**

O Regulamento (UE) 2019/942 é alterado do seguinte modo:

1) O artigo 2.º é alterado do seguinte modo:

a) É inserida a seguinte alínea:

«a-A) Emitir pareceres e recomendações dirigidos à plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão (\*);

---

(\*) Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo (JO L 259 de 27.9.2016, p. 42).»;

b) A alínea d) passa a ter a seguinte redação:

«d) Tomar decisões individuais relativamente à disponibilização de informações, nos termos do artigo 3.º, n.º 2, do artigo 7.º, n.º 2, alínea b), e do artigo 8.º, alínea c); à aprovação de metodologias e de termos e condições, nos termos do artigo 4.º, n.º 4, e do artigo 5.º, n.ºs 2, 3 e 4; à revisão das zonas de oferta, nos termos do artigo 5.º, n.º 7; a questões técnicas, nos termos do artigo 6.º, n.º 1; à arbitragem entre reguladores, nos termos do artigo 6.º, n.º 10; aos centros de coordenação regionais, nos termos do artigo 7.º, n.º 2, alínea a); à aprovação e alteração de metodologias, cálculos e especificações técnicas, nos termos do artigo 9.º, n.º 1; à aprovação e alteração de metodologias, nos termos do artigo 9.º, n.º 3; às decisões de isenção, nos termos do artigo 10.º; às infraestruturas, nos termos do artigo 11.º, alínea d); a questões de integridade e transparência dos mercados grossistas, nos termos do artigo 12.º, e à aprovação e alteração da proposta conjunta da REORT para a Eletricidade e da entidade ORDUE no que diz respeito ao tipo de dados, ao formato e à metodologia relacionada com a análise a disponibilizar a respeito das necessidades de flexibilidade, nos termos do artigo 5.º, n.º 9.»;

2) Ao artigo 3.º, n.º 2, é aditado o seguinte parágrafo:

«O presente número aplica-se também à plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719.»;

3) Ao artigo 4.º, é aditado o seguinte número:

«9. Os n.ºs 6, 7 e 8 do presente artigo também se aplicam à plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719.»;

4) O artigo 5.º é alterado do seguinte modo:

a) Ao n.º 8, é aditado o seguinte parágrafo:

«A ACER acompanha a plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719.»;

b) É aditado o seguinte número:

«9. A ACER aprova e, se necessário, altera a proposta conjunta da REORT para a Eletricidade e da entidade ORDUE no que diz respeito ao tipo de dados, ao formato e à metodologia relacionada com a análise a disponibilizar a respeito das necessidades de flexibilidade nos termos do artigo 19.º-E, n.º 6, do Regulamento (UE) 2019/943.»;

5) No artigo 6.º, o n.º 9 passa a ter a seguinte redação:

«9. A ACER transmite o seu parecer à entidade reguladora em causa e à Comissão, nos termos do artigo 8.º, n.º 1-B, e do artigo 16.º, n.º 3, do Regulamento (UE) 2019/943.»;

6) O artigo 15.º é alterado do seguinte modo:

a) Ao n.º 4, é aditado o seguinte parágrafo:

«A ACER emite um relatório sobre o impacto da utilização de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União durante uma crise depois da avaliação nos termos do artigo 7.º-A, n.º 7, do Regulamento (UE) 2019/943, e um relatório sobre o impacto do desenvolvimento de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União em circunstâncias normais de mercado depois da avaliação nos termos do artigo 7.º-A, n.º 8, do referido regulamento.»;

b) É aditado o seguinte número:

«5. A ACER publica um relatório nos termos do artigo 19.º-E, n.º 7, do Regulamento (UE) 2019/943, no qual analisa os relatórios nacionais sobre as necessidades de flexibilidade estimadas e formula recomendações sobre questões de relevância transfronteiriça respeitantes às constatações da entidade reguladora ou de outra autoridade ou entidade designada por um Estado-Membro.».

#### Artigo 2.º

### Alteração do Regulamento (UE) 2019/943

O Regulamento (UE) 2019/943 é alterado do seguinte modo:

1) O artigo 1.º é alterado do seguinte modo:

a) As alíneas a) e b) passam a ter a seguinte redação:

«a) Estabelecer a base para uma concretização eficiente dos objetivos da União da Energia e do objetivo de atingir a neutralidade climática até 2050, o mais tardar, em especial do quadro em matéria de clima e energia para 2030, permitindo que os sinais de mercado sejam considerados para efeitos de uma maior eficiência, de uma percentagem mais elevada de energia renovável, de segurança do abastecimento, de flexibilidade, de integração do sistema através de múltiplos vetores energéticos, de sustentabilidade, de descarbonização e de inovação;

b) Definir princípios fundamentais para o bom funcionamento de mercados integrados da eletricidade que permitam um acesso não discriminatório ao mercado por parte de todos os fornecedores de recursos e clientes de eletricidade, permitam o desenvolvimento de mercados a prazo de eletricidade que concedam aos comercializadores e aos consumidores a possibilidade de cobrirem riscos de volatilidade futura nos preços da eletricidade ou de se protegerem contra esses riscos, capacitem e protejam os consumidores, garantam a competitividade no mercado global, reforcem a segurança do abastecimento e a flexibilidade através da resposta da procura, do armazenamento de energia e de outras soluções de flexibilidade não fóssil, garantam a eficiência energética, facilitem a agregação da procura e da oferta na distribuição e permitam a integração do mercado e a integração setorial, bem como a remuneração com base no mercado da eletricidade produzida a partir de energia renovável;»;

b) São aditadas as seguintes alíneas:

«e) Apoiar investimentos a longo prazo na produção de energia renovável, na flexibilidade e nas redes, para permitir que os consumidores tornem as suas faturas de energia comportáveis e menos dependentes das flutuações dos preços no mercado de eletricidade a curto prazo, sobretudo dos preços dos combustíveis fósseis a médio e a longo prazo;

f) Estabelecer um regime para a adoção de medidas destinadas a dar resposta a crises de preços da eletricidade.»;

2) O artigo 2.º é alterado do seguinte modo:

a) O ponto 22 passa a ter a seguinte redação:

«22) “Mecanismo de capacidade”, uma medida destinada a assegurar o nível necessário de adequação dos recursos através da remuneração dos recursos com base na sua disponibilidade, excluindo as medidas relativas aos serviços de sistema ou à gestão do congestionamento;»;

b) São aditados os seguintes pontos:

- «72) “Hora de ponta”, hora em que, com base nas previsões dos operadores de redes de transporte e, se aplicável, dos operadores nomeados do mercado da eletricidade, se prevê que o consumo bruto de eletricidade, o consumo bruto de eletricidade produzida a partir de outras fontes que não as fontes renováveis, ou o preço nos mercados grossistas de eletricidade para o dia seguinte seja o mais elevado, tendo em conta as trocas interzonais;
- 73) “Corte de pontas”, a capacidade dos participantes no mercado de reduzirem o consumo de eletricidade da rede nas horas de ponta, a pedido do operador de rede;
- 74) “Produto de corte de pontas”, um produto baseado no mercado através do qual os participantes no mercado podem proporcionar cortes de pontas aos operadores de rede;
- 75) “Plataforma virtual regional”, uma região imaterial que cobre mais do que uma zona de ofertas, e para a qual é fixado um preço de referência com base numa metodologia;
- 76) “Contrato por diferenças bidirecional”, um contrato entre o operador de uma instalação de produção de energia e uma contraparte, geralmente uma entidade pública, que prevê simultaneamente uma proteção da remuneração mínima e um limite da remuneração excessiva;
- 77) “Contrato de aquisição de eletricidade”, ou “CAE”, um contrato nos termos do qual uma pessoa singular ou coletiva aceita comprar eletricidade a um produtor de eletricidade em condições de mercado;
- 78) “Dispositivo de medição específico”, um dispositivo ligado ou incorporado num ativo que presta serviços de flexibilidade ou de resposta da procura no mercado da eletricidade ou a operadores de redes;
- 79) “Flexibilidade”, a capacidade de uma rede de eletricidade para se ajustar à variabilidade dos padrões de produção e de consumo e à disponibilidade da rede nos vários períodos de operação do mercado pertinentes.»;

3) O artigo 7.º é alterado do seguinte modo:

a) O n.º 1 passa a ter a seguinte redação:

«1. Os operadores de redes de transporte e os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem organizar conjuntamente a gestão integrada dos mercados para o dia seguinte e intradiários, nos termos do Regulamento (UE) 2015/1222. Os operadores de redes de transporte e os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem cooperar a nível da União ou, quando for mais adequado, a nível regional, a fim de maximizar a eficiência e a eficácia do comércio de eletricidade para o dia seguinte e intradiário na União. A obrigação de cooperar aplica-se sem prejuízo do direito da concorrência da União. Nas suas funções relacionadas com o comércio de eletricidade, os operadores de redes de transporte e os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem ser objeto de supervisão regulamentar pelas entidades reguladoras, nos termos do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944, e pela ACER, nos termos dos artigos 4.º e 8.º do Regulamento (UE) 2019/942, e devem estar sujeitos às obrigações de transparência e de supervisão eficaz contra a manipulação de mercado estabelecidas nas disposições pertinentes do Regulamento (UE) n.º 1227/2011.»;

b) O n.º 2 é alterado do seguinte modo:

i) a alínea c) passa a ter a seguinte redação:

«c) Maximizar as oportunidades de todos os participantes no mercado atuarem no comércio interzonal e intrazonal de forma não discriminatória e o mais próximo possível do tempo real em todas as zonas de ofertas;

c-A) Ser organizados de modo a assegurar a partilha de liquidez entre todos os operadores nomeados do mercado da eletricidade, a todo o momento, tanto para o comércio interzonal como para o comércio intrazonal. No caso do mercado para o dia seguinte, a partir de uma hora antes da hora de encerramento e até ao último momento em que é permitido o comércio para o dia seguinte, os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem submeter todas as ordens de produtos para o dia seguinte, e de produtos com as mesmas características, ao acoplamento único para o dia seguinte, por um lado, e não podem organizar a negociação de produtos para o dia seguinte, ou de produtos com as mesmas características, fora do acoplamento único para o dia seguinte, por outro. Para o mercado intradiário, a partir da hora de abertura do mercado para o acoplamento único intradiário e até ao último momento em que é permitido o comércio intradiário numa determinada zona de ofertas, os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem submeter todas as ordens de produtos intradiários, e de produtos com as mesmas características, ao acoplamento único intradiário, por um lado, e não podem organizar a negociação de produtos intradiários, ou de produtos com as mesmas características, fora do acoplamento intradiário, por outro. Essas obrigações aplicam-se aos operadores nomeados do mercado da eletricidade, às empresas que, direta ou indiretamente, exercem controlo sobre um operador nomeado do mercado da eletricidade, e às empresas que, direta ou indiretamente, são controladas por um operador nomeado do mercado da eletricidade;»;

ii) a alínea f) passa a ter a seguinte redação:

«f) Ser transparentes e, se for caso disso, fornecer informações discriminadas por unidade de produção, protegendo simultaneamente a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis e garantindo que o comércio decorre de forma anónima;»;

4) São inseridos os seguintes artigos:

«Artigo 7.º-A

### **Produto de corte de pontas**

1. Se for declarada uma crise de preços da eletricidade a nível regional ou da União nos termos do artigo 66.º-A da Diretiva (UE) 2019/944, os Estados-Membros podem solicitar aos operadores das redes que proponham a contratação de produtos de corte de pontas para alcançar uma redução da procura de eletricidade durante as horas de ponta. Tal contratação deve limitar-se à duração fixada na decisão de execução adotada nos termos do artigo 66.º-A, n.º 1, da Diretiva (UE) 2019/944.

2. Se for apresentado um pedido nos termos do n.º 1, os operadores das redes devem, após consulta das partes interessadas, apresentar à entidade reguladora do Estado-Membro em causa, para aprovação, uma proposta que estabeleça o dimensionamento e as condições da contratação e ativação do produto de corte de pontas.

3. A entidade reguladora em causa deve avaliar a proposta de produto de corte de pontas referida no n.º 2 no que diz respeito à obtenção de uma redução da procura de eletricidade e do impacto nos preços grossistas da eletricidade durante as horas de ponta. Essa avaliação deve ter em conta a necessidade de o produto de corte de pontas não distorcer indevidamente o funcionamento dos mercados da eletricidade e não provocar uma reorientação dos serviços de resposta da procura para produtos de corte de pontas. Com base nessa avaliação, a entidade reguladora pode solicitar ao operador da rede que altere a sua proposta.

4. A proposta para um produto de corte de pontas referida no n.º 2 deve satisfazer os seguintes requisitos:

a) O dimensionamento do produto de corte de pontas deve:

i) assentar numa análise da necessidade de um serviço adicional para garantir a segurança do abastecimento sem comprometer a estabilidade da rede, bem como numa análise do seu impacto no mercado e dos seus custos e benefícios esperados,

ii) ter em conta a previsão da procura, a previsão da eletricidade produzida a partir de energia renovável, a previsão de outras fontes de flexibilidade na rede, como o armazenamento de energia, e o impacto nos preços grossistas do despacho evitado, e

iii) estar limitado, a fim de garantir que os custos previstos não excedam os benefícios esperados do produto de corte de pontas;

b) A contratação do produto de corte de pontas deve assentar em critérios objetivos, transparentes, baseados no mercado e não discriminatórios, deve limitar-se à resposta da procura e não pode excluir os ativos participantes do acesso a outros mercados;

c) A contratação do produto de corte de pontas deve ser efetuada através de um procedimento de concurso, que pode ser contínuo, recaindo a seleção sobre o produto que apresenta o custo mais baixo de cumprimento de critérios técnicos e ambientais predefinidos, e deve permitir a participação efetiva dos consumidores, diretamente ou através de agregação;

d) O valor mínimo de licitação não pode ser superior a 100 kW, inclusive através de agregação;

e) O contrato relativo ao produto de corte de pontas não pode ser celebrado mais de uma semana antes da ativação do produto;

f) A ativação do produto de corte de pontas não pode reduzir a capacidade interzonal;

g) A ativação do produto de corte de pontas deve ocorrer antes ou durante o período de operação do mercado para o dia seguinte e pode ser efetuada com base num preço de eletricidade predefinido;

h) A ativação do produto de corte de pontas não pode implicar iniciar a produção a partir de combustíveis fósseis a jusante do ponto de contagem, a fim de evitar aumentar as emissões de gases com efeito de estufa.

5. A redução efetiva do consumo resultante da ativação de um produto de corte de pontas deve ser medida por comparação com uma base de referência que reflita o consumo de eletricidade previsto na ausência de ativação do produto de corte de pontas. Se um operador de rede adquirir um produto de corte de pontas, esse operador deve desenvolver uma metodologia de referência após consulta dos participantes no mercado, deve ter em conta, se for caso disso, os atos de execução adotados nos termos do artigo 59.º, n.º 1, alínea e), e deve apresentar essa metodologia à entidade reguladora em causa, para aprovação.

6. A entidade reguladora em causa deve aprovar a proposta dos operadores de redes que pretendem adquirir um produto de corte de pontas e a metodologia de referência apresentadas nos termos dos n.ºs 2 e 5, ou solicitar aos operadores de redes que alterem a proposta ou a metodologia de referência, se essa proposta ou essa metodologia não cumprirem os requisitos estabelecidos nos n.ºs 2, 4 e 5.

7. No prazo de seis meses após o termo de uma crise de preços da eletricidade a nível regional ou da União a que se refere o n.º 1, a ACER, depois de consultar as partes interessadas, avalia o impacto da utilização de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União. Essa avaliação deve ter em conta a necessidade de os produtos de corte de pontas não distorcerem indevidamente o funcionamento dos mercados da eletricidade e não provocarem uma reorientação dos serviços de resposta da procura para produtos de corte de pontas. A ACER pode emitir recomendações que as entidades reguladoras devem ter em conta na sua avaliação nos termos do n.º 3.

8. Até 30 de junho de 2025, a ACER, após consulta das partes interessadas, avalia o impacto do desenvolvimento de produtos de corte de pontas no mercado da eletricidade da União em circunstâncias normais de mercado. Essa avaliação deve ter em conta a necessidade de os produtos de corte de pontas não distorcerem indevidamente o funcionamento dos mercados da eletricidade e não provocarem uma reorientação dos serviços de resposta da procura para produtos de corte de pontas. Com base nessa avaliação, a Comissão pode apresentar uma proposta legislativa de alteração do presente regulamento a fim de introduzir produtos de corte de pontas fora das situações de crise dos preços da eletricidade a nível regional ou da União.

Artigo 7.º-B

### **Dispositivo de medição específico**

1. Sem prejuízo do artigo 19.º da Diretiva (UE) 2019/944, os operadores de redes de transporte, os operadores de redes de distribuição e os participantes no mercado pertinentes, incluindo os agregadores independentes, podem utilizar, mediante consentimento do cliente final, dados provenientes de dispositivos de medição específicos para fins de observabilidade e de liquidação dos serviços de resposta da procura e serviços de flexibilidade, incluindo instalações de armazenamento de energia.

Para efeitos do presente artigo, a utilização de dados provenientes de dispositivos de medição específicos deve cumprir o disposto nos artigos 23.º e 24.º da Diretiva (UE) 2019/944 e noutras disposições aplicáveis do direito da União, incluindo a legislação em matéria de proteção de dados e privacidade, em particular o Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho (\*). Sempre que tais dados sejam utilizados para fins de investigação, as informações devem ser agregadas e anonimizadas.

2. Se o cliente final não tiver um contador inteligente instalado, ou se o contador inteligente do cliente final não fornecer os dados necessários para prestar resposta da procura ou serviços de flexibilidade, nomeadamente através de um agregador independente, os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição devem aceitar os dados de um dispositivo de medição específico, se disponível, para a liquidação de serviços de resposta da procura e de serviços de flexibilidade, incluindo o armazenamento de energia, e não podem exercer qualquer discriminação contra esse cliente final aquando da contratação de serviços de flexibilidade. Essa obrigação aplica-se sujeita ao cumprimento das regras e dos requisitos estabelecidos pelos Estados-Membros nos termos do n.º 3.

3. Os Estados-Membros devem estabelecer as regras e requisitos aplicáveis aos processos de validação dos dados provenientes de dispositivos de medição específicos, a fim de verificar e assegurar a qualidade e a coerência dos dados relevantes, bem como a interoperabilidade, em conformidade com os artigos 23.º e 24.º da Diretiva (UE) 2019/944 e outras disposições aplicáveis do direito da União.

(\*) Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados e que revoga a Diretiva 95/46/CE (Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados) (JO L 119 de 4.5.2016, p. 1).»;

5) O artigo 8.º é alterado do seguinte modo:

a) O n.º 1 passa a ter a seguinte redação:

«1. Os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem permitir aos participantes no mercado realizar transações de energia o mais próximo possível do tempo real, e pelo menos até à hora de encerramento do mercado intradiário interzonal. A partir de 1 de janeiro de 2026, a hora de encerramento do mercado intradiário interzonal não pode ocorrer mais de 30 minutos antes do tempo real.

1-A. A entidade reguladora em causa pode, a pedido do operador da rede de transporte em questão, conceder uma derrogação do requisito estabelecido no n.º 1 até 1 de janeiro de 2029. O operador da rede de transporte deve apresentar o pedido à entidade reguladora em causa. O pedido deve incluir:

a) Uma avaliação de impacto, elaborada tendo em conta os retornos de informação dos operadores nomeados do mercado da eletricidade e dos participantes no mercado pertinentes, que demonstre os impactos negativos de tal medida na segurança do abastecimento da rede de eletricidade nacional, na eficiência em termos de custos, inclusive no que respeita às plataformas de balanço existentes nos termos do Regulamento (UE) 2017/2195, na integração da energia renovável e nas emissões de gases com efeito de estufa; e

b) Um plano de ação destinado a encurtar a hora de encerramento do mercado intradiário interzonal para 30 minutos antes do tempo real até 1 de janeiro de 2029.

1-B. A entidade reguladora pode, a pedido do operador da rede de transporte em causa, conceder uma nova derrogação do requisito previsto no n.º 1 por um período de até dois anos e meio a contar do termo do prazo referido no n.º 1-A. O operador da rede de transporte em causa deve apresentar o pedido à entidade reguladora em causa, à REORT para a Eletricidade e à ACER até 30 de junho de 2028. O pedido deve incluir:

a) Uma nova avaliação de impacto, elaborada tendo em conta os retornos de informação dos participantes no mercado e dos operadores nomeados do mercado da eletricidade, que justifique a necessidade de uma nova derrogação, com base nos riscos para a segurança do abastecimento da rede de eletricidade nacional, na eficiência em termos de custos, na integração da energia renovável, e nas emissões de gases com efeito de estufa; e

b) Um plano de ação revisto destinado a encurtar a hora de encerramento do mercado intradiário interzonal para 30 minutos antes do tempo real até à data para a qual é solicitada uma prorrogação, e o mais tardar até à data solicitada para a derrogação.

A ACER deve emitir um parecer sobre o impacto transfronteiriço da nova derrogação no prazo de seis meses a contar da receção do respetivo pedido. A entidade reguladora em causa deve ter em conta esse parecer antes de decidir sobre o pedido de nova derrogação.

1-C. Até 1 de dezembro de 2027, a Comissão, após consulta dos operadores nomeados do mercado da eletricidade, da REORT para a Eletricidade, da ACER e das partes interessadas pertinentes, deve apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório que avalie o impacto da diminuição da hora de encerramento do mercado interzonal estabelecida nos termos do presente artigo, os seus custos e benefícios, a sua viabilidade e soluções práticas para aproximar ainda mais a hora de encerramento do mercado interzonal do tempo real, a fim de permitir que os participantes no mercado realizem transações de energia o mais próximo possível do tempo real. O relatório aprecia o impacto na segurança da rede de eletricidade e na eficiência em termos de custos, bem como os benefícios em termos de integração da energia renovável e de redução das emissões de gases com efeito de estufa.»;

b) O n.º 3 passa a ter a seguinte redação:

«3. Os operadores nomeados do mercado da eletricidade devem apresentar produtos para negociação nos mercados para o dia seguinte e intradiários em lotes suficientemente pequenos, permitindo a licitação mínima de 100 kW ou menos, de forma a permitir a participação efetiva da resposta da procura, do armazenamento de energia e das energias renováveis de pequena escala, inclusive a participação dos clientes, quer diretamente quer através de agregação.»;

6) O artigo 9.º passa a ter a seguinte redação:

«Artigo 9.º

### **Mercados a prazo**

1. Nos termos do Regulamento (UE) 2016/1719, os operadores de redes de transporte devem emitir direitos de transporte a longo prazo ou adotar medidas equivalentes, a fim de permitir aos participantes no mercado, incluindo os proprietários de instalações de produção de energia que utilizam energia renovável, cobrir os riscos a nível de preços, a menos que uma avaliação dos mercados a prazo realizada pelas entidades reguladoras competentes relativamente às fronteiras das zonas de ofertas demonstre que existem possibilidades de cobertura suficientes nas zonas de ofertas em questão.

2. Os direitos de transporte a longo prazo devem ser atribuídos de forma regular, transparente, baseada no mercado e não discriminatória, através de uma plataforma única de atribuição. A frequência da atribuição e os prazos de vencimento da capacidade interzonal a longo prazo devem contribuir para o funcionamento eficiente dos mercados a prazo da União.

3. A configuração dos mercados a prazo da União deve incluir os instrumentos necessários para melhorar a capacidade dos participantes no mercado para cobrirem os riscos a nível de preços no mercado interno da eletricidade.

4. Até 17 de janeiro de 2026, a Comissão, após consulta das partes interessadas pertinentes, deve proceder a uma avaliação do impacto de eventuais medidas para alcançar o objetivo referido no n.º 3. Essa avaliação de impacto deve abranger, nomeadamente, o seguinte:

- a) Eventuais alterações da frequência da atribuição de direitos de transporte a longo prazo;
- b) Eventuais alterações dos prazos de vencimento dos direitos de transporte a longo prazo, em especial prazos de vencimento prorrogados até pelo menos três anos;
- c) Eventuais alterações à natureza dos direitos de transporte a longo prazo;
- d) Formas de reforçar o mercado secundário; e
- e) Eventual introdução de plataformas virtuais regionais para os mercados a prazo.

5. No que diz respeito às plataformas virtuais regionais para os mercados a prazo, a avaliação de impacto realizada nos termos do n.º 4 deve abranger o seguinte:

- a) O âmbito geográfico adequado das plataformas virtuais regionais, incluindo as zonas de ofertas que constituiriam essas plataformas, e as situações específicas das zonas de oferta pertencentes a duas ou mais plataformas virtuais, com o objetivo de maximizar a correlação de preços entre os preços de referência e os preços das zonas de ofertas que constituem as plataformas virtuais regionais;
- b) O nível de interconectividade da eletricidade dos Estados-Membros, em especial dos Estados-Membros abaixo das metas de interligações de eletricidade fixadas para 2020 e 2030 estabelecidas no artigo 4.º, alínea d), ponto 1, do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho (\*);
- c) A metodologia de cálculo dos preços de referência para as plataformas virtuais regionais para os mercados a prazo, com o objetivo de maximizar a correlação de preços entre o preço de referência e os preços das zonas de ofertas que constituem cada plataforma virtual regional;
- d) A possibilidade de as zonas de ofertas fazerem parte de mais do que uma plataforma virtual regional;
- e) As formas de maximizar as oportunidades de negociação de produtos de cobertura que referenciem as plataformas virtuais regionais para os mercados a prazo, bem como de direitos de transporte a longo prazo das zonas de ofertas para as plataformas virtuais regionais;
- f) As formas de garantir que a plataforma única de atribuição referida no n.º 2 oferece a atribuição e facilita a negociação de direitos de transporte a longo prazo;
- g) As implicações dos acordos intergovernamentais preexistentes e dos direitos deles decorrentes.

6. Com base no resultado da avaliação do impacto a que se refere o n.º 4 do presente artigo, a Comissão adota, até 17 de julho de 2026, um ato de execução para especificar mais pormenorizadamente as medidas e os instrumentos destinados a alcançar os objetivos referidos no n.º 3 do presente artigo e as características precisas dessas medidas e desses instrumentos. O referido ato de execução é adotado pelo procedimento de exame a que se refere o artigo 67.º, n.º 2.

7. A plataforma única de atribuição criada em conformidade com o Regulamento (UE) 2016/1719 deve atuar como entidade que oferece a atribuição e facilita a negociação de direitos de transporte a longo prazo por conta dos operadores das redes de transporte. Deve assumir uma das formas jurídicas enumeradas no anexo II da Diretiva (UE) 2017/1132 do Parlamento Europeu e do Conselho (\*\*).

8. Se uma entidade reguladora competente considerar que os participantes no mercado não dispõem de oportunidades de cobertura suficientes, pode, após consulta das autoridades competentes designadas nos termos do artigo 67.º da Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho (\*\*\*), caso os mercados a prazo digam respeito a instrumentos financeiros na aceção do artigo 4.º, n.º 1, ponto 15, desta diretiva, exigir que as bolsas de eletricidade ou os operadores de redes de transporte apliquem medidas suplementares, nomeadamente atividades de criação de mercado, para melhorar a liquidez dos mercados a prazo.

9. Sem prejuízo do cumprimento do direito da concorrência da União, e dos Regulamentos (UE) n.º 648/2012 (\*\*\*\*) e (UE) n.º 600/2014 (\*\*\*\*\*) do Parlamento Europeu e do Conselho e da Diretiva 2014/65/UE, os operadores de mercado podem desenvolver produtos de cobertura, incluindo produtos de cobertura a longo prazo, para proporcionar aos participantes no mercado, incluindo os proprietários de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável, possibilidades adequadas de cobertura dos riscos financeiros face às flutuações de preços. Os Estados-Membros não podem exigir que essa atividade de cobertura seja restringida às transações no interior de um Estado-Membro ou de uma zona de ofertas.

(\*) Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática, que altera os Regulamentos (CE) n.º 663/2009 e (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 2009/119/CE e (UE) 2015/652 do Conselho, e revoga o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

(\*\*) Diretiva (UE) 2017/1132 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 14 de junho de 2017, relativa a determinados aspetos do direito das sociedades (JO L 169 de 30.6.2017, p. 46).

(\*\*\*) Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros e que altera a Diretiva 2002/92/CE e a Diretiva 2011/61/UE (JO L 173 de 12.6.2014, p. 349).

(\*\*\*\*) Regulamento (UE) n.º 648/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de julho de 2012, relativo aos derivados do mercado de balcão, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações (JO L 201 de 27.7.2012, p. 1).

(\*\*\*\*\* ) Regulamento (UE) n.º 600/2014 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativo aos mercados de instrumentos financeiros e que altera o Regulamento (UE) n.º 648/2012 (JO L 173 de 12.6.2014, p. 84).»;

7) O artigo 18.º é alterado do seguinte modo:

a) Os n.º 2 e n.º 3 passam a ter a seguinte redação:

«2. As metodologias tarifárias devem:

a) Refletir os custos fixos dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição e ter em conta as despesas de capital e operacionais, a fim de conceder incentivos adequados aos operadores de redes de transporte e aos operadores de redes de distribuição, quer a curto, quer a longo prazo, incluindo a antecipação de investimentos, com vista a aumentar as eficiências, incluindo a eficiência energética;

b) Promover a integração do mercado, a integração da energia renovável e a segurança do abastecimento;

c) Apoiar a utilização de serviços de flexibilidade e permitir a utilização de ligações flexíveis;

d) Promover investimentos eficientes e atempados, incluindo soluções para otimizar a rede existente;

e) Facilitar o armazenamento de energia, a resposta da procura e as atividades de investigação conexas;

f) Contribuir para a prossecução dos objetivos estabelecidos nos planos nacionais integrados em matéria de energia e clima, reduzir o impacto ambiental e promover a aceitação pública; e

g) Facilitar a inovação no interesse do consumidor em áreas como a digitalização, os serviços de flexibilidade e a interligação, em especial a fim de desenvolver as infraestruturas necessárias para alcançar a meta mínima de interligações elétricas para 2030 estabelecida no artigo 4.º, alínea d), ponto 1, do Regulamento (UE) 2018/1999.

3. Quando adequado, o nível das tarifas aplicadas aos produtores ou aos clientes finais, ou a ambos, deve fornecer sinais de investimento relacionados com a localização a nível da União, tais como incentivos através da estrutura tarifária para reduzir os custos de redespatch e de reforço da rede de eletricidade, e deve ter em conta as perdas e os congestionamentos provocados na rede, bem como os custos de investimento em infraestruturas.»;

b) O n.º 8 passa a ter a seguinte redação:

«8. As metodologias tarifárias de transporte e de distribuição devem proporcionar incentivos aos operadores de redes de transporte e operadores de redes de distribuição com vista à máxima eficiência em termos de custos no exploração e desenvolvimento das suas redes, designadamente através da contratação de serviços. Para o efeito, as entidades reguladoras devem reconhecer como elegíveis os custos relevantes, incluindo os relacionados com a antecipação de investimento, devem incluir esses custos nas tarifas de transporte e de distribuição, e devem, se for caso disso, introduzir metas de desempenho para incentivar os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição a aumentar a eficiência global do sistema nas suas redes, inclusive mediante a eficiência energética, a utilização de serviços de flexibilidade e o desenvolvimento de redes inteligentes e de sistemas de contadores inteligentes.»;

c) O n.º 9 é alterado do seguinte modo:

i) a alínea f) passa a ter a seguinte redação:

«f) Os métodos, a determinar após consulta das partes interessadas pertinentes, para garantir a transparência na definição e estrutura das tarifas, incluindo a antecipação de investimento, que estejam em consonância com os objetivos relevantes da União e nacionais em matéria de energia, e tendo em conta as zonas de aceleração estabelecidas nos termos da Diretiva (UE) 2018/2001;»;

ii) é aditada a seguinte alínea:

«i) Os incentivos ao investimento eficientes nas redes, inclusive em matéria de recursos que proporcionem flexibilidade e de acordos de ligação flexíveis.»;

8) No artigo 19.º, o n.º 2 passa a ter a seguinte redação:

«2. No que respeita às receitas provenientes da atribuição de capacidades interzonais são prioritários os seguintes objetivos:

a) Garantir a efetiva disponibilidade da capacidade atribuída, incluindo o balanço pela firmeza;

b) Manter ou aumentar as capacidades interzonais através da otimização do uso de interligações existentes por meio de medidas corretivas coordenadas, se for caso disso; ou cobrindo os custos resultantes de investimentos na rede relevantes para reduzir o congestionamento das interligações; ou

c) Compensar os operadores de centrais de produção de eletricidade renovável ao largo numa zona de ofertas ao largo diretamente ligados a duas ou mais zonas de ofertas, se o acesso aos mercados interligados tiver sido reduzido de um modo que impeça o operador da central de produção de eletricidade renovável ao largo de exportar a sua capacidade de produção de eletricidade para o mercado e, se for caso disso, resulte numa correspondente redução do preço na zona de ofertas ao largo, em comparação com uma situação sem reduções de capacidade.

A compensação referida na alínea c) do primeiro parágrafo aplica-se quando, nos resultados validados do cálculo da capacidade, um ou mais operadores de redes de transporte não tiverem disponibilizado na interligação a capacidade acordada nos acordos de ligação, ou não tiverem disponibilizado nos elementos críticos da rede a capacidade prevista em conformidade com as regras de cálculo da capacidade previstas no artigo 16.º, n.º 8, ou ambos. Os operadores de redes de transporte responsáveis pela redução do acesso aos mercados interligados são responsáveis pela compensação dos operadores de centrais de produção de eletricidade renovável ao largo. Anualmente, essa compensação não pode exceder o total das receitas provenientes do congestionamento nas interligações entre as zonas de ofertas em causa.»;

9) É inserido o seguinte capítulo:

«Capítulo III-A

## **INCENTIVOS AO INVESTIMENTO ESPECÍFICOS PARA ALCANÇAR OS OBJETIVOS DE DESCARBONIZAÇÃO DA UNIÃO**

Artigo 19.º-A

### **Contratos de aquisição de eletricidade**

1. Sem prejuízo da Diretiva (UE) 2018/2001, os Estados-Membros devem promover o recurso CAE, nomeadamente eliminando os obstáculos injustificados e os procedimentos ou encargos desproporcionados ou discriminatórios, com vista a proporcionarem previsibilidade dos preços e alcançarem os objetivos previstos nos respetivos planos nacionais integrados em matéria de energia e de clima no que diz respeito à dimensão “Descarbonização” referida no artigo 4.º, alínea a), do Regulamento (UE) 2018/1999, inclusive no que diz respeito à energia renovável, preservando, simultaneamente, mercados de eletricidade competitivos e líquidos e o comércio transfronteiriço.
2. Ao proceder ao reexame do presente regulamento em conformidade com o artigo 69.º, n.º 2, a Comissão, após consulta das partes interessadas pertinentes, deve avaliar a possibilidade e a viabilidade de criar uma ou várias plataformas de mercado da União para os CAE, a utilizar a título voluntário, inclusive a interação dessas plataformas potenciais com outras plataformas do mercado da eletricidade já existentes e a congregação da procura de CAE através da agregação.
3. Os Estados-Membros devem assegurar, de forma coordenada, que estão em vigor instrumentos destinados a reduzir os riscos financeiros associados ao incumprimento de pagamento por parte do adquirente no âmbito dos CAE, tais como regimes de garantia a preços de mercado, e que esses instrumentos estão acessíveis aos clientes que enfrentem obstáculos à entrada no mercado dos CAE e que não se encontrem em dificuldades financeiras. Tais instrumentos podem incluir, por exemplo, regimes de garantia a preços de mercado apoiados pelo Estado, garantias privadas ou mecanismos que congreguem a procura de CAE, em conformidade com as disposições aplicáveis do direito da União. Para o efeito, os Estados-Membros devem assegurar uma coordenação adequada, inclusive com os mecanismos pertinentes a nível da União. Os Estados-Membros podem determinar as categorias de clientes que são visadas por esses instrumentos, aplicando critérios não discriminatórios entre as categorias de clientes e dentro de cada uma dessas categorias.
4. Sem prejuízo dos artigos 107.º e 108.º do TFUE, um regime de garantia para os CAE que seja apoiado pelo Estado-Membro deve incluir disposições destinadas a evitar a redução da liquidez nos mercados de eletricidade e não pode apoiar a aquisição de produção a partir de combustíveis fósseis. Os Estados-Membros podem decidir limitar esses regimes de garantia ao apoio exclusivo à aquisição de eletricidade a partir de nova produção de energia renovável, em conformidade com as políticas de descarbonização dos Estados-Membros, inclusive, em especial, nos casos em que o mercado dos CAE de eletricidade renovável, na aceção do artigo 2.º, ponto 17, da Diretiva (UE) 2018/2001, não esteja suficientemente desenvolvido.
5. Os regimes de apoio à eletricidade proveniente de fontes renováveis devem permitir a participação de projetos que reservem parte da eletricidade para venda no âmbito de um CAE de eletricidade renovável ou de outros acordos baseados no mercado, desde que essa participação não afete negativamente a concorrência no mercado, em especial se as duas partes envolvidas nesse CAE forem controladas pela mesma entidade.
6. Na configuração dos regimes de apoio referidos no n.º 5, os Estados-Membros devem procurar utilizar critérios de avaliação para incentivar os proponentes a facilitar o acesso dos clientes que enfrentam obstáculos à entrada no mercado dos CAE, desde que tal não afete negativamente a concorrência no mercado.
7. Os CAE devem especificar a zona de ofertas de entrega e a responsabilidade por assegurar os direitos de transporte interzonal em caso de mudança de zona de ofertas em conformidade com o artigo 14.º.
8. Os CAE devem especificar os termos e as condições em que os clientes e os produtores podem rescindir os CAE, incluindo eventuais comissões de saída e prazos de pré-aviso aplicáveis, em conformidade com o direito da concorrência da União.
9. Ao conceberem medidas que afetem diretamente os CAE, os Estados-Membros devem respeitar eventuais expectativas legítimas e ter em conta os efeitos dessas medidas nos CAE existentes e futuros.
10. Até 31 de janeiro de 2026, e de dois em dois anos após essa data, a Comissão deve avaliar se persistem obstáculos e se existe transparência suficiente nos mercados de CAE. A Comissão pode elaborar orientações específicas sobre a eliminação de obstáculos nos mercados de CAE, incluindo procedimentos ou encargos desproporcionados ou discriminatórios.

*Artigo 19.º-B***Modelos voluntários para os CAE e monitorização dos CAE**

1. A ACER publica uma avaliação anual do mercado dos CAE a nível da União e dos Estados-Membros, no âmbito do relatório anual que publica nos termos do artigo 15.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2019/942.

2. Até 17 de outubro de 2024, a ACER avalia, em estreita coordenação com as instituições e as partes interessadas pertinentes, a necessidade de elaborar e publicar modelos voluntários para os CAE, adaptados às necessidades das diferentes categorias de contrapartes.

Se a avaliação concluir que é necessário elaborar e publicar tais modelos voluntários para os CAE, a ACER, juntamente com os operadores nomeados do mercado da eletricidade, e após consulta das partes interessadas pertinentes, elabora esses modelos, tendo em conta o seguinte:

- a) A utilização desses modelos para contratos é voluntária para as partes contratantes;
- b) Os modelos para contratos devem, nomeadamente:
  - i) oferecer uma variedade de durações de contrato,
  - ii) fornecer diferentes fórmulas de preços,
  - iii) ter em conta o perfil de carga do adquirente e o perfil de produção do produtor.

*Artigo 19.º-C***Medidas a nível da União para contribuir para o cumprimento da quota adicional de energia de fontes renováveis**

A Comissão deve avaliar se a tomada de medidas a nível da União, em complemento das medidas nacionais, pode contribuir para a concretização do esforço coletivo dos Estados-Membros no sentido de alcançar uma quota adicional de 2,5 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União em 2030, nos termos da Diretiva (UE) 2018/2001. A Comissão deve analisar a possibilidade de utilizar o mecanismo de financiamento da energia renovável da União estabelecido nos termos do artigo 33.º do Regulamento (UE) 2018/1999 para organizar leilões de energia renovável a nível da União, em conformidade com o quadro regulamentar pertinente.

*Artigo 19.º-D***Regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais para investimento**

1. Os regimes de apoio direto ao preço para investimento em novas instalações de produção de energia que produzem eletricidade a partir das fontes enumeradas no n.º 4 devem assumir a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos.

O primeiro parágrafo é aplicável aos contratos abrangidos por regimes de apoio direto ao preço para investimento em novas instalações de produção celebrados em ou a partir de 17 de julho de 2027, ou, no caso de projetos de ativos híbridos ao largo ligados a duas ou mais zonas de ofertas, de 17 de julho de 2029.

A participação dos participantes no mercado nos regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais e de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos é voluntária.

2. Todos os regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais e de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos devem ser concebidos de modo a:

- a) Preservar os incentivos para que a instalação de produção de energia funcione e participe de forma eficiente nos mercados de eletricidade, em especial para refletir as circunstâncias do mercado;
- b) Prevenir qualquer efeito de distorção do regime de apoio nas decisões de funcionamento, despacho e manutenção da instalação de produção de energia ou no comportamento da oferta nos mercados para o dia seguinte, intradiário, de balanço e de serviços de sistema;

- c) Assegurar que o nível da proteção da remuneração mínima e do limite máximo da remuneração em excesso estão alinhados com o custo do novo investimento e as receitas de mercado, para garantir a viabilidade económica a longo prazo da instalação de produção de energia, evitando simultaneamente a sobrecompensação;
- d) Evitar distorções indevidas da concorrência e do comércio no mercado interno, em particular determinando os montantes das remunerações através de um procedimento de concurso que seja aberto, claro, transparente e não discriminatório; caso não seja possível realizar um tal procedimento de concurso, os contratos por diferenças bidirecionais ou os mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, e os preços de exercício aplicáveis, devem ser concebidos de modo a garantir que a distribuição das receitas às empresas não cria distorções indevidas da concorrência e do comércio no mercado interno;
- e) Evitar distorções da concorrência e do comércio no mercado interno resultantes da distribuição das receitas às empresas;
- f) Incluir cláusulas de penalização aplicáveis em caso de rescisão unilateral antecipada e indevida do contrato.

3. No âmbito da avaliação, ao abrigo dos artigos 107.º e 108.º do TFUE, dos contratos por diferenças bidirecionais ou dos mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos, a Comissão deve assegurar a conformidade com os princípios de conceção previstos no n.º 2.

4. O n.º 1 é aplicável ao investimento em nova produção de eletricidade a partir das seguintes fontes:

- a) Energia eólica;
- b) Energia solar;
- c) Energia geotérmica;
- d) Energia hidroelétrica sem reservatório;
- e) Energia nuclear.

5. Quaisquer receitas, ou o seu equivalente em valor financeiro, provenientes dos regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais e de mecanismos equivalentes com os mesmos efeitos a que se refere o n.º 1 devem ser distribuídas aos clientes finais.

Não obstante o primeiro parágrafo, as receitas, ou o seu equivalente em valor financeiro, podem também ser utilizadas para financiar os custos dos regimes de apoio direto ao preço ou dos investimentos destinados a reduzir os custos da eletricidade para os clientes finais.

A distribuição das receitas aos clientes finais deve ser concebida de modo a preservar os incentivos à redução do consumo ou à deslocação do consumo para períodos em que os preços da eletricidade são baixos, e por forma a não prejudicar a concorrência entre comercializadores de eletricidade.

6. Nos termos do artigo 4.º, n.º 3, terceiro parágrafo, da Diretiva (UE) 2018/2001, os Estados-Membros podem isentar as instalações de energias renováveis de pequena dimensão e os projetos de demonstração da obrigação prevista no n.º 1 do presente artigo.

Artigo 19.º-E

#### **Avaliação das necessidades de flexibilidade**

1. O mais tardar um ano após a aprovação, pela ACER, da metodologia estabelecida nos termos do n.º 6 e, posteriormente, de dois em dois anos, a entidade reguladora, ou outra autoridade ou entidade designada por um Estado-Membro, deve adotar um relatório sobre as necessidades de flexibilidade estimadas a nível nacional pelo menos para os cinco a dez anos seguintes, atendendo à necessidade de garantir a segurança e a fiabilidade do abastecimento de forma eficaz em termos de custos e de descarbonizar a rede de eletricidade, tendo em conta a integração das fontes de energia renovável variáveis e dos diferentes setores, assim como a natureza interligada do mercado da eletricidade, incluindo as metas de interligação e a disponibilidade potencial da flexibilidade transfronteiriça.

O relatório referido no primeiro parágrafo deve:

- a) Ser coerente com a avaliação europeia da adequação dos recursos e com as avaliações nacionais da adequação dos recursos, realizadas nos termos dos artigos 23.º e 24.º;
- b) Basear-se nos dados e nas análises que os operadores das redes de transporte e os operadores das redes de distribuição de cada Estado-Membro fornecem nos termos do n.º 4, utilizando a metodologia comum nos termos do n.º 4, e, em casos devidamente justificados, dados e análises adicionais.

Se o Estado-Membro tiver designado um operador de redes de transporte, ou outra entidade, para efeitos da adoção do relatório referido no primeiro parágrafo, a entidade reguladora deve aprovar ou alterar o relatório.

2. O relatório referido no n.º 1 deve, no mínimo:

- a) Avaliar os diferentes tipos de necessidades de flexibilidade, pelo menos numa base sazonal, diária e horária, para integrar a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na rede de eletricidade, nomeadamente os diferentes pressupostos no que respeita aos preços do mercado da eletricidade, à produção e à procura;
- b) Ter em conta o potencial de recursos de flexibilidade não fóssil, como a resposta da procura e o armazenamento de energia, incluindo a agregação e a interligação, para satisfazer as necessidades de flexibilidade, tanto a nível do transporte como da distribuição;
- c) Avaliar os obstáculos à flexibilidade no mercado e propor medidas de atenuação e incentivos pertinentes, inclusive a eliminação dos obstáculos regulamentares e possíveis melhorias nos mercados e nos serviços ou produtos de gestão da rede;
- d) Avaliar o contributo da digitalização das redes de transporte e das redes distribuição de eletricidade; e
- e) Ter em conta as fontes de flexibilidade que se prevê estejam disponíveis noutros Estados-Membros.

3. Os operadores das redes de transporte e os operadores das redes de distribuição de cada Estado-Membro devem fornecer à entidade reguladora, ou a outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1, os dados e as análises necessários para a elaboração do relatório a que se refere o n.º 1. Em casos devidamente justificados, a entidade reguladora, ou outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1, pode solicitar aos operadores das redes de transporte e aos operadores das redes de distribuição em causa que forneçam dados adicionais para o relatório, para além dos requisitos referidos no n.º 4. Os operadores das redes de transporte de eletricidade ou os operadores das redes de distribuição de eletricidade em causa devem, em conjunto com os operadores de redes de gás natural e os operadores de sistemas de hidrogénio, coordenar a recolha das informações pertinentes, quando necessário para efeitos do presente artigo.

4. A REORT para a Eletricidade e a entidade ORDUE devem coordenar o trabalho dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição no que diz respeito aos dados e às análises a fornecer em conformidade com o n.º 3. Devem, nomeadamente:

- a) Definir o tipo e o formato dos dados que os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição devem fornecer às entidades reguladoras ou a outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1;
- b) Desenvolver uma metodologia para a análise, por parte dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição, das necessidades de flexibilidade, tendo em conta, pelo menos:
  - i) todas as fontes de flexibilidade disponíveis de uma forma eficiente em termos de custos nos diferentes períodos de operação, inclusive noutros Estados-Membros,
  - ii) o investimento previsto na interligação e na flexibilidade a nível do transporte e da distribuição, e
  - iii) a necessidade de descarbonizar a rede de eletricidade a fim de cumprir as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima, na aceção do artigo 2.º, ponto 11, do Regulamento (UE) 2018/1999, e o objetivo de neutralidade climática da União para 2050 previsto no artigo 2.º do Regulamento (UE) 2021/1119, em conformidade com o Acordo de Paris adotado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (\*).

A metodologia referida na alínea b) do primeiro parágrafo deve conter critérios orientadores sobre a forma de avaliar a capacidade das diferentes fontes de flexibilidade para cobrir as necessidades de flexibilidade.

5. A REORT para a Eletricidade e a entidade ORDUE devem cooperar estreitamente entre si no que diz respeito à coordenação dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição no que se refere ao fornecimento de dados e análises nos termos do n.º 4.

6. Até 17 de abril de 2025, a REORT para a Eletricidade e a entidade ORDUE devem apresentar conjuntamente à ACER uma proposta relativa ao tipo de dados e respetivo formato a apresentar à entidade reguladora, ou a outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1, bem como à metodologia para a análise das necessidades de flexibilidade referida no n.º 4. No prazo de três meses a contar da receção da proposta, a ACER deve aprová-la ou alterá-la. Neste último caso, a ACER deve consultar o Grupo de Coordenação da Eletricidade, a REORT para a Eletricidade e a entidade ORDUE antes de adotar as alterações em causa. A proposta adotada é publicada no sítio web da ACER.

7. A entidade reguladora, ou outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1, deve apresentar à Comissão e à ACER os relatórios a que se refere o n.º 1 e publicá-los. No prazo de 12 meses a contar da receção dos relatórios, a ACER publica um relatório no qual analisa os relatórios recebidos e formula recomendações sobre questões de relevância transfronteiriça respeitantes às constatações da entidade reguladora ou de outra autoridade ou entidade designada nos termos do n.º 1, incluindo recomendações sobre a eliminação dos obstáculos à entrada de recursos de flexibilidade não fóssil.

Entre as questões de relevância transfronteiriça, a ACER deve avaliar:

- a) A forma como melhor integrar a análise das necessidades de flexibilidade referida no n.º 1 do presente artigo com a metodologia para a avaliação europeia da adequação dos recursos em conformidade com o artigo 23.º, e a metodologia do plano decenal de desenvolvimento da rede à escala da União, assegurando a coerência entre estes elementos;
- b) As necessidades de flexibilidade estimadas da rede de eletricidade a nível da União e o seu potencial economicamente disponível previsto para os próximos cinco a dez anos, tendo em conta os relatórios nacionais;
- c) A eventual introdução de novas medidas para explorar o potencial de flexibilidade nos mercados da eletricidade e na exploração da rede.

Os resultados da análise a que se refere o segundo parágrafo, alínea a), podem ser tidos em conta em futuras revisões das metodologias referidas nessa alínea, em conformidade com os atos jurídicos da União pertinentes.

O Conselho Consultivo Científico Europeu sobre as Alterações Climáticas pode, por sua própria iniciativa, dar o seu contributo à ACER sobre a forma de assegurar a conformidade com as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima e com o objetivo de neutralidade climática da União para 2050.

8. A REORT para a Eletricidade deve atualizar o plano de desenvolvimento da rede à escala da União de modo a incluir os resultados dos relatórios nacionais sobre as necessidades de flexibilidade a que se refere o n.º 1. Esses relatórios devem ser tidos em conta pelos operadores das redes de transporte e pelos operadores das redes de distribuição nos seus planos de desenvolvimento da rede.

*Artigo 19.º-F*

#### **Objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil**

O mais tardar seis meses após a apresentação do relatório previsto no artigo 19.º-E, n.º 1, do presente regulamento, cada Estado-Membro deve definir, com base nesse relatório, um objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, incluindo os contributos específicos respetivos, para a concretização desse objetivo, da resposta da procura e do armazenamento de energia. Os Estados-Membros podem alcançar esse objetivo realizando o potencial identificado de flexibilidade não fóssil através da eliminação dos obstáculos ao mercado identificados ou através dos regimes de apoio à flexibilidade não fóssil a que se refere o artigo 19.º-G do presente regulamento. Esse objetivo nacional indicativo, incluindo os contributos específicos respetivos, para a sua concretização, da resposta da procura e do armazenamento de energia, assim como as medidas para o alcançar, deve refletir-se também nos planos nacionais integrados em matéria de energia e de clima dos Estados-Membros no que respeita à dimensão “Mercado interno da energia”, em conformidade com os artigos 3.º, 4.º e 7.º do Regulamento (UE) 2018/1999, e nos relatórios nacionais integrados de progresso em matéria de energia e de clima elaborados em conformidade com o artigo 17.º do mesmo regulamento. Os Estados-Membros podem definir objetivos nacionais indicativos provisórios até à adoção do relatório nos termos do artigo 19.º-E, n.º 1, do presente regulamento.

Na sequência da avaliação efetuada em conformidade com o artigo 9.º do Regulamento (UE) 2018/1999, a Comissão, após ter recebido o objetivo indicativo nacional definido e comunicado pelos Estados-Membros nos termos do n.º 1 do presente artigo, deve apresentar ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório de avaliação dos relatórios nacionais.

Com base nas conclusões do relatório elaborado com base nas primeiras informações comunicadas pelos Estados-Membros, a Comissão pode elaborar uma estratégia da União em matéria de flexibilidade, que dê especial destaque à resposta da procura e ao armazenamento de energia, a fim de facilitar a sua implantação, que seja coerente com as metas da União para 2030 em matéria de energia e de clima e o objetivo de neutralidade climática para 2050. Essa estratégia da União em matéria de flexibilidade pode ser acompanhada, se for caso disso, de uma proposta legislativa.

Artigo 19.º-G

### **Regimes de apoio à flexibilidade não fóssil**

1. Se o investimento na flexibilidade não fóssil não for suficiente para atingir o objetivo nacional indicativo ou, quando aplicável, os objetivos nacionais indicativos provisórios definidos nos termos do artigo 19.º-F, os Estados-Membros podem aplicar regimes de apoio à flexibilidade não fóssil que consistam em pagamentos pela capacidade disponível de flexibilidade não fóssil, sem prejuízo dos artigos 12.º e 13.º. Os Estados-Membros que apliquem mecanismos de capacidade devem ponderar proceder às adaptações necessárias na conceção desses mecanismos a fim de promover a participação de soluções de flexibilidade não fóssil, como a resposta da procura e o armazenamento de energia, sem prejuízo da possibilidade de utilizarem os regimes de apoio à flexibilidade não fóssil referidos no presente número.

2. A possibilidade de os Estados-Membros aplicarem as medidas de apoio à flexibilidade não fóssil previstas no n.º 1 do presente artigo não os impede de prosseguirem por outros meios os seus objetivos nacionais indicativos definidos nos termos do artigo 19.º-F.

Artigo 19.º-H

### **Princípios de conceção dos regimes de apoio à flexibilidade não fóssil**

Os regimes de apoio à flexibilidade não fóssil aplicados pelos Estados-Membros em conformidade com o artigo 19.º-G, n.º 1, devem:

- a) Cingir-se ao necessário para alcançar o objetivo nacional indicativo ou, quando aplicável, o objetivo nacional indicativo provisório, definido nos termos do artigo 19.º-F de uma forma eficaz em termos de custos;
- b) Limitar-se a novos investimentos em recursos de flexibilidade não fóssil, como a resposta da procura e o armazenamento de energia;
- c) Procurar ter em consideração critérios relativos à localização a fim de assegurar que o investimento em novas capacidades seja realizado nos melhores locais;
- d) Assegurar que não implicam iniciar a produção a partir de combustíveis fósseis a jusante do ponto de contagem;
- e) Selecionar os fornecedores de capacidade através de um processo aberto, transparente, concorrencial, voluntário, não discriminatório e eficaz em termos de custos;
- f) Prevenir distorções indevidas do bom funcionamento dos mercados de eletricidade, nomeadamente preservando os incentivos à eficiência operacional e os sinais de preço, bem como a exposição à variação de preços e ao risco de mercado;
- g) Proporcionar incentivos à integração nos mercados da eletricidade, de uma forma baseada no mercado e que responda às necessidades deste, evitando, em simultâneo, distorções desnecessárias dos mercados de eletricidade e tendo em conta os eventuais custos de integração do sistema, bem como os congestionamentos e a estabilidade da rede;
- h) Fixar um nível mínimo de participação nos mercados da eletricidade em termos de energia ativada, que tenha em conta as especificidades técnicas do ativo que proporciona a flexibilidade;
- i) Aplicar sanções adequadas aos fornecedores de capacidade que não respeitem o nível mínimo de participação nos mercados da eletricidade referido na alínea h) ou que não sigam os incentivos à eficiência operacional nem os sinais de preço referidos na alínea f);
- j) Promover a abertura à participação transfronteiriça dos recursos suscetíveis de assegurar o desempenho técnico exigido, sempre que a análise custo-benefício seja positiva.

(\*) JO L 282 de 19.10.2016, p. 4.»

10) O artigo 21.º é alterado do seguinte modo:

a) O n.º 1 passa a ter a seguinte redação:

«1. Os Estados-Membros podem, ao mesmo tempo que aplicam as medidas a que se refere o artigo 20.º, n.º 3, do presente regulamento em conformidade com os artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE, introduzir mecanismos de capacidade.»;

b) É suprimido o n.º 7;

c) O n.º 8 passa a ter a seguinte redação:

«8. Os mecanismos de capacidade devem ser aprovados pela Comissão por um período não superior a 10 anos. O volume das capacidades afetadas deve ser reduzido com base nos planos de execução a que se refere o artigo 20.º, n.º 3. Os Estados-Membros devem continuar a aplicar o plano de execução após a introdução do mecanismo de capacidade.»;

11) No artigo 22.º, n.º 1, é suprimida a alínea a);

12) No artigo 37.º, n.º 1, a alínea a) passa a ter a seguinte redação:

«a) Cálculo coordenado da capacidade em consonância com as metodologias elaboradas de acordo com as orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo estabelecidas pelo Regulamento (UE) 2016/1719, as orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos estabelecidas pelo Regulamento (UE) 2015/1222 e as orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico estabelecidas no Regulamento (UE) 2017/2195.»;

13) No artigo 50.º, é inserido o seguinte número:

«4-A. Os operadores de redes de transporte devem publicar, de forma transparente, com elevada granularidade espacial e no respeito da segurança pública e da confidencialidade dos dados, informações claras sobre a capacidade disponível para novas ligações nas suas áreas de exploração, incluindo a capacidade objeto de um pedido de ligação e a possibilidade de ligação flexível em zonas congestionadas. A publicação deve incluir informações sobre os critérios para o cálculo da capacidade disponível para novas ligações. Os operadores de redes de transporte devem proceder à atualização dessas informações de forma periódica, pelo menos todos os meses.

Os operadores de redes de transporte devem transmitir aos utilizadores da rede, de forma clara e transparente, informações sobre o estado e a tramitação dos seus pedidos de ligação, incluindo, se for caso disso, informações relativas aos acordos de ligação flexíveis. Devem facultar essas informações no prazo de três meses a contar da apresentação do pedido. Sempre que a ligação solicitada não seja nem concedida nem definitivamente rejeitada, os operadores de redes de transporte devem proceder à atualização dessas informações de forma periódica e, no mínimo, trimestralmente.»;

14) Ao artigo 57.º, é aditado o seguinte número:

«3. Os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem cooperar entre si na publicação, de forma coerente, de informações coerentes sobre a capacidade disponível para novas ligações nas respetivas áreas de exploração, de modo a informar com nível de granularidade suficiente os promotores de novos projetos no domínio da energia e outros potenciais utilizadores das redes.»;

15) O artigo 59.º é alterado do seguinte modo:

a) No n.º 1, a alínea b) passa a ter a seguinte redação:

«b) Regras de atribuição de capacidade e de gestão de congestionamentos, nos termos dos artigos 7.º a 10.º, 13.º a 17.º, 19.º e 35.º a 37.º do presente regulamento e do artigo 6.º da Diretiva (UE) 2019/944, inclusive no que respeita aos processos e metodologias de cálculo da capacidade para o dia seguinte, intradiária e a prazo, aos modelos de rede, à configuração da zona de ofertas, ao redespacho e às trocas compensatórias, aos algoritmos de negociação, ao acoplamento único para o dia seguinte e ao acoplamento único intradiário, às diferentes opções de governação, à firmeza da capacidade interzonal atribuída, à distribuição das receitas associadas ao congestionamento, aos detalhes e às características específicas dos instrumentos a que se refere o artigo 9.º, n.º 3, do presente regulamento, por referência aos elementos especificados nos n.ºs 4 e 5 do mesmo artigo, à atribuição e facilitação da negociação de direitos financeiros de transporte a longo prazo pela plataforma única de atribuição, bem como à frequência, aos prazos de vencimento e à natureza específica desses direitos de transporte a longo prazo, à cobertura de riscos de transporte interzonal, aos procedimentos de nomeação e à recuperação dos custos da atribuição de capacidade e da gestão de congestionamentos, e ainda à metodologia para compensar os operadores de centrais de produção de eletricidade renovável ao largo pelas reduções de capacidade;»;

b) No n.º 2, a alínea a) passa a ter a seguinte redação:

«a) Regras de ligação à rede, incluindo regras sobre a ligação das instalações de consumo ligadas à rede de transporte e das instalações de distribuição e redes de distribuição ligadas à rede de transporte, regras sobre a ligação das unidades de consumo utilizadas para efeitos de resposta da procura, requisitos aplicáveis à ligação dos produtores e outros utilizadores da rede à rede, requisitos aplicáveis à ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão, requisitos para módulos de parque gerador ligados em corrente contínua e para estações remotas de rede de conversão de corrente contínua em alta tensão, e procedimentos de comunicação operacional para a ligação à rede;»;

16) No artigo 64.º, são inseridos os seguintes números:

«2-A. Em derrogação do artigo 6.º, n.ºs 9, 10 e 11, a Estónia, a Letónia e a Lituânia podem celebrar contratos financeiros relativos à capacidade de balanço até cinco anos antes do início da prestação da capacidade de balanço. A duração desses contratos não pode ir além da data em que tiverem decorrido oito anos após a adesão da Estónia, da Letónia e da Lituânia à zona síncrona da Europa continental.

As entidades reguladoras da Estónia, da Letónia e da Lituânia podem autorizar os seus operadores de redes de transporte a atribuir capacidade interzonal através de um processo baseado no mercado, conforme estabelecido no artigo 41.º do Regulamento (UE) 2017/2195, sem limitações de volume, por um período que termine, no máximo, seis meses após o dia em que o processo de atribuição cootimizado estiver totalmente implementado e operacional nos termos do artigo 38.º, n.º 3, desse regulamento.

2-B. Em derrogação do artigo 22.º, n.º 4, alínea b), os Estados-Membros podem solicitar que, a título excecional e sob reserva do cumprimento dos artigos 107.º e 108.º do TFUE, 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<sub>2</sub> provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade, e mais de 350 kg de CO<sub>2</sub> provenientes de combustíveis fósseis, em média, por ano e por kW instalado, sejam integradas ou recebam pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos após 1 de julho de 2025, no âmbito de um mecanismo de capacidade aprovado pela Comissão antes de 4 de julho de 2019.

2-C. A Comissão deve avaliar o impacto do pedido referido no n.º 2-B em termos de emissões de gases com efeito de estufa. A Comissão pode conceder a derrogação após analisar o relatório a que se refere o n.º 2-D, desde que estejam preenchidas as seguintes condições:

- a) O Estado-Membro realizou, em ou a partir de 4 de julho de 2019, um procedimento de concurso, nos termos do artigo 22.º e com um período de entrega que termina após 1 de julho de 2025, que visa maximizar a participação dos fornecedores de capacidades que cumpram os requisitos do artigo 22.º, n.º 4;
- b) O volume de capacidade oferecido no âmbito do procedimento de concurso a que se refere a alínea a) do presente número não é suficiente para resolver o problema de adequação identificado nos termos do artigo 20.º, n.º 1, no período de entrega abrangido por esse procedimento de concurso;
- c) As capacidades de geração que emitam mais de 550 g de CO<sub>2</sub> provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade estão integradas ou receberam pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos por um período não superior a um ano, e por um período de entrega que não excede a duração da derrogação, e foram adquiridas através de um procedimento de contratação adicional que cumpre todos os requisitos previstos no artigo 22.º, com exceção dos definidos no n.º 4, alínea b), desse artigo, e apenas para o volume de capacidade necessário para resolver o problema de adequação a que se refere a alínea b) do presente número.

A derrogação prevista no presente número pode ser aplicada até 31 de dezembro de 2028, desde que as condições nele estabelecidas sejam cumpridas durante todo o período de vigência da derrogação.

2-D. O pedido de derrogação a que se refere o n.º 2-B deve ser acompanhado de um relatório do Estado-Membro que inclua:

- a) Uma avaliação do impacto da derrogação em termos de emissões de gases com efeito de estufa, bem como na transição para a energia renovável, o aumento da flexibilidade, o armazenamento de energia, a mobilidade elétrica e a resposta da procura;
- b) Um plano com marcos para pôr progressivamente termo, até à data de expiração da derrogação, à participação das capacidades de produção a que se refere o n.º 2-B nos mecanismos de capacidade, incluindo um plano para a aquisição das capacidades de substituição necessárias em consonância com a trajetória indicativa nacional para a quota geral de energia renovável e uma avaliação dos obstáculos ao investimento responsáveis pela falta de propostas suficientes no procedimento de concurso a que se refere o n.º 2-C, alínea a).»;

17) O artigo 69.º é alterado do seguinte modo:

a) O n.º 2 passa a ter a seguinte redação:

«2. Até 30 de junho de 2026, a Comissão reexamina o presente regulamento e apresenta ao Parlamento Europeu e ao Conselho, com base nesse reexame, um relatório exaustivo, se for caso disso acompanhado de uma proposta legislativa.

O relatório da Comissão deve avaliar, nomeadamente:

a) A eficácia da estrutura e do funcionamento atuais dos mercados da eletricidade a curto prazo, inclusive em situações de crise ou de emergência, e, de um modo mais geral, as eventuais ineficiências do mercado interno da eletricidade e as diferentes opções para a introdução de possíveis soluções e instrumentos a aplicar em situações de crise ou de emergência, tendo em conta a experiência adquirida a nível internacional e a evolução e os novos desenvolvimentos no mercado interno da eletricidade;

b) A adequação do atual regime jurídico e financeiro da União relativo às redes de distribuição para alcançar os objetivos da União no que respeita às energias renováveis e ao mercado interno;

c) Nos termos do artigo 19.º-A, a possibilidade e a viabilidade de criar uma ou várias plataformas de mercado da União para os CAE, a utilizar a título voluntário, inclusive a interação dessas plataformas potenciais com outras plataformas do mercado da eletricidade existentes e a congregação da procura de CAE através da agregação.»;

b) É aditado o seguinte número:

«3. Até 17 de janeiro de 2025, a Comissão apresenta ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório que avalie pormenorizadamente as possibilidades de racionalização e simplificação do processo de aplicação dos mecanismos de capacidade ao abrigo do capítulo IV, de modo a assegurar que os Estados-Membros possam resolver atempadamente os problemas de adequação. Nesse contexto, a Comissão solicita à ACER que altere a metodologia para a avaliação europeia da adequação dos recursos a que se refere o artigo 23.º, em conformidade com os artigos 23.º e 27.º, conforme adequado.

Até 17 de abril de 2025, a Comissão, após consulta dos Estados-Membros, apresenta propostas com vista a simplificar o processo de avaliação dos mecanismos de capacidade, conforme adequado.»;

18) É inserido o seguinte artigo:

«Artigo 69.º-A

#### **Interação com os atos jurídicos financeiros da União**

O presente regulamento não prejudica a aplicação dos Regulamentos (UE) n.º 648/2012, e (UE) n.º 600/2014 e da Diretiva 2014/65/UE no que diz respeito às atividades dos participantes no mercado ou dos operadores de mercado que envolvam instrumentos financeiros na aceção do artigo 4.º, n.º 1, ponto 15, da Diretiva 2014/65/UE.»;

19) No anexo I, o ponto 1.2 passa a ter a seguinte redação:

«1.2. O cálculo coordenado da capacidade deve ser efetuado para todos os períodos de operação objeto de atribuição de capacidade.».

Artigo 3.º

#### **Entrada em vigor**

O presente regulamento entra em vigor no vigésimo dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia*.

O presente regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros.

Feito em Bruxelas, em 13 de junho de 2024.

*Pelo Parlamento Europeu*

*A Presidente*

R. METSOLA

*Pelo Conselho*

*A Presidente*

H. LAHBIB