DECISÃO (UE) 2022/639 DA COMISSÃO

de 27 de agosto de 2021

relativa ao regime de auxílio SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) — Bélgica — Mecanismo de remuneração da capacidade

[notificada com o número C(2021) 6431]

(Apenas faz fé o texto em língua inglesa)

(Texto relevante para efeitos do EEE)

A COMISSÃO EUROPEIA,

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

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

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

Considerando o seguinte:

1. PROCEDIMENTO

(1) No seguimento de um procedimento de notificação prévia, por carta de 19 de dezembro de 2019, o Reino da Bélgica notificou a Comissão, em conformidade com o artigo 108.º, n.º 3, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), de um mecanismo de remuneração da capacidade à escala do mercado (a seguir, «medida» ou «MRC»).

(2) Por carta de 21 de setembro de 2020, a Comissão informou a Bélgica da sua decisão de dar início ao procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do TFUE relativamente à medida em questão.

(3) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento (a seguir, «decisão de início do procedimento») foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* ([2]). A Comissão convidou as partes interessadas a apresentar observações.

(4) Por carta de 22 de outubro de 2020, a Bélgica apresentou as suas observações sobre a decisão de início do procedimento. A Comissão recebeu observações de 15 partes interessadas. Transmitiu-as à Bélgica, dando-lhe a oportunidade de se pronunciar. As observações da Bélgica foram recebidas por carta de 24 de dezembro de 2020.

(5) Em 9 de julho de 2021, a Bélgica concordou, a título excecional, em renunciar aos seus direitos decorrentes do artigo 342.º do TFUE, em conjugação com o artigo 3.º do Regulamento n.º 1/1958 ([3]), e em que a presente decisão fosse adotada e notificada em língua inglesa.

([1]) JO C 346 de 16.10.2020, p. 27.
([2]) Ver nota de rodapé 1.
([3]) Regulamento n.º 1 que estabelece o regime linguístico da Comunidade Económica Europeia (JO 17 de 6.10.1958, p. 385).

2. DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DA MEDIDA

2.1. Descrição da medida

(6) A Bélgica estima que será confrontada com um problema de adequação da produção de eletricidade a partir de 2025, em resultado sobretudo da sua decisão de eliminar progressivamente toda a capacidade nuclear ao longo do período de 2022-2025 e da desativação de capacidades de geração térmica na Bélgica e nos seus países vizinhos.

(7) Por conseguinte, o objetivo da medida é assegurar uma capacidade suficiente para produzir eletricidade e que essa produção satisfaça a procura prevista de eletricidade.

(8) Ao abrigo do MRC, os beneficiários seriam selecionados através de um procedimento de concurso e seriam remunerados pela sua disponibilidade. O apoio seria prestado mediante um pagamento de capacidade durante o período de vigência do acordo de capacidade. Como contrapartida, os proponentes selecionados cederiam a sua disponibilidade para satisfazer as necessidades do operador da rede de transporte (ORT) durante eventuais episódios de pressão.

(9) A Bélgica estabeleceu os seus objetivos nacionais de descarbonização no respetivo plano nacional em matéria de energia e clima (PNEC) ([4]). Com base neste PNEC, prevê-se que a quota-parte de fontes de energia renováveis no consumo de eletricidade na Bélgica venha a aumentar de 17 % em 2017 para pelo menos 40,4 % em 2030. Para cumprir estes objetivos, será necessário integrar fontes de energia renováveis (FER) significativas, como a energia eólica e solar, cuja intermitência típica poderá representar um desafio para a adequação e segurança do aprovisionamento.

(10) Ainda que o desenvolvimento de FER não seja o seu objetivo principal, a conceção do MRC abraça as metas ambiciosas relativas à introdução de mais FER no cabaz energético belga e serve de complemento ao desenvolvimento adicional de novas FER intermitentes.

2.2. Base jurídica e disposições governamentais

(11) A base jurídica da medida é a Lei da eletricidade, de 29 de abril de 1999, relativa à organização do mercado belga da eletricidade (a seguir, «Lei da Eletricidade»), a qual foi alterada por leis ([5]) publicadas em 16 de maio de 2019 e 19 de março de 2021 no Jornal Oficial da Bélgica.

(12) Adicionalmente, foram elaborados decretos reais ([6]) e as Regras de Funcionamento do MRC belga ([7]), a fim de circunstanciar as modalidades do MRC:

(1) Decreto Real de 28 de abril de 2021, que determina a metodologia de cálculo da capacidade e os parâmetros relativos aos leilões no contexto do mecanismo de remuneração da capacidade ([8]);

([4]) https://ec.europa.eu/energy/en/content/national-energy-and-climate-plans-necps-belgium.

([5]) Lei de 22 de abril de 2019 que estabelece um mecanismo de remuneração da capacidade (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) (a seguir, «Lei do MRC») e Lei de 15 de março de 2021 que altera a Lei de 22 de abril de 2019 (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) (a seguir, «Lei do MRC alterada»).

([6]) Estes textos estão disponíveis no sítio *Web* do Ministério da Energia, ver: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([7]) A primeira proposta foi subsequentemente apresentada à entidade reguladora nacional em 13 de novembro de 2020. No seguimento de conversações entre o ORT e a entidade reguladora, o ORT apresentou a esta última uma nova proposta em 30 de abril de 2021. A entidade reguladora organizou uma consulta pública suplementar entre 30 de abril e 7 de maio de 2021, sobre as modificações que considerava necessárias à proposta do ORT. Seguidamente, a entidade reguladora estipulou, por decisão de 14 de maio de 2021, as Regras de Funcionamento do MRC belga, as quais foram aprovadas pelo Decreto Real de 30 de maio de 2021.

([8]) *Arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.*

(2) Decreto Real de 21 de maio de 2021, sobre os critérios de elegibilidade relativos ao apoio cumulativo e ao limite mínimo de participação ([9]);

(3) Decreto Real de 4 de junho de 2021, relativo aos limiares de investimento e aos custos elegíveis ([10]);

(4) Projeto de decreto real relativo ao estabelecimento das condições aplicáveis à participação de detentores de capacidades estrangeiras no MRC ([11]); e

(5) Decreto Real de 30 de maio de 2021, relativo às modalidades de controlo ([12]).

(13) Em agosto de 2020, a Elia (o ORT belga) realizou uma consulta pública sobre as Regras de Funcionamento do MRC belga ([13]).

2.3. **Adequação da produção na Bélgica**

2.3.1. *Norma de fiabilidade*

(14) O objetivo principal do MRC proposto é garantir a segurança do aprovisionamento, tal como definido numa norma de fiabilidade.

(15) Tal como notificado em 2019, os critérios de fiabilidade na Bélgica foram estabelecidos por meio de um critério de valor esperado de perda de carga («Loss of Load Expectation» – LOLE) com duas componentes: o número previsto de horas durante as quais os recursos de geração disponíveis na rede elétrica belga não conseguirão, no seu conjunto, cobrir a carga e as necessidades das reservas operacionais, tendo igualmente em conta a resposta da procura, o armazenamento e os interconectores, não pode exceder três horas num ano estatisticamente normal. Como segundo critério, o LOLE deve manter-se inferior a 20 horas num ano estatisticamente anormal (LOLE95) ([14]). Estes valores estão igualmente prescritos na Lei da Eletricidade.

(16) A norma de fiabilidade exprime a estimativa do valor que os consumidores atribuem à prevenção de cortes no seu aprovisionamento de eletricidade (valor da energia não distribuída – VEND), bem como o custo esperado de novas capacidades na Bélgica (CONE).

(17) O artigo 23.º, n.º 6, do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade ([15]) (a seguir, «Regulamento Eletricidade») prevê a criação de uma metodologia da União para o cálculo do VEND, do CONE e da norma de fiabilidade.

(18) Em 2 de outubro de 2020, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) aprovou a metodologia de cálculo do VEND (metodologia VEND), do CONE (metodologia CONE) e da norma de fiabilidade (metodologia NF). As três metodologias são designadas coletivamente por «metodologia VEND/CONE/NF» ([16]).

(19) Em 7 de junho de 2021, a Bélgica apresentou os novos cálculos do VEND, do CONE e da norma de fiabilidade, de acordo com a metodologia VEND/CONE/NF.

([9]) *Arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1er, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW.*

([10]) *Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procedure de classement.*

([11]) *Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.* À data da adoção da presente decisão, o decreto real em apreço ainda não tinha sido adotado.

([12]) *Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz.*

([13]) Ver: https://www.elia.be/en/public-consultation/20200828_public-consultation-crm-functioning-rules.

([14]) O LOLE95 refere-se a uma norma de percentil 95 segundo a qual, em condições severas com 5 % de hipóteses de ocorrer (ou seja, um inverno muito frio que ocorre uma vez a cada 20 anos), o LOLE tem de ser inferior à norma indicada, que corresponde, no caso da Bélgica, a 20 horas.

([15]) JO L 158 de 14.6.2019, p. 54.

([16]) Decisão da ACER, de 2 de outubro de 2020, sobre a metodologia de cálculo do valor da carga não distribuída, do custo de mais entrada e da norma de fiabilidade: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf.

(20) Em 28 de maio de 2021, o regulador belga da energia (CREG) enviou ao ministro da Energia a sua proposta de norma de fiabilidade para a Bélgica. A norma de fiabilidade proposta pela CREG correspondia a 2 horas e 43 minutos.

(21) No seu parecer de 2 de junho de 2021, a Direção-Geral da Energia do Serviço Público Federal Economia (a seguir, «SPF Economia») recomendou o arredondamento da norma de fiabilidade para 3 horas, a fim de assegurar a coerência com estudos prévios sobre a adequação dos recursos nacionais e europeus, de permitir observar a prática de expressão das normas de fiabilidade em horas arredondadas, como acontece nos países vizinhos, e de ter em conta o facto de que o défice não marginal identificado para a Bélgica será colmatado com um cabaz energético, e não com uma única tecnologia de referência.

(22) De acordo com o projeto de decreto real relativo ao estabelecimento da norma de fiabilidade e à aprovação dos valores relativos ao custo do VEND e do CONE, a nova norma de fiabilidade foi estabelecida em três horas.

(23) O projeto de decreto real também aprova a estimativa única do custo do VEND, com base no valor definido pela Direção-Geral da Energia do SPF Economia, juntamente com o Gabinete de Planeamento, e do CONE, com base na tecnologia de gestão da procura ([17]).

(24) O VEND ficará estabelecido em 16 033 EUR/MWh e o CONE em 45 EUR/kW/ano.

(25) O VEND foi calculado através de um método de triangulação que teve em conta a função de produção e um inquérito sobre a disponibilidade para pagar, conduzido pela CREG. Segundo as autoridades belgas, o inquérito realizado pela CREG não era consistente, dado que, entre outros fatores, o cenário único proposto (temperatura inferior a + 5 °C) não era representativo para os cenários de maior escassez. Por conseguinte, a ponderação atribuída aos resultados do inquérito no cálculo estimativo do VEND era limitada.

(26) Nos termos da Lei da Eletricidade, os cálculos relevantes para o MRC serão efetuados com base na norma de fiabilidade em vigor no dia 15 de setembro do ano anterior ao leilão.

(27) Atendendo ao calendário apertado, a Bélgica calculou o volume a adquirir nos leilões A-4 e A-1, agendados para outubro de 2021 e de 2024, respetivamente, com base na antiga norma de fiabilidade, sob reserva de um compromisso de ajustamento dos volumes, se necessário, no caso de a nova norma de fiabilidade e a avaliação da adequação revelarem uma necessidade de capacidade significativamente menor.

(28) A Bélgica comprometeu-se igualmente a atualizar o VEND com base num novo inquérito sobre a disponibilidade para pagar, em consonância com a metodologia CONE/VEND/NF, e, se necessário, a definir uma nova norma de fiabilidade antes de setembro de 2022, com vista a utilizar a nova norma de fiabilidade para determinar o volume a adquirir, o mais tardar, para o leilão de 2023.

2.3.2. *Avaliação da adequação*

(29) De acordo com as autoridades belgas, a Bélgica será confrontada com um problema de adequação a partir de 2025, em resultado sobretudo do abandono progressivo da energia nuclear programado para o período de 2022-2025, reforçado pela desativação das capacidades de geração térmica nos países vizinhos. O problema de adequação foi determinado através de um estudo nacional sobre a adequação dos recursos que pressupunha diversos cenários.

(30) O estudo de adequação nacional relativo ao período de 2020-2030, publicado, em junho de 2019, pela Elia, o operador da rede de transporte belga (a seguir, «Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019») ([18]), identificou a necessidade sistemática de uma nova capacidade de pelo menos 3,9 GW, no cenário de probabilidade reduzida de impacto elevado (UE-PRIE), até ao inverno de 2025-2026. Este cenário toma em consideração a eletricidade importada e pressupõe que várias centrais nucleares francesas poderão não estar disponíveis (a somar à indisponibilidade «normal»). O mesmo cenário foi utilizado no quadro da avaliação do volume de reservas estratégicas ([19]). O cenário de base da UE ([20]) revela um défice de 2,4 GW se se mantiver a capacidade térmica existente no sistema (ver figura 4-18 do Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019).

([17]) O valor anterior do VEND na Bélgica era de 23,3 EUR/kWh e o valor estimado do CONE era de 65 EUR/kW/ano.

([18]) https://www.elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2019/06/20190628_press-release-adequacy-and-flexibility-study-for-belgium-2020-2030

([19]) Ver a decisão em matéria de auxílios estatais C(2018) 589 final, no processo SA.48648 (2017/NN) – Bélgica – Reserva Estratégica.

([20]) O cenário «UE-BASE» tem em conta as mais recentes políticas conhecidas de todos os países europeus modelizados (trajetórias da energia nuclear e do carvão, novas instalações de produção de gás previstas, evolução da resposta da procura e do armazenamento, mecanismos de capacidade, base nos fluxos, regras do pacote Energia Limpa, desenvolvimento esperado da rede, etc.).

(31) Os resultados do Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 mostram que, para o cenário UE-PRIE, sem intervenção, o LOLE ascenderia a 10,5 horas em 2025, o que ultrapassaria significativamente a norma de fiabilidade nacional em termos de segurança do aprovisionamento. O indicador LOLE95 cresceria, inclusive, para 84 horas. O quadro seguinte apresenta os resultados do LOLE, tal como constam do estudo de adequação nacional para o cenário UE-PRIE e o cenário de base da UE:

Quadro 1

Resultados do LOLE para a Bélgica no Estudo de Adequação e Flexibilidade

	2025		**2028**		**2030**	
	UE-BASE	**UE-PRIE**	**UE-BASE**	**UE-PRIE**	**UE-BASE**	**UE-PRIE**
LOLE do restante mercado (horas)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 do restante mercado (horas)	89	84	63	76	43	51

Fonte: Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019

(32) Em 11 de julho de 2019, a CREG publicou uma análise do Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 ([21]), na qual pôs em causa, entre outros aspetos, a utilização do cenário UE-PRIE como cenário principal. De acordo com a CREG, a metodologia de avaliação da rendibilidade das capacidades existentes e novas deve ser melhorada, e todas as reservas de compensação disponíveis na Bélgica e além-fronteiras devem ser tidas em consideração.

(33) Em novembro de 2019, a rede europeia dos operadores de redes de transporte de eletricidade (REORTE) disponibilizou a previsão intercalar da adequação de 2019 («Mid-term Adequacy Forecast» – MAF 2019) ([22]), que indica os seguintes resultados para a Bélgica em 2025:

Quadro 2

Níveis do LOLE para a Bélgica na MAF 2019

	Cenário de base – 2025	**Sensibilidade hipocarbónica** ([23]) **– 2025**
LOLE médio	1,09 horas	1,61 horas
LOLE95	3,15 horas	-

Fonte: previsão intercalar da adequação da REORTE para 2019

(34) Contudo, de acordo com a Bélgica, os resultados do LOLE apresentados pela MAF 2019 da REORTE não são suficientemente precisos relativamente à Bélgica, dado que presumem uma disponibilidade adicional de 2,5 GW ([24]), que não está efetivamente garantida.

(35) No seu relatório final de abril de 2020 ([25]), o Fórum Pentalateral da Energia ([26]) (PLEF) apresentou os seguintes resultados para a Bélgica em 2025:

([21]) https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1957.
([22]) https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/MAF%202019%20Appendix%201%20-%20Detailed%20Results%2C%20Sensitivities%20and%20Input%20Data.pdf.
([23]) É aplicada uma sensibilidade de «abandono progressivo do carvão». No total, foram removidos cerca de 23,6 GW de capacidade de produção do cenário de base para 2025, essencialmente através de reduções nas capacidades de lenhite e de antracite.
([24]) De acordo com a Bélgica, o estudo presumiu uma geração térmica de 2,5 GW, e a escolha da tecnologia foi arbitrária.
([25]) https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf.
([26]) O Fórum Pentalateral da Energia é a instância de cooperação regional na Europa Centro-Ocidental entre Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Luxemburgo, Países Baixos e Suíça.

Quadro 3

Níveis do LOLE para a Bélgica na avaliação geral da adequação de 2020 realizada pelo PLEF

	Cenário de base – 2025 ([27])	**Sensibilidade baixa de gás – 2025** ([28])	**Sensibilidade baixa nuclear / de CLT CH – 2025** ([29])
LOLE médio	3,3 horas	8,1 horas	4,6 horas

Fonte: Fórum Pentalateral da Energia, «Generation Adequacy Assessment – April 2020 – Final report» [relatório final da avaliação da adequação da produção – abril de 2020]

(36) Em novembro de 2020, a REORTE publicou a MAF 2020. Relativamente ao cenário de base para 2025, os resultados da MAF 2020 indicam um LOLE médio de 0,4 horas, o qual preenche, portanto, o critério legal de adequação para a Bélgica, correspondente a um LOLE de três horas.

(37) No entanto, nas observações dos países anexas à MAF 2020, a Bélgica referiu o seguinte: «A MAF 2020 contém uma quantidade significativa de capacidade "instalada nova" presumida, distribuída por um conjunto amplo de países. Importa referir que, de modo geral, não é certo que essas capacidades venham finalmente a materializar-se em 2025, pelo que estes pressupostos e os consequentes resultados, tal como apresentados na MAF 2020, devem ser interpretados com cautela. Além do mais, a Bélgica faz parte, há vários anos, da região onde o acoplamento de mercados baseado nos fluxos já foi implementado. Embora a Elia tenha desenvolvido um modelo de simulação baseado nos fluxos, que aplicou, por exemplo, no seu estudo de 2019 e que foi igualmente utilizado no estudo de avaliação da adequação da produção (AAP) de 2020 do PLEF, essa abordagem ainda não é utilizada no presente estudo da MAF 2020».

(38) Na sua notificação, as autoridades belgas indicavam que a metodologia e os dados estão alinhados a nível europeu e que, como tal, o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 está em linha com a MAF 2019.

(39) Nos termos do artigo 23.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, a REORTE deve desenvolver uma metodologia a ser utilizada para a avaliação europeia da adequação dos recursos (AEAR) e para qualquer avaliação nacional da adequação dos recursos (ANAR) (ver artigo 24.º do Regulamento Eletricidade). Essa metodologia deve ser aprovada pela ACER.

(40) Em 2 de outubro de 2020, a ACER aprovou a metodologia para a avaliação europeia da adequação dos recursos (a seguir, «metodologia AEAR») ([30]).

(41) Em 30 de junho de 2021, a Elia publicou um novo estudo de adequação e flexibilidade relativo ao período de 2022-2032 (a seguir, «Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021»).

(42) Em conformidade com a metodologia AEAR, a Elia integrou os seguintes elementos da metodologia AEAR no quadro do Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021:

a) Anos climáticos: a Elia optou por implementar a primeira opção enunciada na metodologia AEAR, ou seja, ter por base a melhor previsão possível das projeções climáticas futuras;

b) Avaliação da viabilidade económica: a Elia desenvolveu um método para calcular a viabilidade económica dos diferentes ativos na rede de eletricidade, em conformidade com a metodologia AEAR;

([27]) À semelhança da MAF 2019, «para 2025, este estudo pressupõe, portanto, a necessidade de uma nova capacidade de 2,5 GW a fornecer ao abrigo do MRC em 2025, a fim de atingir a adequação para a Bélgica».

([28]) «Relativamente à "sensibilidade baixa de gás" para a Bélgica no PLEF, a nova capacidade pressuposta de 2,5 GW foi removida do "cenário de base" do PLEF». «As capacidades de gás belgas e francesas têm menos 2,5 GW e 2,2 GW, respetivamente, do que no cenário de base. Para a Áustria (menos 1,2 GW de capacidade de gás), os Países Baixos (menos 1,6 GW de capacidade de gás) e o Luxemburgo (menos 0,1 GW de capacidade de gás).»

([29]) «Para a sensibilidade baixa nuclear / de CLT CH, a capacidade nuclear é 1 700 MW mais baixa do que na França e 1 190 MW mais baixa do que na Suíça. Para todos os outros países, a capacidade instalada mantém-se inalterada em relação ao cenário de base. Além disso, são reduzidas as capacidades líquidas de transferência (CLT) entre a Suíça e as zonas vizinhas, a fim de ter em conta os crescentes fluxos não programados através da Suíça, devido à possibilidade de a Suíça não ser incluída no acoplamento de mercados baseado nos fluxos (AMBF) em 2025.»

([30]) Decisão da ACER relativa à metodologia AEAR: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf.

c) Base nos fluxos: o quadro de modelização da Elia integra todas as introduções de conceção do mercado conhecidas e previstas no método de cálculo da capacidade baseada nos fluxos, como a ampliação da região para o núcleo; «acoplamento híbrido avançado»; ou as regras de nível mínimo de margem disponível remanescente (minRAM) introduzidas no Regulamento Eletricidade;

d) Flexibilidade: o estudo inclui, juntamente com o cálculo das necessidades e meios totais de flexibilidade do sistema, uma avaliação do cômputo das reservas de contenção da frequência e das reservas de restabelecimento da frequência para cada ano-alvo, com vista a refletir as necessidades de reservas que compensarão os desvios em conformidade com os requisitos legais modelizados nas simulações de adequação. Além disso, as características de flexibilidade da energia eólica ao largo são aperfeiçoadas, sendo incluídas as tecnologias de conversão de eletricidade em x como novas tecnologias. Por último, é dada especial ênfase ao impacto da integração da segunda vaga de capacidade de geração ao largo e às plataformas de compensação transfronteiras;

e) Integração setorial: no que respeita ao acoplamento de setores, as interfaces entre a rede de eletricidade e os diversos setores, como os setores dos transportes, do aquecimento e do gás, são tidas em conta por meio da inclusão de pressupostos sobre veículos elétricos, bombas de calor e capacidades de geração de unidades de gás térmico, respetivamente. A fim de atender às implicações da utilização de eletricidade para gerar hidrogénio na modelização utilizada no estudo em apreço, foram adicionados eletrolisadores como consumo (flexível) de eletricidade na Bélgica e além-fronteiras. De resto, foi prestada especial atenção à digitalização do consumo adicional de eletricidade resultante dos transportes e do aquecimento;

f) Horizonte de dez anos: o estudo tem por base um horizonte de dez anos (2022-2032). A fim de reduzir a quantidade de simulações e cálculos, não foram simuladas todas as sensibilidades e cenários para todos os anos: alguns anos fundamentais foram analisados mais aprofundadamente. Foi aplicado um grande número de sensibilidades à Bélgica e além-fronteiras, com o intuito de atender e compreender as implicações de determinados pressupostos variáveis. Para fins comparativos, prevê-se que a AEAR 2021 simule apenas os anos de 2025 e 2030;

g) Variantes com e sem mecanismos de capacidade: em conformidade com o Regulamento Eletricidade e com a metodologia AEAR, a Elia incluiu cenários com e sem mecanismos de capacidade à escala do mercado na Europa.

(43) As autoridades belgas afirmaram que os principais requisitos metodológicos estipulados na metodologia AEAR foram aplicados no estudo em apreço.

(44) Nos termos do Regulamento Eletricidade, as ANAR têm de prever os cenários centrais de referência. Estes cenários devem incluir, entre outros elementos, uma avaliação da viabilidade económica dos ativos de produção. Por outro lado, a metodologia AEAR determina que devem ser definidos dois cenários centrais de referência: um com mecanismos de capacidade em toda a Europa e o outro sem esses mecanismos de capacidade.

(45) Consequentemente, no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, foram explorados dois cenários centrais:

a) «UE-BASE»: reflete um cenário que tem em conta mecanismos de capacidade à escala do mercado já aprovados na França, Grã-Bretanha, Polónia, Itália e Irlanda e pressupõe que os mesmos serão estabelecidos até ao final do calendário coberto pelo estudo em apreço;

b) «UE-semMRC»: reflete um cenário que exclui as receitas dos mecanismos de capacidade à escala do mercado, pressupondo, portanto, que não existem mecanismos de capacidade à escala do mercado na Europa.

(46) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 tem em conta o contributo de todos os recursos, incluindo a produção, armazenamento de energia, integração setorial, resposta da procura e possibilidades de importação e exportação atuais e futuras e o seu contributo para o funcionamento flexível da rede.

(47) As autoridades belgas afirmaram que a modelização dos preços máximos de compensação efetuada no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 toma em consideração todas as disposições jurídicas disponíveis, como o limite máximo de preços aplicável, a regra dos 60 % ([31]) prevista no 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 ([32]), e a Decisão n.º 04/2017 da ACER, de 14 de novembro de 2017.

([31]) A Decisão n.º 04/2017 da ACER, de 14 de novembro de 2017, determina que, no caso de o preço de compensação exceder um valor de 60 % do preço máximo harmonizado de compensação relativo ao acoplamento único do mercado para o dia seguinte em pelo menos uma unidade de tempo do mercado num dia numa zona de ofertas individual ou em múltiplas zonas de ofertas, o preço máximo harmonizado de compensação deve ser objeto de um aumento de 1 000 EUR/MWh.

([32]) JO L 197 de 25.7.2015, p. 24.

(48) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 modeliza o aumento automático do preço máximo de compensação a partir de 2025. De acordo com as autoridades belgas, é muito provável que nenhum LOLE seja registado antes de 2025; por conseguinte, não está modelizado qualquer aumento do preço máximo de compensação antes de 2025. No entanto, mesmo que ocorressem aumentos dos limites de preços, de acordo com as autoridades belgas, a modelização demonstra que os resultados da avaliação da viabilidade económica para 2025 permaneceriam inalterados (ver figura 3-72 do Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021). A Bélgica comprometeu-se a assegurar que o novo estudo de adequação, a publicar até junho de 2023, tenha plenamente em conta a metodologia de aumentos de preços dinâmicos a partir do início do período da simulação.

(49) De acordo com o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, a partir de 2025, após a conclusão do abandono progressivo da energia nuclear, a Bélgica enfrentará uma necessidade estrutural de novas capacidades. No cenário «UE-BASE» central, essa necessidade ascende a 2 GW em 2025 e cresce gradualmente até 3,9 GW em 2032. A necessidade acrescida está ligada ao aumento previsto no consumo de eletricidade e à diminuição das importações durante os períodos de escassez na Bélgica.

(50) Segundo o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, em 2025, só uma percentagem muito reduzida da nova capacidade será viável no âmbito do mercado apenas centrado na energia.

(51) Por conseguinte, as autoridades belgas consideram que, na ausência de medidas, se identifica um problema de adequação dos recursos na Bélgica a partir de 2025.

(52) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 representa a melhor e mais recente perspetiva sobre a necessidade do MRC.

2.3.3. *Deficiências do mercado*

(53) A Bélgica identificou um conjunto de deficiências de mercado que obstam a um mercado da eletricidade funcional, seguro, economicamente acessível e sustentável.

(54) A primeira deficiência de mercado resulta de diferentes fatores que impedem sinais de preços eficientes e do facto de os preços da energia estarem impedidos de aumentar para o VEND, bem como de outras imperfeições na conceção do mercado.

(55) A combinação destas deficiências de mercado com a correspondente ação regulamentar poderia causar uma tendência de «atenuação» dos sinais de preços nos mercados da eletricidade, levando a que os preços não crescessem para um nível «eficiente» em períodos de escassez. Daí resulta um défice de receitas crónico para os operadores das centrais e os operadores de gestão da procura, que afeta as suas possibilidades de recuperar os custos fixos e variáveis, um problema geralmente designado por «falta de dinheiro», impedindo as forças de mercado de atingir o nível de adequação exigido.

(56) Teoricamente, num mercado apenas centrado na energia, a questão de os consumidores não poderem escolher o nível de fiabilidade que desejam poderia ser resolvida permitindo que os preços aumentassem para um nível regulamentar que refletisse o preço que os consumidores já não estariam dispostos a pagar pela energia e permitindo que os produtores de eletricidade recebessem rendas de escassez. No entanto, como consequência de uma baixa resposta da procura, é difícil apurar o VEND efetivo e os picos de preços enfrentam problemas de aceitabilidade política.

(57) De acordo com as autoridades belgas, uma segunda deficiência de mercado resulta da aversão ao risco dos investidores no contexto de um aumento da volatilidade e de grande incerteza regulamentar. A crescente penetração de fontes de energia renováveis intermitentes torna os preços mais voláteis e aumenta a incerteza quanto à possibilidade de as tecnologias convencionais recuperarem os seus custos fixos no mercado da eletricidade. De acordo com a Bélgica, ligeiras variações das condições relacionadas com o nível de introdução das FER, como, por exemplo, metas relativas à energia solar e à energia eólica terrestre e marítima, poderiam ter um impacto significativo nas receitas das tecnologias de geração convencionais. O problema da «falta de dinheiro» agrava-se à medida que a capacidade intermitente aumenta. Consequentemente, segundo as autoridades belgas, tal aumenta o risco económico inerente aos investimentos em tecnologias de geração convencionais flexíveis. Além disso, de acordo com a Bélgica, os preços da energia não permitem, regra geral, um horizonte de cobertura a prazo superior a três anos, o que é curto para criar um cenário de investimento que convença os investidores. Além do mais, segundo as autoridades belgas, mesmo que os mercados a prazo conseguissem suportar mudanças graduais na oferta e na procura, não seriam capazes de fornecer uma cobertura em caso de choque estrutural significativo, como o abandono progressivo da energia nuclear previsto na Bélgica.

(58) Em terceiro lugar, a fiabilidade das redes elétricas comporta algumas características de bem público. Concretamente, os investimentos num maior nível de segurança do aprovisionamento são benéficos para todos, ao passo que, tal como explicado anteriormente, não é possível para a maioria dos diferentes consumidores finais ser desligado seletivamente pelo operador da rede em função da sua disponibilidade para pagar. Assim, os produtores de eletricidade terão, provavelmente, incentivos inadequados para investir em capacidade de geração, o que, em última instância, produziria, portanto, níveis subotimizados de fiabilidade das redes.

(59) De acordo com as autoridades belgas, estes problemas assumem uma forma especial na Bélgica, na medida em que se trata de um mercado relativamente pequeno e altamente interligado, sendo, por isso, igualmente afetado por riscos de aprovisionamento semelhantes nos mercados da eletricidade vizinhos. Por conseguinte, segundo as autoridades belgas, a adequação na Bélgica é fortemente influenciada pela situação nos mercados da eletricidade vizinhos.

(60) Em 2018, a Comissão aprovou uma reserva estratégica para a Bélgica até 31 de março de 2022 ([33]). O objetivo da reserva estratégica é satisfazer o pico da procura durante os períodos de inverno quando o mercado não consegue fazê-lo, mantendo fora do mercado alguma da capacidade existente de produção e de resposta da procura, como sistema de retaguarda a ser ativado unicamente quando se esgotarem os recursos de compensação.

2.3.4. *Reformas do mercado*

(61) Em 25 de novembro de 2019, a Comissão recebeu um plano de execução ([34]) do Ministério belga da Energia, em conformidade com o artigo 20.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, ao abrigo do qual os Estados-Membros com problemas de adequação devem estabelecer, num plano de execução, medidas destinadas a eliminar as distorções regulamentares ou falhas nos respetivos mercados. Na sequência de uma consulta pública, em 30 de abril de 2020, a Comissão adotou um parecer relativo ao plano de execução da Bélgica, nos termos do artigo 20.º, n.º 5, do Regulamento Eletricidade ([35]). A Bélgica adotou e apresentou à Comissão uma versão final do seu plano de execução ([36]).

(62) Relativamente aos mercados de compensação, a Bélgica introduziu uma denominada «componente alfa» no seu mecanismo de fixação dos preços de desvio. Trata-se de uma componente de preços de desvio suplementares, aplicada aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios para aumentar o sinal de preço em tempo real sempre que aumenta o desvio da rede na zona de controlo belga. No seu parecer, a Comissão convidou a Bélgica a ponderar se a função de fixação de preços de escassez deveria aplicar-se não só aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios, mas também aos prestadores de serviços de compensação. Esta medida poderia contribuir para a segurança do aprovisionamento, ao assegurar que os agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios e os prestadores de serviços de compensação suportem o mesmo preço pela energia produzida/consumida, visto que uma diferenciação de preços pode resultar numa arbitragem ineficiente por parte dos intervenientes no mercado. A Comissão também considera que a função de fixação de preços de escassez deve ser acionada pela escassez de reservas na rede e que deve ser calibrada de modo a fazer subir os preços da energia de compensação para o VEND quando a rede esgota as reservas. A Comissão convidou a Bélgica a equacionar uma alteração correspondente do seu regime de fixação de preços de escassez até 1 de janeiro de 2022, o mais tardar. Além disso, a Bélgica está a implementar a liquidação de desvios e prepara-se para aderir às plataformas de compensação da UE para reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR) e reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (mFRR), cujas entradas em funcionamento estão previstas para o final de 2021 e 2022, respetivamente. Além do mais, a Bélgica assumiu os seguintes compromissos no que respeita à contratação de compensação e de serviços de sistema:

a) O mais tardar em julho de 2020, as RCF (reservas de contenção da frequência) teriam de ser submetidas a concurso público diariamente e contratadas exclusivamente à escala regional;

b) O mais tardar em julho de 2020, as reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática teriam de ser submetidas a concurso público diariamente e todas as tecnologias, todos os intervenientes e todos os níveis de tensão poderão participar no mercado. A energia de compensação ativada deverá ser remunerada através de preços marginais logo que exista liquidez suficiente;

c) A contar de fevereiro de 2020, o cômputo e o dimensionamento das reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual são efetuados diariamente, e a energia de compensação ativada é remunerada através de preços marginais.

(63) O relatório anual, que a Bélgica apresentou em julho de 2021, confirma que estas medidas foram entretanto aplicadas.

([33]) Ver a decisão em matéria de auxílios estatais C(2018) 589 final, no processo SA.48648 (2017/NN) – Bélgica – Reserva Estratégica.
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_en.
([35]) Parecer da Comissão [C(2020) 2654 final]: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf.

(64) Na Bélgica, a resposta da procura é elegível para participação nos mercados grossistas de eletricidade (incluindo para o dia seguinte e intradiários) e no mercado de compensação, recebendo um tratamento similar ao dos restantes participantes no mercado e prestadores de serviços de compensação. A resposta da procura pode ser representada individualmente ou por intermédio de agregadores. Para facilitar ainda mais a resposta da procura, a Bélgica comprometeu-se, no seu plano de execução (apresentado em 2019), a implantar contadores inteligentes, que serão diferentes em cada uma das suas regiões:

a) Flandres ([37]):

(1) O mais tardar em 2023, 33 % dos clientes deverão ter um contador inteligente.

(2) O mais tardar em 2028, 66 % dos clientes na Flandres deverão ter um contador inteligente.

(3) O mais tardar em 2034, 100 % dos clientes na Flandres deverão ter um contador inteligente.

b) Valónia:

(1) O mais tardar em 1 de janeiro de 2023, proceder-se-á a uma implantação sistemática de contadores inteligentes: i) para os consumidores domésticos com pagamentos em falta; ii) quando for necessário trocar o contador; iii) para as novas ligações à rede; iv) quando tal for solicitado pelo consumidor.

(2) O mais tardar em 31 de dezembro de 2029, estarão instalados 80 % de contadores inteligentes para: i) os consumidores com um consumo igual ou superior a 6 000 kWh; ii) os autoconsumidores, quando a capacidade líquida de desenvolvimento de energia elétrica for igual ou superior a 5 kWe; iii) os pontos de carregamento abertos ao público.

c) Bruxelas Capital: implantação de contadores de energia: i) quando seja necessário trocar os contadores; ou ii) para as novas ligações à rede.

(65) Em 2020, a Bélgica tinha uma taxa de interligação elétrica de 21 %. Com os projetos já programados (ver o Plano Federal de Desenvolvimento para 2020-2030 ([38])), a taxa de interligação elétrica da Bélgica atingirá cerca de 30 % em 2030 ([39]). Os seguintes reforços da rede belga ficaram recentemente operacionais ou ficarão operacionais nos próximos anos:

a) ALEGrO: o projeto de interesse comum (PIC) ALEGrO, relativo a um interconector de 1 GW entre a Bélgica e a Alemanha, foi encomendado em 2020 ([40]);

b) NEMO: o PIC NEMO, relativo a um interconector de 1 GW entre a Bélgica e o Reino Unido, está operacional desde 2019;

c) BRABO: o PIC BRABO refere-se a uma atualização da rede elétrica belga, que visa, entre outras finalidades, aumentar a capacidade de importação a partir dos Países Baixos.

2.4. **Beneficiários**

2.4.1. *Elegibilidade*

(66) O MRC estará aberto a todas as capacidades que consigam contribuir para a adequação dos recursos, quer se trate de operadores de capacidade, armazenamento e resposta da procura existentes ou novos. Será permitida a agregação de capacidades, incluindo de tecnologias diferentes.

(67) Será igualmente permitida a participação de capacidades estrangeiras. A secção 2.10 descreve as regras aplicáveis.

(68) Os beneficiários do MRC serão os fornecedores de capacidade selecionados no procedimento de concurso.

([37]) Em 2020, o Governo da Flandres decidiu acelerar a implantação de contadores inteligentes, visando o objetivo de substituir 80 % do total de contadores de energia nos lares flamengos até ao final de 2024. Além disso, o Governo da Flandres inscreveu, na versão alterada do Decreto da Energia, de 17 de julho de 2020, a ambição de substituir todos os contadores tradicionais na Flandres por contadores de energia digitais até 1 de julho de 2029.

([38]) https://www.elia.be/en/grid-data/grid-development/investment-plan/federal-development-plan-2020-2030.

([39]) Estas percentagens têm por base as definições utilizadas pelo Grupo de Peritos em Metas de Interligação (ITEG), ou seja, a taxa de interligação = importações totais / capacidade total de geração, em que as importações totais implicam um «fluxo de energia máximo que o ativo transfronteiriço consiga transmitir em conformidade com os critérios de segurança do sistema».

([40]) No final de 2020, a interligação ALEGrO entre a Bélgica e a Alemanha estava concluída, permitindo a troca de eletricidade entre os dois países. Desde novembro de 2020, esta interligação está disponível para atividades comerciais.

2.4.2. *Limite mínimo de participação*

(69) O limite mínimo de participação foi fixado em 1 MW, designadamente pelos seguintes motivos:

a) Alinhamento com o mercado de compensação;

b) Este valor é o resultado de um diálogo contínuo com os participantes no mercado, incluindo várias consultas públicas formais;

c) Um limite inferior a 1 MW implica que muitas capacidades de pequena escala tenham de iniciar o processo obrigatório de pré-qualificação para o MRC e de fazer face aos respetivos custos, mesmo que não pretendam participar no leilão do MRC;

d) Um limite inferior a 1 MW também aumenta significativamente os encargos administrativos.

(70) O Decreto Real sobre os critérios de elegibilidade relativos ao apoio cumulativo e ao limite mínimo de participação prevê uma avaliação do nível do limite mínimo de participação durante o ciclo de vida do MRC, pelo menos de cinco em cinco anos.

(71) As regras da agregação permitem a participação de fornecedores de capacidade mais pequenos que não cumprem o requisito do limite mínimo.

2.4.3. *Agregação*

(72) Vários fornecedores de capacidade podem decidir agregar-se numa única unidade do mercado de capacidade com pelo menos 1 MW, sem qualquer restrição na dimensão máxima. A única restrição é que os pontos de entrega aos quais os programas diários dos mercados da energia se candidatam (por norma, pontos de entrega do dia com uma dimensão superior a 25 MW) não podem fazer parte de uma carteira agregada. A agregação é permitida em todas as tecnologias. Por outro lado, é permitida a reafetação de componentes numa unidade do mercado de capacidade (UMC) agregada, a fim de aumentar a flexibilidade para os agregadores e de incentivar a sua participação no processo de leilão.

(73) As regras da agregação serão periodicamente reavaliadas e, se necessário, modificadas pelas autoridades belgas, no sentido de assegurar que não constituem um obstáculo à participação no leilão.

2.4.4. *Capacidade não confirmada*

(74) O mecanismo prevê uma categoria específica de «capacidade não confirmada». Define-se como uma capacidade que, no início do processo de pré-qualificação do A-4, não pode ser associada a um ponto de entrega e, por conseguinte, não pode observar os requisitos de pré-qualificação de pontos de entrega. Esta categoria está aberta a todas as tecnologias e visa estimular a participação de capacidades suscetíveis de encontrar mais dificuldades para cumprir, desde logo, o nível de maturidade padrão exigido no A-4. As capacidades não confirmadas representam projetos menos maduros, ou seja, quando o ponto de entrega ainda não é conhecido; não está disponível nenhum plano de execução do projeto e o projeto amadurece apenas no período de pré-entrega. As autoridades belgas explicaram que o conceito de «capacidade não confirmada» foi introduzido a pedido do mercado e que pode afigurar-se particularmente útil para os agregadores/operadores de gestão da procura, que se consideram capazes de encontrar uma capacidade desta natureza durante o período de pré-entrega, mas, por exemplo, ainda têm de fechar acordos com locais de procura/estão a equacionar várias hipóteses. Uma capacidade não confirmada só deve ser proposta num leilão A-4. Esta categoria apenas pode ser classificada na categoria de capacidade normalizada de contratos de um ano (ver os considerandos 138 e 145).

(75) A fim de limitar os riscos para a segurança do sistema decorrentes da utilização de projetos menos maduros, a capacidade total que pode ser aceite nesta categoria está limitada a 200 MW para o primeiro leilão. A Lei da Eletricidade dispõe que as decisões sobre essa capacidade total máxima devem ser tomadas por leilão. O limite poderá evoluir ao longo do tempo, com base num rendimento positivo da experiência obtida.

2.4.5. *Redução de capacidade*

2.4.5.1. Regras gerais

(76) O MRC está aberto a todos os detentores de capacidade, em função da sua taxa de disponibilidade e da sua contribuição para o objetivo de adequação dos recursos. Com efeito, não se espera das UMC que estejam disponíveis permanentemente e com a totalidade da sua potência de referência, devido, por exemplo, às condições meteorológicas, aos ciclos de manutenção, a interrupções.

(77) Por este motivo, é calculado um fator de redução para cada tecnologia, a fim de avaliar a sua fiabilidade e o seu contributo para a segurança do aprovisionamento durante momentos especialmente relevantes do ponto de vista da adequação (as chamadas «horas de escassez simulada»). Assim, os detentores de capacidade só podem participar no leilão e são apenas elegíveis para contratos de capacidade que não ultrapassem a sua capacidade reduzida ([41]).

(78) A metodologia aplicada para calcular estes parâmetros de redução difere consoante a tecnologia e é circunstanciada no Decreto Real, que estabelece a metodologia de cálculo da capacidade e os parâmetros relativos aos leilões. Assim, depende da categoria da capacidade:

a) Os fatores de redução para as tecnologias térmicas com uma programação diária são determinados com base numa análise estatística de dados históricos, através de uma subcotação da taxa de indisponibilidades forçadas, uma vez que este parâmetro é considerado independente das condições climáticas;

b) Os fatores de redução para as tecnologias térmicas sem programação diária são determinados por medições. Caso as medições sejam insuficientes, são simuladas dividindo a contribuição média esperada destas tecnologias durante as horas de escassez simulada pela potência de referência nominal agregada da tecnologia;

c) Os fatores de redução para as tecnologias dependentes da meteorologia com uma programação diária e para as tecnologias dependentes da meteorologia sem programação diária que não tenham optado por um acordo de nível de serviço [ver alínea e) *infra*] serão determinados dividindo a contribuição média conexa destas tecnologias durante as horas de escassez simulada pela potência de referência nominal agregada da tecnologia aplicável;

d) Os fatores de redução para as tecnologias com uma programação diária que tenham limitações de energia serão determinados dividindo a contribuição média esperada destas tecnologias durante as horas de escassez simulada pela potência de referência nominal agregada;

e) Acordo de nível de serviço (ANS) – geralmente para resposta da procura ou armazenamento de pequena escala, mas está igualmente disponível para todas as tecnologias sem programação diária, incluindo as FER: o fator de redução está associado a cada ANS selecionado pela própria UMC no processo de pré-qualificação (e encontra-se definido no contrato de capacidade), dependendo dos condicionalismos da energia selecionada. Deste modo, as tecnologias sem programação diária têm a possibilidade de autodeterminar qual o ANS mais indicado para os seus condicionalismos técnicos, em vez de estarem inscritos num ANS predefinido. Além do mais, os agregadores podem escolher o ANS que melhor se adequa à sua carteira.

(79) Em 4 de maio de 2021, a Bélgica apresentou fatores de redução atualizados, ilustrados no quadro a seguir:

Quadro 4

Fatores de redução

Acordo de nível de serviço (ANS)		
Disponibilidade/Duração [h]	ANS	Armazenamento de grande escala
1 h	11 %	11 %
2 h	19 %	19 %
3 h	28 %	28 %
4 h	36 %	36 %
6 h	52 %	52 %
8 h	65 %	65 %

Tecnologias térmicas com programação diária

Subcategoria	**Fator de redução**
Turbina a gás de ciclo combinado	91 %
Turbina a gás de ciclo aberto	90 %
Turborreatores	96 %

([41]) Os fornecedores de capacidade são apenas elegíveis para contratos de capacidade que não ultrapassem o seu volume elegível, definido como a sua potência de referência (tomando em consideração os volumes de autoexclusão) multiplicada pelo fator de redução.

Motores a gás	95 %
Motores Diesel	93 %
PCCE	93 %
Biomassa	93 %
Resíduos	93 %
Energia nuclear	96 %
Carvão	90 %
Tecnologias com limitações de energia e programação diária	
Disponibilidade/Duração [h]	**Fator de redução**
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5-6	52 %
7-8	65 %
Tecnologias dependentes da meteorologia	
Subcategoria	**Fator de redução**
Energia eólica marítima	15 %
Energia eólica terrestre	6 %
Energia solar	4 %
Energia hidroelétrica a fio de água	34 %
Tecnologias térmicas sem programação diária	
Subcategoria	**Fator de redução**
Tecnologias térmicas agregadas	62 %

Fonte: Notificação ([42])

(80) As regras de redução podem ser revistas anualmente e modificadas, se necessário. Concretamente, o ORT consultará a lista de tecnologias atualmente existentes no mercado. Se for recebida a indicação de que falta um novo tipo de tecnologia na lista, o mesmo poderá ainda assim ser tido em conta durante a calibração anual dos fatores de redução. Como tal, se necessário, os fatores de redução e as tecnologias serão atualizados anualmente e revistos.

2.4.6. Regras aplicáveis à participação transfronteiriça

(81) No que tange à participação transfronteiriça, a capacidade de entrada máxima disponível para a participação de capacidade indireta estrangeira numa zona de controlo deve ser definida pelo operador da rede para cada zona de mercado com ligação elétrica direta à zona de controlo belga, em conformidade com o artigo 26.º do Regulamento Eletricidade.

(82) Enquanto se aguarda a adoção das estratégias, propostas ou decisões aplicáveis para dar cumprimento ao disposto no artigo 26.º do Regulamento Eletricidade, o contributo de cada zona de mercado com ligação direta à Bélgica é determinado pelo contributo dessas zonas durante as horas de escassez simulada, tal como descrito na secção 2.10.1.

([42]) Também disponível em: CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf (fgov.be).

2.4.7. *Regras aplicáveis à capacidade não confirmada*

(83) A fim de garantir condições de igualdade com outras capacidades contratadas no leilão A-4, a Elia utilizará os fatores de redução conhecidos à data do leilão A-4 como parâmetro de entrada para o processo normalizado de pré-qualificação das capacidades não confirmadas (uma vez que o processo normalizado de pré-qualificação aplicável a estas capacidades pode ser organizado num prazo até 24 meses após o leilão A-4).

2.5. **Processo de leilão e regras de fixação dos preços**

2.5.1. *Frequência dos leilões*

(84) De acordo com a notificação, o ORT organizará leilões para o MRC em função do nível de recursos de capacidade necessários para garantir um nível satisfatório de adequação dos recursos para cumprir a norma de fiabilidade.

(85) Todos os anos, é realizado um leilão de capacidade para o fornecimento num prazo de quatro anos («leilão A-4»). No ano imediatamente anterior ao ano de fornecimento do leilão principal, realiza-se outro leilão para o ano seguinte («leilão A-1»). A organização do primeiro leilão A-4 está prevista para 2021, ao passo que o primeiro leilão A-1 deverá ocorrer em 2024.

2.5.2. *Determinação do volume a leiloar*

(86) Numa versão anterior da Lei da Eletricidade, o artigo 7.º-J, n.º 2, dispunha que incumbia ao ORT propor a metodologia para definir os parâmetros de determinação da quantidade da capacidade a adquirir. Nos termos do Regulamento Eletricidade, aplicável desde 1 de janeiro de 2020, o Estado-Membro deve aprovar o volume a leiloar com base numa proposta da entidade reguladora, a saber, a CREG. Por conseguinte, o Comité MRC (SPF Economia, CREG, Elia e Gabinete do Ministro da Energia) decidiu, já em 2019, que a CREG elaboraria uma proposta de metodologia relativa aos parâmetros de determinação do volume a contratar nos leilões. Os considerandos a seguir fornecem mais pormenores sobre a cronologia.

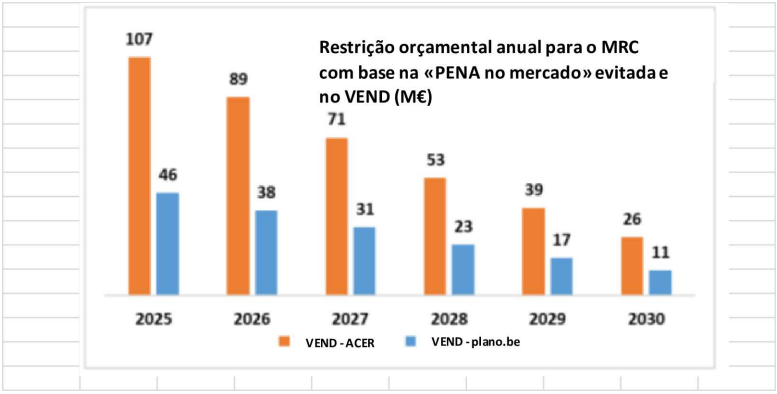
(87) Em 22 de novembro de 2019, a Elia elaborou um projeto de proposta de decreto real sobre a definição da metodologia para os parâmetros relativos aos leilões (tais como os fatores de redução, os preços de exercício e de referência, o limite de preço intermédio), incluindo o processo de definição do cenário para determinar a capacidade necessária ([43]). Em 6 de dezembro de 2019, a CREG adotou um parecer ([44]) sobre a proposta da Elia, no qual explica, nomeadamente, que a utilização do cenário UE-PRIE para determinar a capacidade a adquirir é inadequada ([45]) e incompatível com o artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade.

(88) Em 18 de março de 2020, a CREG enviou ao ministro belga da Energia um projeto de proposta 2064 relativo à determinação do volume de capacidade a adquirir. O projeto de proposta inspirou-se essencialmente na nota (Z) 2024 da CREG, a qual fora enviada ao ministro em 20 de dezembro de 2019, no seguimento de uma consulta pública ([46]). A CREG adotou a proposta final em 24 de março de 2020 ([47]). A proposta:

a) Deriva uma restrição orçamental, pela qual o custo do MRC tem de ser inferior ao custo para o consumidor devido à previsão da energia não aproveitada (PENA) ([48]) que um MRC permite evitar. O custo do MRC é o custo da capacidade requerida para cumprir a norma de fiabilidade. O custo esperado da falta de energia equivale à PENA multiplicada pela disponibilidade para pagar relativamente aos clientes que, involuntariamente, não

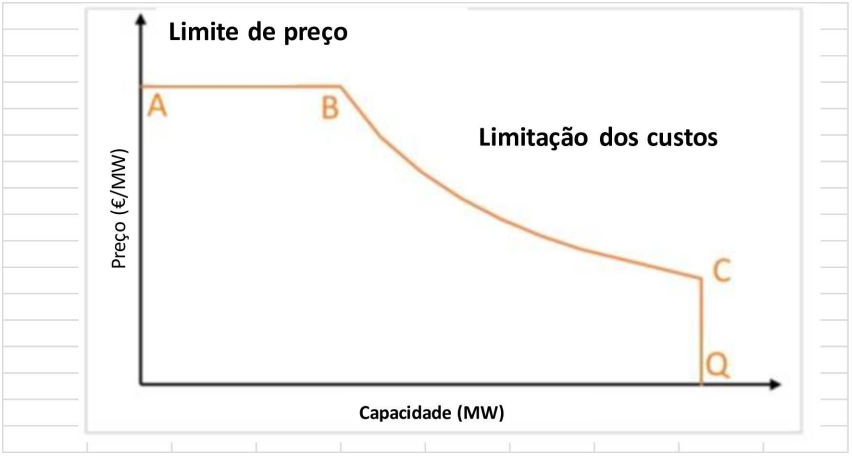
([43]) https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm.
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030.
([45]) «A utilização de um cenário UE-PRIE, cujo cenário de base se pressuponha assentar em ocorrências extremas, dificilmente pode considerar-se um "ano estatisticamente normal". Pelo contrário, um cenário UE-PRIE implica, por definição, uma situação excecional. A CREG não nega que pode haver efetivamente ocorrências extremas, mas estas devem ser incluídas, com as suas probabilidades, numa simulação probabilística. Ao invés, as análises da segurança do aprovisionamento por parte da Elia com base num cenário UE-PRIE envolvem o cálculo de um LOLE médio com um pressuposto de base estatisticamente anómalo (ou seja, "baixa probabilidade").»
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024.
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.
([48]) Previsão da energia não aproveitada: previsão da procura anual que não é possível satisfazer com os recursos disponíveis no mercado da energia, expressa em MWh.

recebem essa energia (VEND). Em caso de risco para a segurança do aprovisionamento, este VEND representa o custo de não aprovisionamento anunciado com antecedência. Baseando-se nos valores de VEND do Gabinete de Planeamento ([49]) e num estudo da ACER ([50]), a CREG deriva a seguinte restrição orçamental:



Fonte: CREG, «Proposition (E)2064 – 24 mars 2020»

b) Deriva a seguinte curva da procura, em que o volume concreto a leiloar é C-Q ([51]):



Fonte: CREG, «Proposition (E)2064 – 24 mars 2020»

(89) Tendo em conta os resultados da consulta pública sobre a nota 2024 da CREG, o Ministério belga da Energia concluiu que a metodologia proposta pela CREG (especialmente a restrição orçamental) não fornece garantias suficientes de que o objetivo do MRC, de «assegurar o nível exigido de segurança do aprovisionamento», seria cumprido em conformidade com os critérios jurídicos.

(90) Consequentemente, o Ministério belga da Energia desenhou um método alternativo para definir os parâmetros de determinação da quantidade de capacidade adquirida no âmbito do mecanismo de capacidade, tomando em consideração a proposta de decreto real da Elia mencionada no considerando 87 e a proposta da CREG mencionada no considerando 88. Foi realizada uma consulta pública sobre esta metodologia adaptada, que decorreu entre 23 de março de 2020 e 27 de março de 2020. Ao abrigo da Lei do MRC alterada, as disposições adaptadas do artigo 7.º-J, n.º 2, da Lei da Eletricidade preveem que os parâmetros de definição do volume a contratar devem ser

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf.
([50]) https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development./Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf.
([51]) Outros elementos da proposta da CREG podem ser encontrados em: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.

definidos num decreto real, com base numa proposta da entidade reguladora. O decreto real final foi publicado no Jornal Oficial da Bélgica em 30 de abril de 2021, na sequência da aprovação da Lei do MRC alterada ([52]). Os considerandos 91 a 99 descrevem o processo de acordo com o disposto nesse decreto real final.

(91) Todos os anos, a quantidade de capacidade exigida para cumprir a norma de fiabilidade num futuro ano de fornecimento específico (ou seja, o volume-alvo) será determinado com base numa proposta da entidade reguladora. Ao apresentar essa proposta, a entidade reguladora tem em conta os dados fornecidos pelo ORT, o qual também procede ao cômputo desses dados com base num cenário e em valores intermédios previamente propostos pela entidade reguladora e determinados pelo ministro. O volume-alvo é determinado com base na norma de fiabilidade prevista por lei, que corresponde a determinado valor LOLE. É calibrado um cenário, com o intuito de assegurar que esse critério seja cumprido. Após a calibração do cenário, é efetuada uma simulação do mercado, através da qual são identificadas as horas de escassez simulada. Depois disso, o volume-alvo é calculado como a soma da carga média durante as horas de escassez simulada com as necessidades de compensação, da qual é subtraída a PENA média durante as horas de escassez simulada.

(92) O cenário referido no considerando 91 será um dos cenários centrais de referência utilizados para identificar o problema de adequação dos recursos, a partir da última AEAR ([53]) ou da última ANAR ([54]), e será atualizado com as informações mais recentes disponíveis ([55]). O processo destinado a completar a quantidade de capacidade a contratar também deve respeitar as disposições aplicáveis do Regulamento Eletricidade.

(93) O Decreto Real estabelece o processo descrito a seguir para determinar o cenário de referência. Como contributo para a decisão do ministro da Energia, o ORT belga publicará uma recomendação, após uma consulta pública dos agentes do mercado quanto aos dados e aos pressupostos. Subsequentemente, a entidade reguladora apresentará uma proposta relativa ao cenário de referência, tendo em conta a metodologia prevista no Decreto Real. Por último, o SPF Economia emitirá um parecer sobre essa proposta. A decisão final quanto à escolha do cenário é da responsabilidade do ministro da Energia.

(94) Um limite global do leilão define a remuneração máxima que pode ser auferida por uma oferta no leilão do MRC e aplica-se a todas as categorias de capacidade. Ao restringir a remuneração máxima que pode ser auferida, o limite global do leilão reduz a possibilidade de utilizar abusivamente o poder de mercado através da apresentação de ofertas inadequadas. O limite de preço global do leilão é calculado multiplicando o CONE líquido ([56]) por um fator X. O valor do fator de correção X tem em conta as incertezas em torno da estimativa do CONE líquido, quer no respeitante ao nível da variabilidade dos custos brutos de um novo operador associado a diferentes tecnologias, quer na determinação das rendas anuais inframarginais no mercado da energia e das receitas líquidas no mercado de serviços auxiliares de compensação. O limite de preço global do leilão para o primeiro leilão equivale a 75 EUR/ /kW/ano, o que equivale ao CONE líquido multiplicado por um fator de correção de 1,50 ([57]).

(95) A curva da procura relativa aos leilões A-4 é concebida com base em três pontos, como ilustra a figura *infra*:

([52]) https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([53]) Artigo 23.º do Regulamento Eletricidade.

([54]) Artigo 24.º do Regulamento Eletricidade.

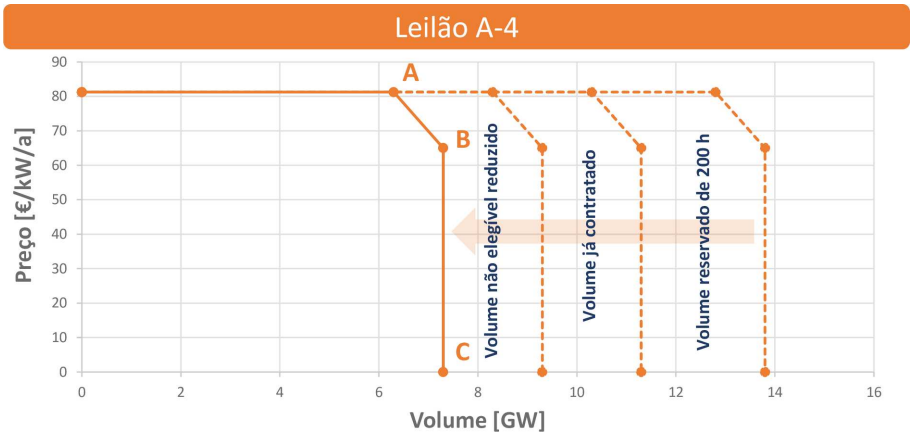
([55]) O considerando 287 descreve o cenário de referência utilizado para a primeira calibração da curva da procura.

([56]) O CONE líquido representa as receitas que a melhor nova tecnologia no mercado teria de obter no mercado de capacidade para compensar a sua «falta de dinheiro» no mercado da energia durante um ano. Para o calcular, são deduzidas do CONE bruto as receitas de mercado e as receitas dos serviços de sistema.

([57]) A entidade reguladora CREG realizou, entre 1 de julho de 2020 e 13 de julho de 2020, uma consulta pública sobre uma proposta de valores do CONE para uma lista restrita de tecnologias de referência, o CMPC e o fator de correção X [ver considerando 99, alínea b)].

Figura 1

Estimativa indicativa da curva da procura A-4



Fonte: Notificação

a) O ponto B corresponde, na ordenada, ao CONE líquido ([58]). Na abcissa, o ponto B corresponde ao volume-alvo (tendo em conta a carga média durante as horas de escassez simulada, as reservas de compensação, o volume médio de energia não aproveitada durante as horas de escassez simulada, o volume não elegível reduzido, o volume já contratado e a reserva de parte do volume para o leilão A-1, como descrito no considerando 98);

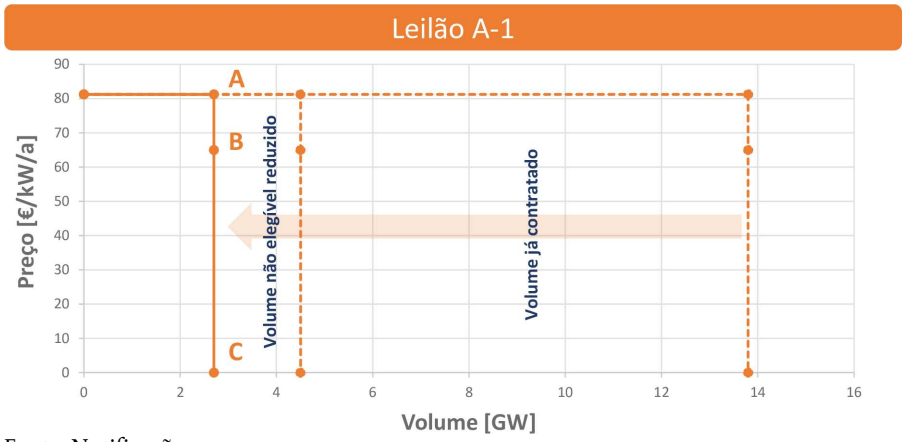
b) O ponto C corresponde, na ordenada, a 0 e, na abcissa, ao volume-alvo;

c) O ponto A corresponde, na ordenada, ao limite de preço global do leilão. Na abcissa, o ponto A corresponde a um volume específico calculado como o volume do ponto B [ver considerando 95, alínea a)], mas utilizando um LOLE diferente ($LOLE_A$). O $LOLE_A$ corresponde à norma de fiabilidade (ou seja, o LOLE de referência) multiplicada pelo fator de correção X (ver considerando 94).

(96) A curva da procura relativa aos leilões A-1 é concebida com base nos mesmos pontos B e C dos leilões A-4, mas o volume-alvo é ajustado para ter em conta a capacidade já contratada no leilão A-4 correspondente ao mesmo período de entrega. O ponto A corresponde, na ordenada, ao limite de preço global do leilão e, na abcissa, ao volume-alvo.

Figura 2

Estimativa indicativa da curva da procura A-1



Fonte: Notificação

([58]) Considerando as TGCC, as TGCA e as tecnologias Diesel na lista restrita de tecnologias de referência e supondo valores médios para o CONE bruto, as receitas do mercado da energia e as receitas dos serviços de sistema.

(97) As autoridades belgas consideram que a conceção das curvas da procura observa dois princípios:

a) Garantir a segurança do aprovisionamento: significa isto que, uma vez terminados os leilões A-4 e A-1, a norma de fiabilidade deve estar cumprida; caso contrário, o MRC não atingirá o seu objetivo. Considerando que o ponto B corresponde ao volume exigido para cumprir a norma de fiabilidade, deve assegurar-se que seja contratado pelo menos este volume. Dado que, após um leilão A-4, continua a existir a possibilidade de contratar capacidades adicionais no leilão A-1, é possível uma curva inclinada entre os pontos A e B no A-4, o que permite contratar um volume inferior à quantidade calibrada para o ponto B nesse leilão A-4. Todavia, contratar menos do que o volume associado ao ponto B no A-1 não garantiria o cumprimento da norma de fiabilidade, o que explica a secção vertical no A-1 entre os pontos A e B; e

b) Assegurar um mecanismo proporcionado e de custos mínimos: significa isto que, no total, o volume a contratar não deve exceder o volume exigido para cumprir a norma de fiabilidade, sob pena de inflacionar o custo total do mecanismo. É por este motivo que a curva da procura é vertical entre o ponto B e a intersecção com o eixo X tanto no leilão A-4 como no leilão A-1.

(98) Nos termos da Lei da Eletricidade, um volume mínimo de capacidade deve ser reservado para os leilões A-1 e deduzido do volume-alvo relativo ao leilão A-4. Este volume reservado deve ser pelo menos equivalente à capacidade exigida, em média, para cobrir o pico de capacidade total durante menos de 200 horas de funcionamento por ano. Em conformidade com o Decreto Real que determina a metodologia de cálculo da capacidade e os parâmetros relativos aos leilões no contexto do mecanismo de remuneração da capacidade, a capacidade necessária, em média, para cobrir o pico de capacidade total durante menos de 200 horas deve ser determinada, para cada bloco de 100 MW, pelo número médio de horas requeridas para satisfazer o critério da segurança do aprovisionamento com base na curva de duração de carga. Trata-se, nomeadamente, das horas requeridas por determinadas necessidades de capacidade para atingir o consumo máximo de eletricidade. A estimativa da curva da procura levou à reserva de aproximadamente 2,5 GW para o leilão A-1 previsto para 2024. De acordo com a Bélgica, a decisão de reservar uma parte do volume a contratar para o processo do leilão A-1 reflete a sua vontade de realçar a neutralidade e abertura técnicas do mecanismo. Esta medida incentiva a participação dos prestadores de resposta da procura, uma vez que estas capacidades poderão encontrar mais dificuldades para planearem a sua disponibilidade com muita antecedência, complicando possivelmente a sua participação no leilão A-4. Não obstante esta mudança de volume de capacidade para o leilão A-1, todos os detentores de capacidade estão autorizados a participar tanto no processo do leilão A-4 como do leilão A-1 durante um período de entrega determinado.

(99) Antevendo a aplicação do projeto de decreto real final:

a) A Elia lançou uma consulta pública sobre os cenários, as sensibilidades e os dados para o cálculo dos parâmetros relativos ao MRC para o leilão A-4 em relação ao período de entrega de 2025-2026. A consulta pública foi realizada entre 5 de maio de 2020 e 5 de junho de 2020 ([59]). A consulta da Elia abordou os dados provenientes da MAF 2019 da REORTE, atualizados com as informações mais recentes disponíveis em fontes públicas, e as sensibilidades a incluir no cenário de referência que possam ter impacto na segurança do aprovisionamento na Bélgica, em conformidade com o Decreto Real (ver considerando 93). Após a consulta pública, a Elia recomendou a integração no cenário de referência de uma sensibilidade de «baixa procura» e de uma sensibilidade correspondente ao cenário UE-PRIE ([60]) (ver considerando 30). Subsequentemente, em 10 de julho de 2020, a CREG adotou uma proposta de cenário de referência ([61]), na qual reitera particularmente as suas críticas à recomendação da Elia de incluir uma sensibilidade para uma redução de quatro unidades da disponibilidade de energia nuclear francesa (ver considerando 87), destacando também o mecanismo de capacidade existente na França para garantir a adequação e o risco de aumento da capacidade a contratar. No entanto, pouco tempo depois, a Direção-Geral da Energia do SPF Economia adotou um parecer dirigido ao ministro da Energia ([62]), no qual recomenda a integração no cenário de referência de uma modificação da procura prevista, atendendo à sua queda em resultado do impacto do surto de COVID-19. Também incluía uma indisponibilidade adicional de unidades de energia nuclear na França. Neste sentido, a Direção-Geral da Energia do SPF Economia rejeitou a maior parte das críticas tecidas pela CREG, pese embora tenha instado a Elia a rever a sua análise à luz do trabalho do PLEF (ver considerando 35);

([59]) https://www.elia.be/en/public-consultation/20200505_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm.

([60]) «2.2.1 Disponibilidade de energia nuclear francesa – A primeira sensibilidade é compatível com o estudo de adequação e flexibilidade a dez anos para o período de 2020-2030 (Elia, 2019) e é apresentada no ponto 2.6.8. Inclui uma disponibilidade nuclear com redução de quatro unidades no inverno.»

([61]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105.

([62]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf.

b) A CREG organizou uma consulta pública entre 1 de julho de 2020 e 13 de julho de 2020 sobre a proposta relativa aos valores do CONE bruto, o custo médio ponderado do capital (CMPC) e o fator de correção X ([63]). O ministro da Energia toma anualmente a sua decisão com base na proposta da CREG, mas pode ir contra a mesma.

(100) A curva da procura relativa ao leilão A-4 em outubro de 2021 tem por base o cenário central da MAF 2019, com dados atualizados e correções baseadas na «avaliação da adequação da produção» efetuada pelo PLEF e publicada em abril de 2020 (ver igualmente os considerandos 287 a 289).

(101) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 utiliza o cenário central da MAF 2020, complementando-o com o conjunto de dados mais recente disponível para cada país e recolhido no âmbito da REORTE e informações públicas ou estudos nacionais atualizados para outros países. De acordo com a Bélgica, a utilização da mesma fonte (MAF) como conjunto de dados, tanto para as avaliações da adequação dos recursos como a calibração da curva da procura, permite garantir um quadro de coerência.

(102) A Bélgica esclareceu que a sensibilidade utilizada nos cálculos da curva da procura para o primeiro leilão relativamente à indisponibilidade da capacidade nuclear francesa (em consonância com a «avaliação da adequação da produção» efetuada pelo PLEF) foi igualmente modelizada no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021.

(103) A estimativa do volume a contratar nos primeiros leilões A-4 e A-1 ronda os 9,5 GW. O volume total é definido por leilão e baseia-se na metodologia descrita na secção 2.5.2. Na curva da procura para o leilão A-4, as autoridades belgas reservaram um volume significativo para o leilão A-1, assegurando que uma nova calibração será realizada mais perto do ano de fornecimento e evitando que fosse leiloada demasiada capacidade no primeiro leilão A-4. Esta grande reserva A-1 permite às autoridades belgas acomodar ligeiros desvios após novos dados de entrada e melhorias metodológicas, além de assegurar a tecnologias novas e inovadoras boas possibilidades de participar e, deste modo, garantir, na prática, a neutralidade tecnológica da medida.

(104) Ao todo, cerca de 54 % do pico de consumo médio nos períodos de escassez será contratado no leilão A-4, em 2021, diminuindo assim o volume pretendido para a quantidade estritamente necessário.

(105) A Bélgica comprometeu-se a verificar e, se necessário, ajustar os volumes a contratar no leilão T-4 em 2023 e no leilão T-1 em 2026 cruzando-os com os resultados da ANAR de 2023.

2.5.3. *Fase de pré-qualificação*

(106) Todos os detentores de capacidade de geração superior a 1 MW estão sujeitos a um procedimento de pré-qualificação obrigatório. Contudo, as capacidades pré-qualificadas não são obrigadas a participar no procedimento de concurso (autoexclusão). Para facilitar esta pré-qualificação obrigatória, é previsto um processo de pré-qualificação acelerado, a fim de permitir aos detentores de capacidade cumprir, com o mínimo esforço, o requisito de pré-qualificação (apenas é requerido um conjunto mínimo de informações, como um número de identificação, o tipo de ponto de entrega e a capacidade instalada total): para os detentores de capacidade após um processo de pré-qualificação acelerado, a capacidade é automaticamente tratada como autoexclusão.

(107) Os requisitos de pré-qualificação incluem um limite de emissão: os fornecedores de capacidade que ultrapassem os limites de emissão *infra* não podem participar no leilão de capacidade:

a) Para as capacidades que tenham iniciado a produção a partir de 4 de julho de 2019, aplica-se um limite de emissão de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade;

b) As capacidades que tenham iniciado a produção antes de 4 de julho de 2019 não podem emitir mais de 550 g de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade, nem mais de 350 kg de CO_2 provenientes de combustíveis em média por ano por kWe instalado.

([63]) https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/consultation-publique-relative-au-projet-de-proposition-2086-relative-au.

(108) Por outro lado, no âmbito do processo de pré-qualificação, os candidatos devem fornecer uma garantia financeira provisória para poderem participar no leilão. Esta garantia financeira provisória torna-se efetiva quando a UMC é selecionada no leilão. Se, após a seleção no leilão, o fornecedor de capacidade não respeitar as suas obrigações contratuais, ou se não pretender assinar o contrato de capacidade, serão impostas sanções financeiras no âmbito do processo de controlo pré-entrega. No caso de as sanções não serem pagas, a contraparte no contrato tem o direito de acionar a garantia financeira. Aquando da pré-qualificação, o montante da garantia financeira provisória será de 20 000 EUR/MW para as UMC virtuais e adicionais e de 10 000 EUR/MW para as UMC existentes, em função do volume elegível da UMC (dado que a capacidade contratada ainda não é conhecida e assegurando que a garantia financeira seja proporcional à dimensão do projeto e ao correspondente risco para a rede em caso de não fornecimento). Se a capacidade contratada final da UMC for inferior ao seu volume elegível, o montante da garantia financeira é reduzido para a diferença positiva entre o volume elegível e a capacidade contratada, multiplicada por 20 000 EUR (para as UMC virtuais e adicionais) ou 10 000 EUR (para as UMC existentes).

(109) Além disso, as partes que desejam candidatar-se à pré-qualificação para novas instalações (no âmbito de um contrato de capacidade de 15 anos) alimentadas a combustíveis fósseis têm de reconhecer que a obtenção de um contrato de capacidade não as isenta do cumprimento da legislação atual e futura e dos objetivos estabelecidos pela União Europeia e/ou pela Bélgica de redução das emissões de gases com efeito de estufa. Adicionalmente, têm de reconhecer que a obtenção de um contrato de capacidade as obriga a contribuir para a elaboração de políticas com vista a realizar esses objetivos. Para o efeito, devem anexar uma declaração escrita pela qual se comprometem a:

a) Analisar, até 31 de dezembro de 2026, a viabilidade técnica e económica da redução das emissões de gases com efeito de estufa, em conformidade com a legislação e as metas aplicáveis a nível europeu e belga, da instalação em causa;

b) Estabelecer, até 31 de dezembro de 2027, um plano de redução das emissões que indique de que modo contribuirão para a transição para a neutralidade climática em 2050, com metas intermédias para os anos de 2035 e 2045; e

c) Atingir um nível de emissões zero ou negativas até 2050. As partes envolvidas no estabelecimento de um plano de redução das emissões podem decidir efetuar a referida análise de forma conjunta.

(110) A concretização dos compromissos enunciados no considerando 109 deve ser demonstrada à Direção-Geral da Energia do SPF Economia.

2.5.4. *Características específicas da conceção dos leilões*

2.5.4.1. Regras de fixação dos preços

(111) O mecanismo de leilão competitivo recorre ao formato de leilão de licitação selada, em que os licitantes realizam ofertas anonimamente e o mercado encerra subsequentemente numa única ronda. De acordo com as autoridades belgas, em virtude de não facultar informações ao mercado durante o encerramento do mercado e não permitir que os licitantes atualizem as suas ofertas, o formato de leilão de licitação selada limita as possibilidades de abuso de poder de mercado. As autoridades belgas referem ainda que, ao contrário dos leilões descendentes, com o processo de licitação selada, os licitantes não ficam amarrados durante (normalmente) 2-3 dias nos quais devem estar disponíveis para reagir às informações divulgadas para o processo de leilão. O processo de leilão menos complexo e moroso poderia ajudar a diminuir os obstáculos à entrada, que afetam especialmente os agentes novos e pequenos e os agentes de resposta da procura cuja atividade principal não é o mercado da energia.

(112) Todos os licitantes selecionados obterão uma remuneração da capacidade, com base na regra de pagamento do preço licitado para todos os leilões relativos pelo menos aos dois primeiros períodos de entrega (leilões A-4 e A-1 para os períodos de entrega com início em novembro de 2025 e novembro de 2026). Por outras palavras, os fornecedores de capacidade selecionados receberão, como remuneração da capacidade, o seu preço de licitação.

(113) Após a apresentação ao Parlamento de um relatório de avaliação, a regra de pagamento com preço uniforme poderá aplicar-se aos leilões relativos aos períodos de entrega seguintes. Ao abrigo da regra de pagamento com preço uniforme, a remuneração da capacidade equivale ao preço de licitação da oferta mais alta selecionada (sujeita ao limite de preço intermédio; ver secção 2.5.4.2).

(114) As autoridades belgas consideram que o contexto de adequação na Bélgica por volta de 2025 exigirá uma nova capacidade (ver considerando 29). Por conseguinte, os detentores de capacidade que apresentam estruturas de custos muito heterogéneas serão prováveis licitadores nos primeiros leilões para o MRC. Como tal, as autoridades belgas receiam que alguns fornecedores de capacidade possam beneficiar de elevadas rendas inframarginais do MRC e, portanto, de lucros inesperados caso seja aplicada a regra de pagamento com preço uniforme. De acordo com a Bélgica, teoricamente, num cenário de informações perfeitas com as quais os participantes no mercado possam prever o futuro preço de encerramento do mercado no âmbito do pagamento com preço uniforme, uma regra de pagamento do preço licitado teria o mesmo efeito, já que os licitantes têm incentivos para licitar com esse preço de encerramento previsto. Contudo, na prática, os primeiros leilões para o MRC acarretam inevitavelmente um certo grau de incerteza e imprevisibilidade relacionadas com o potencial preço de mercado uniforme. Por conseguinte, no âmbito de uma regra de pagamento do preço licitado, os intervenientes no mercado poderão agir de forma mais prudente para evitar o risco de não serem selecionados, razão pela qual o pagamento do preço licitado pode produzir um resultado menos dispendioso.

(115) No entanto, a Bélgica considera que a vantagem em termos de custo-eficiência dos leilões com pagamento do preço licitado tenderá provavelmente a diminuir ao longo do tempo, não só porque a exigência de nova capacidade poderá desaparecer, mas também porque a realização frequente de leilões com pagamento do preço licitado permite aos participantes no mercado prever melhor o preço de referência de encerramento do mercado, o que resulta numa curva da oferta «achatada». Acresce que, se o problema da «falta de dinheiro» viesse a desaparecer num horizonte de médio a longo prazo, o pagamento do preço licitado impediria que a tendência de preços atingisse o nível zero, uma vez que os fornecedores de capacidade não têm incentivos para licitar valores zero no âmbito de uma regra de pagamento do preço licitado.

(116) A Bélgica considera que, após os leilões seguintes, a regra de pagamento com preço uniforme poderá tornar-se a melhor opção para estimular a concorrência, dar um sinal de preço transparente e permitir que as remunerações das capacidades tendam para zero quando se preveja que o nível da oferta de capacidade seja adequado para satisfazer o nível da procura de capacidade. Uma característica importante da regra de pagamento com preço uniforme é o facto de o comportamento de licitação racional ser a apresentação de uma oferta que reflete os custos reais. Além disso, uma vez que o pagamento com preço uniforme transmite ao mercado um sinal de preço transparente, essa informação pode ser particularmente valiosa para as unidades de pequena escala e os novos intervenientes no mercado, porquanto pode dar-lhes uma perceção mais clara das condições de mercado atuais e esperadas no futuro, fomentando assim a participação ao longo do tempo. Por outro lado, a regra de pagamento com preço uniforme facilita os acordos contratuais, especialmente para as agregações. Neste sentido, a Bélgica estabelecerá um procedimento que permitirá mudar para a regra de pagamento com preço uniforme quando se revelar vantajoso fazê-lo.

2.5.4.2. Limite de preço intermédio

(117) Conforme descrito pormenorizadamente na secção 2.6, as UMC que necessitem de investimentos avultados podem candidatar-se a um contrato de capacidade plurianual. Por ora, esta regra não se aplica à participação indireta estrangeira, à qual só podem ser adjudicados contratos de um ano (ver considerandos 143 e 144). De acordo com as autoridades belgas, as necessidades de custos de investimento que as UMC inseridas na categoria dos contratos de um ano têm de suprir são baixas ou nulas (caso contrário, seriam elegíveis para um contrato plurianual). Por conseguinte, está prevista a aplicação de um limite de preço intermédio às UMC na categoria de contratos de um ano, a fim de evitar lucros inesperados. Esta regra aplicar-se-á igualmente aos contratos adjudicados à capacidade indireta estrangeira (ver informações pormenorizadas na secção 2.10.1).

(118) As UMC na categoria de contratos de um ano não estarão autorizadas a licitar um preço superior ao limite de preço intermédio. Além disso, mesmo ao abrigo da regra de pagamento com preço uniforme (ver considerando 113), as referidas UMC não receberiam pagamentos de capacidade superiores ao limite de preço intermédio.

(119) De acordo com as autoridades belgas, o limite de preço intermédio obstará igualmente a que os intervenientes com poder de mercado significativo decidam estrategicamente abandonar por um período indefinido ou encerrar a capacidade existente, retirando, assim, efetivamente capacidade do mercado e influenciando o preço de encerramento do mercado. Ao limitar as remunerações máximas de capacidade relativamente às capacidades na categoria de contratos de capacidade de um ano (entre as quais, os ativos existentes), o limite de preço intermédio restringiria as possibilidades de rendas inframarginais excessivas.

(120) As autoridades belgas indicam que o limite de preço intermédio deve, por um lado, ser suficientemente baixo para evitar lucros inesperados, mas, por outro, não deve ser demasiado baixo ao ponto de impedir retornos normais para os investidores, ou mesmo de impedir as UMC de participar no leilão do MRC e criar um sinal de saída indesejado.

(121) A metodologia descrita no Decreto Real que define a metodologia de cálculo dos parâmetros relativos aos leilões no âmbito do mecanismo de remuneração da capacidade determina que o limite de preço intermédio deve ser calibrado de acordo com o nível esperado de «falta de dinheiro» da tecnologia com o pior desempenho a operar atualmente no mercado, tomando em consideração tanto os custos como as receitas.

(122) São tidos em conta os seguintes custos:

a) Os custos de funcionamento e manutenção fixos (FMF) anuais;

b) Os custos de manutenção não anuais anualizados (excluindo os custos relativos a um aumento de capacidade ou ao prolongamento do ciclo de vida de uma instalação);

c) Os custos de ativação para um teste de disponibilidade.

(123) Estas componentes de custos são divididas pelos fatores de redução aplicáveis, dado que o limite de preço intermédio se aplica no leilão em que os preços são expressos por MW reduzido. As autoridades belgas facultaram os dados apresentados no quadro 5 a seguir ([64]).

Quadro 5

Custos anuais totais numa lista restrita de tecnologias existentes ([65])

	Custos FMF anuais [EUR/kW/ano]			Custo de ativação para o teste de disponibilidade [EUR/kW/ano]	Fator de redução ([66])
	BAIXOS	MÉDIOS	ELEVADOS		
TGCC	29	30	41	0	91 %
TGCA	19	19	40	0	90 %
Turborreatores	23	29	29	0	96 %
Resposta do mercado	5	10	15	0,18	36 %

Fonte: Notificação

(124) São tidas em conta as seguintes receitas anuais:

a) As rendas inframarginais anuais auferidas no mercado da eletricidade;

b) As receitas líquidas anuais obtidas com a prestação de serviços de compensação relacionados com a frequência.

(125) As autoridades belgas facultaram os dados apresentados no quadro 6 a seguir:

([64]) A Elia lançou uma consulta pública sobre os cenários, as sensibilidades e os dados para o cálculo dos parâmetros relativos ao MRC para o leilão A-4 em relação ao período de entrega de 2025-2026 [ver considerando 99, alínea a)].

([65]) Valores obtidos no relatório de calibração da Elia. Disponível em: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([66]) Considerando que o intervalo de fatores de redução para as «capacidades térmicas de grande escala» varia entre 85 % e 95 %, é aplicado um fator de redução de pelo menos 90 % às *TGCC*, às *TGCA* e às tecnologias de *turborreatores*. Quanto à tecnologia de *resposta do mercado*, o fator de redução representa uma média que tem em conta as possibilidades variadas incluídas na tecnologia de *resposta do mercado*.

Quadro 6

Receitas anuais totais numa lista restrita de tecnologias existentes ([67])

	Receitas anuais totais [EUR/kW/ano] ([68])		
	BAIXAS	MÉDIAS	ELEVADAS
TGCC	5	11	20
TGCA	10,2	12,6	15,5
Turborreatores	19,3	23,2	27
Resposta do mercado	14,3	17,1	20

Fonte: Notificação

(126) Por último, a «falta de dinheiro» é calculada subtraindo ao valor dos custos anuais a receita anual. Ao resultado da subtração é adicionada uma margem de incerteza de 5 %, a fim de ter em conta as incertezas gerais inerentes a uma estimativa de «falta de dinheiro», especialmente porque a calibração do limite de preço intermédio exige uma generalização dos valores dos custos e das receitas por tecnologia e porque esta estimativa é efetuada até vários anos antes do correspondente período de entrega.

(127) As autoridades belgas facultaram os dados apresentados no quadro 7. Os diferentes «níveis» do valor relativo à «falta de dinheiro» representam a seguinte categorização: o nível 1 considera montantes de custos baixos e montantes de receitas elevados; o nível 2 considera montantes de custos baixos e montantes de receitas médios; o nível 3 considera montantes de custos baixos e montantes de receitas baixos; o nível 4 considera montantes de custos médios e montantes de receitas elevados; o nível 5 considera montantes de custos médios e montantes de receitas médios; o nível 6 considera montantes de custos médios e montantes de receitas baixos.

Quadro 7

Valores relativos à «falta de dinheiro» derivados para uma lista restrita de tecnologias existentes ([69])

«Falta de dinheiro» [EUR/kW reduzido/ano]	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4	Nível 5	Nível 6
TGCC	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
TGCA	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Turborreatores	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Resposta do mercado	0	0	0	0	0	0

Fonte: *Notificação*

([67]) Valores obtidos no relatório de calibração da Elia. Disponível em: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([68]) Importa assinalar que, para efeitos do valor médio global, apenas são tidas em conta as taxas de reserva de mFRR inferiores a 10 EUR/MW/h, uma vez que se considera que os preços abaixo deste limiar representam períodos com problemas de adequação e, por conseguinte, não são representativos para a presente análise. Os valores BAIXOS/MÉDIOS/ELEVADOS são calculados como 60/75/90 % do valor médio global, a fim de ter em conta os custos variáveis associados à reserva de mFRR, como, por exemplo, o custo de um ato de licitação. Para evitar uma dupla contabilização e considerar apenas as receitas líquidas, as receitas líquidas obtidas com a prestação de serviços de compensação relacionados com a frequência foram consideradas da seguinte forma: as receitas com RCF não são tidas em conta, dado que as baterias virão provavelmente a tornar-se a tecnologia dominante no fornecimento de RCF. A tecnologia das baterias não é considerada para efeitos da calibração do limite de preço intermédio, uma vez que se entende que, no contexto do fornecimento de RCF, produz um argumento económico positivo. As receitas com aFRR não são tidas em conta, devido ao pressuposto de que as tecnologias que proporcionam arbitragem de aFRR entre o fornecimento de aFRR e a venda de energia. Por conseguinte, pressupõe-se que as taxas de reserva de aFRR não representam uma receita líquida a somar às rendas inframarginais auferidas no mercado da energia. Considera-se que as receitas com mFRR são relevantes para as tecnologias de turborreatores (que se pressupõe fornecerem um produto de mFRR normalizado) e de resposta do mercado (que se pressupõe fornecer um produto de mFRR flexível), uma vez que, por norma, prestam atualmente estes serviços no mercado. Mais especificamente, as receitas das tecnologias de turborreatores e de resposta do mercado são determinadas por uma percentagem da taxa de reserva média de mFRR ou da renda inframarginal obtida no mercado da energia, consoante a que gerar o maior valor.

([69]) Valores obtidos no relatório de calibração da Elia. Disponível em: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

(128) Com base no contributo e nos dados fornecidos pela Elia, bem como no parecer da entidade reguladora sobre estes dados, as autoridades belgas fixaram o limite de preço intermédio para o primeiro leilão, ou seja, o leilão A-4, cujo período de entrega ocorrerá entre novembro de 2025 e outubro de 2026, em 20 EUR/kW reduzido/ano.

(129) Durante o procedimento formal de investigação, a Bélgica instituiu um mecanismo que permite uma derrogação individual do limite de preço intermédio ([70]).

(130) O mecanismo de derrogação foi introduzido no Decreto Real que determina a metodologia de cálculo da capacidade e os parâmetros relativos aos leilões no contexto do MRC. Este mecanismo é aplicável tanto às capacidades nacionais como às capacidades transfronteiriças indiretas.

(131) De acordo com o Decreto Real, para o primeiro leilão, devido ao tempo limitado entre a conceção do mecanismo de derrogação e a preparação do primeiro leilão, a derrogação será concedida *ex post*, isto é, após o encerramento do leilão. A Bélgica explicou que os potenciais beneficiários requererão a derrogação antes dos leilões e prestarão todas as informações relevantes antes dos leilões. Todos os critérios e regras aplicáveis à derrogação serão definidos de forma transparente antes dos leilões. A derrogação não será dependente das ofertas apresentadas por qualquer participante nos leilões. Por último, caso se conclua posteriormente que algumas unidades não são elegíveis para a derrogação e os seus pagamentos sejam objeto de cortes, tal não prejudica o resultado (contrato, pagamento e quantidade adjudicada) em relação às demais unidades que tenham participado no leilão.

2.5.4.3. Regras de encerramento

(132) O leilão de capacidade deve ser encerrado com a escolha da combinação de licitações que maximize o bem-estar social, tendo em conta a curva da procura (definida administrativamente) e a curva da oferta (ao agregar as diferentes licitações dos detentores de capacidade) e tendo em consideração o volume e as componentes dos preços das diferentes licitações. Neste contexto, o bem-estar social é calculado como a soma do excedente do consumidor (excedente para a sociedade gerado pela satisfação da procura de segurança do aprovisionamento a um preço inferior à disponibilidade para pagar capacidade, definida pela curva da procura) com o excedente do produtor (excedente para os fornecedores de capacidade gerado pela seleção das suas licitações a um preço superior ao preço de licitação).

(133) Caso haja várias opções de encerramento (ou seja, uma combinação de licitações) equivalentes em termos de maximização do excedente económico, é selecionada a opção com as emissões de CO_2 mais baixas. Caso haja duas opções equivalentes em termos de maximização do excedente económico e de emissões médias ponderadas de CO_2, é selecionada a opção com a duração média ponderada do contrato mais curta, no intuito de limitar a vinculação ao longo de vários anos ([71]).

(134) O algoritmo do leilão terá igualmente em conta os condicionalismos de rede, de tal maneira que rejeitará determinadas combinações de licitações que, juntas, não são viáveis para a rede. O conjunto de condicionalismos de rede relacionados com a rede do ORT a aplicar durante o encerramento do leilão será determinado antes de ser efetuado o encerramento do leilão e será norteado por considerações de segurança do sistema ou por limitações de espaço físico.

2.6. **Duração do contrato**

(135) De acordo com as autoridades belgas, uma duração mais prolongada do contrato de capacidade permite ao fornecedor de capacidade garantir um financiamento de longo prazo, para diluir os custos de investimento por um período mais extenso. Desta forma, é possível reduzir a remuneração da capacidade necessária por ano e ajudar a garantir que um projeto novo seja competitivo face aos projetos existentes no mercado. O potencial de novas entradas com preços competitivos também é um aspeto extremamente importante para controlar o poder de mercado dos fornecedores de capacidade existentes.

([70]) Em fevereiro de 2021, foi realizada uma consulta pública sobre uma metodologia para a obtenção de uma derrogação individual.

([71]) Os fornecedores de capacidade são obrigados a prestar informações sobre as emissões de CO_2 das suas UMC durante o processo de pré-qualificação. As Regras de Funcionamento do MRC belga (ver secção 18.1.17) fornecem orientações para calcular as emissões específicas e anuais, com base no parecer n.º 22/2019 da ACER.

(136) No entanto, uma duração mais prolongada do contrato de capacidade pode igualmente «vincular» o mercado da energia durante mais tempo a determinada tecnologia. Por conseguinte, o Estado belga optou por diferentes categorias de capacidade (1 ano, até 3, 8 e 15 anos). Em resultado desta medida, os novos investimentos não obtêm imediatamente um contrato de capacidade com a vigência máxima (15 anos), evitando assim que o futuro mercado da energia fique fechado à entrada de tecnologias novas (e potencialmente mais respeitadoras do ambiente).

(137) Ao abrigo do Decreto Real de 12 de dezembro de 2019 ([72]) proposto pela CREG, os custos elegíveis são definidos como: «despesas de investimento iniciais e não recorrentes, ordenadas a partir da data de publicação dos resultados do leilão em que a licitação para essa capacidade é selecionada, e realizadas, o mais tardar, no dia anterior ao primeiro dia do período de fornecimento da capacidade, necessárias para a construção e/ou o fornecimento dos elementos físicos e técnicos essenciais da capacidade, e para efeitos de disponibilização de capacidade adicional ao mercado belga, a partir do primeiro período de entrega abrangido pelo contrato de capacidade». Para a capacidade existente, as despesas que se traduzem na disponibilização de capacidade adicional são: i) as despesas necessárias para permitir que a capacidade cumpra as normas ambientais e, desta forma, se mantenha no mercado; ii) as despesas necessárias para aumentar a capacidade instalada ou o tempo de vida técnico da instalação; e iii) no que se refere à capacidade direta estrangeira, as despesas necessárias para ligar a unidade a uma rede dentro da zona de controlo belga (ver secção 2.10.2).

(138) O decreto real proposto estabelece os limiares apresentados no quadro 8. Estes limiares de investimento foram calculados por forma a assegurar que a estimativa de custos de investimento anualizados médios seja igual entre as categorias de capacidade relacionadas com uma duração máxima do contrato de capacidade de 15, 8 e 3 anos. A CREG proporá a atualização dos limiares de investimento quando se afigurar necessário e, no mínimo, de três em três anos ([73]). Os limiares têm em conta a capacidade instalada, e não a capacidade reduzida. De acordo com a Bélgica, se os limiares de investimento tivessem em conta a capacidade reduzida oferecida pela UMC em vez da capacidade instalada, as capacidades com um elevado fator de redução atingiriam mais facilmente os limiares de investimento para os contratos plurianuais, o que não seria compaginável com o objetivo do MRC.

Quadro 8

Limiares de investimento aplicáveis aos contratos de remuneração da capacidade de longo prazo

Duração do contrato	**Limiares propostos pela CREG**	**Nova proposta do Governo belga**
Anos	***€/kW***	***€/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Fonte: SPF Economia

(139) A CREG controlará os custos de investimento para assegurar, tanto na apresentação *ex ante* como *ex post* da unidade, que a categoria de capacidade atribuída a cada fornecedor de capacidade seja adequada. Mais concretamente, o fornecedor de capacidade tem de facultar uma pasta de investimento *ex post* que a entidade reguladora possa utilizar na sua avaliação *ex post* da categoria de capacidade atribuída. Se a análise *ex post* revelar que os critérios de custos não foram preenchidos (incluindo um intervalo de tolerância limitado para refletir pequenas incertezas), as condições contratuais poderão ser revistas (p. ex., a reclassificação da UMC na categoria de contrato apropriada). Além disso, caso a pasta de investimento *ex post* não seja facultada (atempadamente), há também a possibilidade de a entidade reguladora reclassificar a UMC na categoria de capacidade de um ano.

(140) De acordo com a proposta inicial, é igualmente atribuída uma categoria de contrato às ofertas agregadas. Se uma oferta agregada for constituída por capacidades que correspondem a diferentes categorias de contratos, é-lhe atribuída a categoria de contrato correspondente à capacidade com a categoria de contrato de menor duração.

([72]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c1907.

([73]) Os limiares de investimento são definidos por decreto real sob proposta da entidade reguladora (artigo 6.º, n.º 2, do decreto real publicado).

(141) Esta proposta foi revista na sequência do procedimento formal de investigação. De acordo com o Decreto Real que define os limiares de investimento, os critérios de elegibilidade aplicáveis aos custos de investimento e o procedimento de pontuação, cada capacidade faz parte de uma oferta agregada classificada numa categoria de capacidade. Com base na classificação das capacidades, a CREG determina, quando aplicável, as suas diferentes combinações de classificações e liga cada combinação a uma potência nominal de referência máxima que corresponde à soma das capacidades nominais de referência das capacidades da oferta agregada, as quais são classificadas numa categoria de capacidade igual ou superior à categoria de capacidade especificada. O gestor da oferta agregada baseia-se nessa informação para escolher a categoria de capacidade que se aplica à oferta agregada.

(142) Na sequência do procedimento formal de investigação, a Bélgica alterou igualmente as disposições do decreto real respeitantes aos custos de investimento elegíveis. Nos termos do decreto real alterado, apenas os custos de adaptação às futuras normas da União serão elegíveis no âmbito do MRC.

(143) De acordo com as autoridades belgas, a possibilidade de contratos plurianuais não pode ser prevista para a capacidade estrangeira, dado que, a longo prazo, nem sempre será possível garantir uma capacidade de entrada suficiente. Esta última depende não só do nível de interligação e da sua disponibilidade, mas também do risco de pressão simultânea na rede com os países vizinhos, tratando-se de um risco que pode variar significativamente ao longo do tempo, dependendo do contexto de adequação e de mercado noutros países.

(144) As autoridades belgas comprometeram-se, no entanto, a reverem a possibilidade de as capacidades estrangeiras terem acesso aos contratos plurianuais. A primeira revisão será efetuada até 15 de janeiro de 2023 e, ulteriormente, de dois em dois anos. Se a revisão demonstrar que os riscos relativos ao nível e à disponibilidade do interconector e o risco de pressão da rede simultânea estão adequadamente atenuados, de modo que os contratos com duração de mais de um ano para a capacidade indireta estrangeira não criem riscos desproporcionados para a adequação, poderão ser adjudicados contratos plurianuais a capacidades estrangeiras.

(145) Por último, a capacidade não confirmada só pode ser elegível para um contrato de capacidade de um ano, atendendo à dificuldade em justificar valores precisos dos custos, que permitiriam inseri-los numa das categorias de contratos plurianuais (ver secção 2.4.4).

2.7. **Obrigações**

2.7.1. *Opções de fiabilidade*

(146) No mecanismo de capacidade belga, a contraparte no contrato compra a capacidade aos fornecedores de capacidade sob a forma de opções de fiabilidade. Os fornecedores de capacidade selecionados no leilão vendem as opções de fiabilidade ao comprador central e recebem, em contrapartida, uma remuneração fixa da capacidade. Sempre que o preço de referência exceda um nível predefinido – o chamado preço de exercício –, o fornecedor de capacidade tem a obrigação de devolver ao comprador central a diferença entre o preço de referência e o preço de exercício, calculada sobre os volumes de capacidade contratados.

(147) Consequentemente, as receitas obtidas pelo fornecedor de capacidade no mercado apenas centrado na energia estão sujeitas ao limite do preço de exercício, mas, em contrapartida, é assegurada aos fornecedores de capacidade uma remuneração fixa e certa da capacidade. Por outras palavras, os fornecedores de capacidade cedem parte das suas rendas de escassez incertas para receber, em contrapartida, uma remuneração certa da capacidade, reduzindo consideravelmente o risco de receitas voláteis e, por conseguinte, os riscos relacionados com o investimento a realizar. A opção de fiabilidade tem um duplo objetivo: primeiro, a obrigação de devolução limita as possibilidades de lucros inesperados e, segundo, incentiva as UMC a manterem-se disponíveis em momentos importantes para a segurança do aprovisionamento.

2.7.2. *Preço de referência*

(148) A Bélgica escolheu o preço do mercado para o dia seguinte (MDS) como preço de referência. Segundo a Bélgica, as principais vantagens desta escolha são as seguintes:

(a) O MDS representa o sinal de mercado mais pertinente relativamente aos problemas de adequação, dado que, na sua maioria, os fatores subjacentes às posições dos intervenientes no mercado estão incorporados no planeamento e nas previsões da produção;

(b) O MDS tem uma importante função de sinalização e representa o mercado à vista mais forte e com maior liquidez, devido à sua granularidade e ao elevado nível de exatidão dos pressupostos, que se reflete nos volumes transacionados;

(c) Após a correspondência para o dia seguinte no sistema belga, todos os agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios devem estar equilibrados (nomeação para o dia seguinte às 15h00) e, nesse preciso momento, o mercado é liquidado. Deste modo, o MDS constitui a última oportunidade no calendário de produtos de eletricidade para cruzar todas as procuras e ofertas remanescentes após o mercado a prazo e antes das necessidades de flexibilidade dos mercados intradiário e de compensação;

(d) Devido à sua posição temporal nos mercados à vista, deve permitir que todas as tecnologias (p. ex., também as capacidades lentas) possam reagir.

(149) A Bélgica explicou que a metodologia do preço de referência poderá ser futuramente revista, no sentido de assegurar que envia o sinal de preço mais adequado, logo que a maturidade dos outros mercados à vista aumentem para um nível próximo do mercado para o dia seguinte. Concretamente, os preços do mercado intradiário poderão ser novamente considerados, assim que a liquidez for suficiente e o mercado for contínuo.

(150) A Bélgica optou por um preço de exercício único com algumas correções, a fim de assegurar a abertura do sistema no plano tecnológico e de limitar os lucros inesperados na calibração. De acordo com as autoridades belgas, estas correções são necessárias para reduzir o risco de haver um preço de exercício único para a participação de algumas tecnologias no MRC. Sem estas correções, as tecnologias com custos marginais a curto prazo superiores ao preço de exercício poderiam ser particularmente afetadas.

(151) Conforme disposto no artigo 7.º-J, n.º 2, da Lei da Eletricidade, o parâmetro do preço de exercício será calibrado todos os anos por decreto ministerial adotado, o mais tardar, em 31 de março do ano em causa (simultaneamente para os leilões A-4 e A-1) e assente na metodologia definida no Decreto Real sobre os parâmetros relativos aos leilões.

(152) Assim, terá por base uma análise das curvas agregadas que reunirão a parte flexível do volume da reação do mercado observada no MDS, ponderadas ao longo de um período de três anos para os períodos relevantes durante esses três anos (dias úteis no inverno). A metodologia indica que o preço de exercício calibrado deve ser escolhido dentro do intervalo correspondente [75 % a 85 %] do volume com preços flexíveis da reação do mercado que reage ao mesmo, e tendo em conta uma série de princípios orientadores:

a) Primeiro critério: os custos marginais a curto prazo (SRMC) das tecnologias com uma programação diária devem ser cobertos pelo preço de exercício selecionado;

b) Segundo critério: a calibração do preço de exercício tem em conta a forma da curva de calibração;

c) Terceiro critério: a calibração do preço de exercício tem em conta a evolução do mercado da energia;

d) Quarto critério: estabilidade do preço de exercício ao longo do tempo; e

e) Quinto critério: uma possibilidade razoável de o preço de exercício ser alcançado pelo preço de referência.

(153) Para a avaliação do primeiro critério, são tomados em consideração os resultados e as hipóteses utilizados no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019, especialmente nas secções 2.9.3 e 2.9.4. O cálculo destes custos marginais a curto prazo assenta em diversos pressupostos: uma estimativa dos preços dos combustíveis, uma estimativa da evolução potencial do preço do CO_2, uma estimativa do desempenho («eficiência») das várias tecnologias consideradas no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 (neste caso, TGCC, TGCA e gerador Diesel).

(154) A Bélgica propôs um intervalo indicativo de preços de exercício calibrados, baseado nos três últimos períodos de inverno (inverno de 2016/2017 até inverno de 2018/2019), a diminuir para [320-500] EUR/MWh.

(155) Tal implica que o preço de exercício poderá evoluir ao longo do tempo (apesar de se manter fixo para a duração do contrato de capacidade de uma UMC), em sintonia com a evolução no mercado da energia, e que os contratos de capacidade resultantes de um leilão não incluem necessariamente o mesmo preço de exercício que os contratos de capacidade relacionados com outro leilão. Em qualquer caso, os fornecedores de capacidade serão informados do preço de exercício aplicável antes de cada leilão, o que lhes permitirá ponderar essa informação nas suas licitações.

(156) Além disso, a Bélgica optou por dar às UMC sem obrigação de programação individual (os prestadores de resposta da procura e os agregadores inserem-se normalmente nesta categoria) a possibilidade de substituir o preço de exercício único pelo seu preço de mercado declarado (ou seja, os seus custos marginais a curto prazo) na obrigação de devolução, sempre que este seja superior ao preço de exercício único. Por outras palavras, as UMC sem obrigação de programação individual (e, portanto, os prestadores de resposta da procura) só estão sujeitas à obrigação de

devolução se o preço de referência exceder o seu preço de mercado declarado, que representa o preço acima do qual estes fornecedores de capacidade declararam ter fornecido energia ao mercado da energia. Quer isto dizer que, no caso de a calibração do preço de exercício único resultar num preço inferior aos respetivos custos de ativação, estas UMC não são obrigadas a devolver as receitas não obtidas no mercado da energia (se o preço de referência exceder o preço de exercício mas continuar inferior ao preço de mercado declarado das UMC). Esta medida foi introduzida após o processo de consulta pública para acalmar os receios dos prestadores de resposta da procura e de outras partes de que, caso contrário, enfrentariam mais dificuldades para participar, dado que poderiam ser sujeitos a devoluções sem o respetivo despacho e depois de terem inicialmente obtido receitas. De acordo com a Bélgica, a medida também assegura uma abertura no plano tecnológico e, ao mesmo tempo, limita os lucros inesperados. Mais concretamente, de acordo com as autoridades, este elemento da conceção deve possibilitar expressamente a participação da resposta da procura no MRC e de qualquer outra tecnologia com custos marginais a curto prazo mais altos.

(157) Além disso, as UMC sem obrigação de programação individual podem decidir declarar, como preço de mercado declarado, vários preços para o dia seguinte. Trata-se de um aspeto especialmente importante para os agregadores, que podem ter uma carteira constituída por UMC com diferentes preços marginais e refletir a sua curva de custos real. O intuito é evitar que seja aplicada a obrigação de devolução à energia que não tenha sido vendida no mercado e nos casos em que não tenham sido obtidas receitas.

2.7.3. *Devoluções*

2.7.3.1. Descrição

(158) Sempre que o preço da eletricidade no mercado grossista para o dia seguinte exceda o preço de exercício, o fornecedor de capacidade tem de pagar à Elia a diferença entre o preço de referência e o preço de exercício, calculada sobre os volumes de capacidade contratados. Consequentemente, as receitas obtidas pelo fornecedor de capacidade no mercado apenas centrado na energia estão sujeitas ao limite do preço de exercício, mas, em contrapartida, é assegurada aos fornecedores de capacidade uma remuneração fixa e certa da capacidade.

(159) O fornecedor de capacidade estará sujeito à obrigação de devolução, independentemente de ter ou não vendido eletricidade a preços elevados durante o período de liquidação em causa.

(160) Importa acrescentar que a opção de fiabilidade é concebida de modo que as indisponibilidades previstas e imprevistas de ativos comunicadas com a devida antecedência sejam isentas da referida obrigação de devolução, no limite da indisponibilidade. Com efeito, a obrigação de devolução tem como objetivo evitar lucros inesperados, mediante o reembolso das receitas não previstas obtidas no mercado da energia. Porém, em caso de indisponibilidades (sejam elas previstas ou imprevistas), não é fornecida energia. Consequentemente, em caso de indisponibilidades (devidamente comunicadas), é impossível o fornecedor de capacidade refletir as receitas de energia mais altas resultantes dos maiores picos de preços, razão pela qual a obrigação de devolução não deve aplicar-se nestas circunstâncias.

(161) As unidades de resposta da procura e restantes capacidades sem obrigação de programação diária estão sujeitas à obrigação de devolução se o preço de referência exceder o seu preço de mercado declarado (ver considerando 156).

(162) As autoridades belgas comprometeram-se a realizar uma análise técnica e económica, que examinará as licitações e os resultados dos leilões, centrando-se particularmente nos efeitos da obrigação de devolução. A análise será efetuada de dois em dois anos, com início após o primeiro leilão na primavera de 2022. Os resultados da análise serão objeto de consulta pública.

2.7.3.2. Mecanismos de limitação de perdas

(163) A Bélgica estabelecerá igualmente um mecanismo de limitação de perdas aplicável quer à obrigação de devolução (ligada às opções de fiabilidade), quer às sanções por indisponibilidade, as quais se aplicam de forma cumulativa (ver secção 2.8.4).

(164) O mecanismo de limitação de perdas implica que o fornecedor de capacidade no âmbito do MRC nunca terá de reembolsar um montante que ultrapasse o valor da sua remuneração anual da capacidade. Por outras palavras, caso o valor do contrato seja reduzido a zero, não há qualquer obrigação de pagamento (seja para as opções de fiabilidade, seja para os pagamentos de disponibilidade). Este princípio implica uma limitação útil dos riscos para o fornecedor de capacidade, permitindo licitações a zero caso a «falta de dinheiro» no mercado da energia seja reduzida a zero. Pelo contrário, sem um mecanismo de limitação de perdas desta natureza, o fornecedor de

capacidade arriscar-se-ia a ficar sujeito à obrigação de devolução e/ou a uma sanção, mesmo nos casos em que não teria «falta de dinheiro» e um valor do contrato de capacidade de 0 EUR. A fim de cobrir esse risco, um fornecedor de capacidade jamais licitaria 0 EUR/MW/ano (mesmo nos casos em que não teria «falta de dinheiro») sem a introdução deste mecanismo de limitação de perdas.

2.8. **Monitorização da disponibilidade, testes e sanções**

2.8.1. *Controlo pré-entrega*

(165) Durante o período de pré-entrega (ou seja, o período após uma UMC ser selecionada no leilão, mas antes do início do período de entrega), os fornecedores de capacidade selecionados estão sujeitos a um conjunto de requisitos, para assegurar que a respetiva capacidade contratada estará disponível no início do período de entrega e contribuir para a segurança do aprovisionamento. Estes requisitos visam, nomeadamente, atenuar o risco de jogo e colmatar a incerteza inerente aos novos investimentos (p. ex., um atraso nas obras de construção).

(166) É necessária uma garantia financeira condicional para assegurar o cumprimento exigido e atempado de todas as obrigações no que respeita aos controlos pré-entrega decorrentes do contrato de capacidade e/ou das Regras de Funcionamento das Regras de Mercado do MRC (ver considerando 108). Em caso de incumprimento das obrigações do fornecedor de capacidade durante um período de pré-entrega, a garantia financeira pode ser acionada.

(167) Para as UMC existentes, serão organizados testes de disponibilidade pré-entrega, sendo aplicáveis sanções em caso de não conformidade. Além disso, para as UMC adicionais e virtuais, estão previstas obrigações suplementares e requisitos de acompanhamento entre o A-4 e o período de entrega. O acompanhamento pré-entrega destas novas capacidades terá por base o planeamento detalhado do projeto facultado pelo fornecedor de capacidade. Se o fornecedor de capacidade não atingir os marcos definidos no planeamento do projeto, dando origem a um atraso residual, serão aplicáveis sanções, incluindo sanções financeiras (cobertas pela garantia financeira), ou, nalguns casos, a redução da capacidade inicialmente contratada (e, portanto, da remuneração anual da capacidade) e/ou a redução da duração do contrato de capacidade (e, portanto, do número de anos durante os quais será auferida uma remuneração da capacidade).

2.8.2. *Monitorização da disponibilidade*

(168) O ORT belga assegura a disponibilidade de todas as UMC contratadas (tendo em conta a redução) para atingir o nível pretendido de segurança do aprovisionamento. Sendo o objetivo principal do MRC assegurar um nível de capacidade adequado na rede, a monitorização da disponibilidade é efetuada nos períodos relevantes para a segurança do aprovisionamento. A este respeito, é definido um acionador de monitorização da disponibilidade (AMD) para identificar os períodos relevantes do ponto de vista da adequação e durante os quais o ORT monitorizará a disponibilidade das UMC.

(169) O AMD baseia-se no preço do mercado para o dia seguinte. Os motivos subjacentes à escolha do preço do mercado para o dia seguinte são idênticos aos da obrigação de devolução, descrita na secção 2.7.2. Durante os momentos AMD (ou seja, momentos em que o preço do mercado para o dia seguinte excede o AMD), o ORT pode verificar se a capacidade contratada é efetivamente capaz de responder a um sinal do mercado para o dia seguinte. Se a capacidade não cumprir a capacidade obrigatória ([74]) (de acordo com os termos e condições do contrato de capacidade e com as regras de funcionamento), a parte da obrigação que não estava disponível fica sujeita a sanções, salvo se a UMC conseguir cobrir a diferença positiva entre a capacidade obrigatória e a capacidade disponível ([75]) através do mercado secundário do MRC (ver secção 2.9). Ao vender obrigações no mercado secundário, o fornecedor de capacidade pode reduzir eficazmente a capacidade obrigatória, a fim de evitar uma divergência entre as capacidades obrigatória e disponível e, por conseguinte, sanções.

(170) Para o cálculo da capacidade obrigatória, estabelece-se uma distinção entre os ativos energéticos condicionados e os ativos energéticos não condicionados, dado que contribuem de forma diferente para a segurança do aprovisionamento. Um ativo energético condicionado (p. ex., baterias, resposta da procura) só pode estar disponível durante determinado número de horas consecutivas, ao passo que estes condicionalismos não se aplicam aos ativos não condicionados.

([74]) O volume que uma UMC é obrigada a disponibilizar durante os testes de disponibilidade e a monitorização da disponibilidade.

([75]) A capacidade da UMC que está efetivamente disponível durante o mecanismo de monitorização da disponibilidade ou o teste de disponibilidade.

(171) Em relação aos ativos energéticos não condicionados (p. ex., instalações térmicas, parques eólicos), a duração do momento AMD (expressa em número de horas) não afeta a capacidade disponível. Em média, estes ativos devem ser capazes de fornecer pelo menos a sua capacidade reduzida. Por conseguinte, em cada hora AMD durante o contrato de capacidade, a capacidade obrigatória equivale à capacidade reduzida do ativo conforme determinada na fase de pré-qualificação.

(172) Uma vez que os ativos energéticos condicionados (p. ex., baterias, resposta da procura) só podem estar disponíveis durante determinado número de horas consecutivas, na fase de pré-qualificação, estas UMC podem selecionar um acordo de nível de serviço (ANS) específico. Por conseguinte, a capacidade obrigatória equivale à capacidade reduzida durante as horas dentro dos seus condicionalismos de energia. A capacidade obrigatória equivalerá a 0 MW em qualquer outra hora AMD no mesmo dia. A UMC tem liberdade para despachar o seu ativo em qualquer momento AMD entre um conjunto de horas AMD que tenha escolhido, desde que tenha entregado pelo menos o seu ANS ao longo da totalidade das horas AMD de um dia.

(173) Quanto aos fornecedores de capacidade com obrigação de programação diária no mercado da energia, pressupõe-se que dispõem de uma capacidade disponível em cada hora AMD de potência máxima (Pmáx) disponível ([76]).

(174) Por outro lado, há uma menor visibilidade da disponibilidade real por parte dos fornecedores de capacidade sem a referida obrigação de programação. Por conseguinte, estes últimos fornecedores de capacidade estão sempre obrigados a comunicar, antes do encerramento do mercado para o dia seguinte, um preço para o dia seguinte acima do qual forneceriam energia ao mercado com a UMC, cumprindo pelo menos a capacidade obrigatória, que pode ser superior ao preço de AMD. Caso o encerramento do mercado seja feito abaixo desse preço, pressupõe-se que a unidade está disponível (mas não está a fornecer energia) de acordo com uma declaração. Em caso de encerramento do mercado acima do preço para o dia seguinte declarado, o ORT verificará o fornecimento da energia. Desta forma, a monitorização não impõe o fornecimento da energia durante todos os momentos AMD, mas apenas caso as condições do mercado sejam favoráveis para a UMC (ou seja, o preço para o dia seguinte declarado).

(175) Facultativamente, os fornecedores de capacidade sem obrigação de programação também podem declarar outros preços para indicar a entrega noutros mercados (mercados intradiários ou de compensação) e/ou para volumes mais pequenos. O intuito é refletir o funcionamento do mercado, já que parte da energia pode ser vendida num regime mais próximo do de tempo real. Para monitorizar a disponibilidade, o ORT utilizará o preço correspondente ao momento da entrega da energia. Se o preço ou os preços declarados nunca forem ultrapassados no(s) respetivo(s) mercado(s), o ativo não será suficientemente visível no mercado e, consequentemente, será mais propenso a testes. As Regras de Funcionamento do MRC incluirão o direito de o ORT solicitar um número determinado de testes durante um período de entrega (ver a secção 2.8.3).

(176) De acordo com a Bélgica, existem dois motivos principais que levam um fornecedor de capacidade a declarar preços corretos para as suas UMC, no que respeita à obrigação de devolução e à monitorização da disponibilidade:

a) Um despacho efetivo da UMC em resposta a um preço declarado contribui para a credibilidade da aptidão da unidade para responder ao mercado. Tal como referido atrás, deste modo, é menos provável a realização de testes de disponibilidade. Os custos associados a estes testes são suportados pelo fornecedor de capacidade (ver considerando 181), que cria um incentivo para demonstrar disponibilidade através do mecanismo de preços declarados;

b) Durante as horas AMD com obrigação de devolução, o despacho da UMC é verificado de acordo com os preços declarados pelo fornecedor de capacidade. Por outras palavras, o ORT deve poder medir o volume a entregar comunicado, bem como a margem a preservar. A título de exemplo: se uma UMC tiver indicado que, com base nos preços de mercado obtidos, despacharia energia a 90 % da capacidade contratada, deve ser medida uma entrega de 90 %, bem como uma margem de 10 %, em comparação com o limite técnico. O eventual incumprimento do fornecimento de energia ou da margem comunicada resultará na aplicação de sanções de disponibilidade. Tal permite evitar falsas declarações dos preços no intuito de contornar a obrigação de devolução. Fora das horas AMD com obrigação de devolução, estas verificações não serão efetuadas, dado que não existe este tipo de ganhos potenciais para o fornecedor de capacidade.

([76]) A potência máxima (em MW) que o ponto de entrega pode injetar (ou retirar) na rede da Elia durante determinado quarto de hora, tendo em conta todas as restrições técnicas, operacionais, meteorológicas ou de outra natureza conhecidas no momento da notificação à Elia com a programação diária, sem ter em conta qualquer participação do ponto de entrega na prestação dos serviços de compensação.

2.8.3. *Testes*

(177) A Elia pode verificar a disponibilidade de uma UMC através de testes de disponibilidade sem aviso prévio. Estes testes serão notificados pela Elia ao fornecedor de capacidade, o mais tardar, entre as 15h00 (hora da Europa Central) e as 15h30 (hora da Europa Central) do dia anterior ao do teste de disponibilidade, ou seja, na mesma altura em que é comunicada a identificação das horas AMD.

(178) A Elia pode realizar até três testes bem-sucedidos a uma UMC durante o período de inverno e um teste bem-sucedido fora do período de inverno. Além disso, a Elia reserva-se o direito de realizar, no máximo, um teste bem-sucedido em toda a duração do ANS (caso exista). A Elia não levará a cabo testes de disponibilidade num período durante o qual tenha conhecimento prévio da indisponibilidade prevista da UMC em causa no que toca à (parte da) capacidade que não está disponível (ou seja, a capacidade obrigatória é limitada à capacidade disponível conhecida).

(179) A Elia selecionará as UMC a testar em conformidade com um procedimento interno, que não será divulgado ao público. Todavia, a Elia deve basear o seu procedimento em critérios que incluam, entre outros:

a) O volume de disponibilidade confirmada da UMC relativamente a todas as outras UMC abrangidas por um contrato de capacidade no período de entrega em curso;

b) Os testes de disponibilidade em que a UMC tenha anteriormente reprovado;

c) A capacidade em falta durante a monitorização da disponibilidade;

d) A correlação entre o rendimento da UMC e os preços de mercado declarados.

(180) Quando a Elia notifica ao fornecedor de capacidade o teste de disponibilidade juntamente com a sua duração prevista (duração total do ANS ou um quarto de hora), a notificação deve conter igualmente as horas de início e fim. Nesse período, o fornecedor de capacidade é livre de organizar o fornecimento de energia da forma que mais lhe convier.

(181) Qualquer capacidade em falta durante esse período fica sujeita a uma sanção de disponibilidade. Os eventuais custos dos testes de disponibilidade são suportados pelo fornecedor de capacidade.

2.8.4. *Sanções*

(182) Durante uma hora AMD, qualquer capacidade em falta, ou seja, a diferença positiva entre as capacidades obrigatória e disponível, fica sujeita a uma sanção de disponibilidade.

(183) O montante total das sanções de disponibilidade passíveis de serem impostas em relação a uma UMC, para um período de entrega e para uma capacidade em falta sujeita a uma obrigação no mercado primário ou uma transação no mercado secundário, cujo período da transação abranja pelo menos um período de entrega completo, é limitado aos preços de licitação selecionados e adjudicados nos leilões para o período de entrega, multiplicado pelas capacidades contratadas nos leilões.

(184) O montante total das sanções de disponibilidade passíveis de serem impostas em relação a uma UMC, para um mês e para uma capacidade em falta decorrente de uma obrigação no mercado primário ou uma transação no mercado secundário, cujo período da transação abranja pelo menos um período de entrega completo, é limitado a 20 % dos preços de licitação selecionados e adjudicados nos leilões para o período de entrega, multiplicado pelas capacidades contratadas nos leilões.

(185) Caso seja apurada uma capacidade em falta superior a 20 % da capacidade obrigatória durante três momentos AMD e/ou testes de disponibilidade distintos para a mesma UMC, a Elia emite uma revisão em baixa da remuneração da capacidade para essa UMC, proporcional à capacidade em falta máxima apurada durante o período em causa. No entanto, o fornecedor de capacidade mantém uma obrigação de disponibilidade e permanece sujeito a possíveis sanções de disponibilidade para essa UMC, à semelhança do contrato de capacidade inicial. O valor total do contrato não é alterado. A remuneração da capacidade inicial é restabelecida logo que a UMC tenha efetivamente fornecido a sua capacidade obrigatória, correspondente à capacidade contratada e ao ANS no contrato principal, durante três momentos AMD ou testes de disponibilidade consecutivos.

(186) Se a UMC tiver sido objeto de uma revisão em baixa da remuneração da capacidade durante dois períodos de entrega consecutivos e a UMC não tiver conseguido, em ambos os casos, restabelecer a remuneração da capacidade inicial no prazo de 12 semanas após cada revisão, deixará de ser possível à UMC restabelecer a remuneração da capacidade inicial, e todos os contratos de capacidade aplicáveis aos períodos de entrega a partir do período coberto pelo leilão A-1 seguinte à aplicação desta cláusula são resolvidos.

2.9. **Mercado secundário**

(187) A Bélgica estabelecerá um mercado secundário para dotar os fornecedores de capacidade de um mecanismo que lhes permita melhorar a sua gestão dos riscos no âmbito do MRC. Com efeito, se um fornecedor de capacidade for confrontado com uma disponibilidade inferior à projetada (inferior à sua capacidade obrigatória, calculada em conformidade com as Regras de Mercado), tem a possibilidade de cobrir a diferença positiva entre a sua capacidade obrigatória contratual e a sua capacidade disponível no mercado secundário, sem ser objeto de sanções por indisponibilidade. No caso das transações no mercado secundário, é efetuada uma transferência integral das obrigações, incluindo o preço de exercício da obrigação inicial.

(188) O mercado secundário será implementado, o mais tardar, um ano após o início do primeiro período de entrega. As Regras de Funcionamento do MRC estipulam as modalidades aplicáveis ao mecanismo do mercado secundário.

2.10. **Participação de capacidades transfronteiriças**

(189) A Bélgica permitirá, desde a primeira entrega, a participação de capacidades estrangeiras situadas num Estado-Membro que tenha uma ligação de rede direta com a Bélgica. As regras são estipuladas num decreto real ([77]). De acordo com a Bélgica, uma vez que as metodologias, regras comuns e regras mencionadas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento Eletricidade foram aprovadas apenas em dezembro de 2020 ([78]), e uma vez que os ORT ainda não conseguiram celebrar os acordos necessários, não foi possível organizar a participação transfronteiriça a partir do primeiro leilão A-4. De acordo com as autoridades belgas, esta participação será posta em prática o mais rapidamente possível. Entretanto, foi reservado um volume para o leilão A-1, assegurando que as capacidades transfronteiriças poderão participar a partir do primeiro ano de fornecimento, ou seja, 2025.

(190) A participação estará aberta a todas as tecnologias, distinguindo dois tipos de capacidade estrangeira: a direta e a indireta.

2.10.1. *Participação de capacidade indireta estrangeira*

(191) A capacidade indireta estrangeira é a capacidade situada nos Estados-Membros vizinhos. Para cada um dos Estados-Membros vizinhos, é organizado um pré-leilão. Atendendo à capacidade limitada nos interconectores, a finalidade do pré-leilão é assegurar uma pré-qualificação eficiente, dado tratar-se de um pré-requisito do leilão principal. Cada pré-leilão terá início, o mais tardar, em 1 de junho e será organizado pelo ORT, em conformidade com as instruções dadas pelo ministro referidas no artigo 7.º-J, n.º 6, da Lei da Eletricidade, e especificado por um Estado-Membro vizinho. Se for caso disso, o ministro pode decidir, nas suas instruções, que um pré-leilão com um Estado-Membro vizinho não deve ser organizado. Os parâmetros do pré-leilão são idênticos aos parâmetros do leilão correspondente. Contudo, o preço de referência para cada Estado-Membro vizinho deve refletir o preço que teria sido obtido pelo fornecedor de capacidade indireta estrangeira nos mercados da eletricidade geridos pelo ONME ([79]) nomeado pela capacidade indireta estrangeira.

(192) Todos os anos, o ORT determina a capacidade de entrada máxima disponível para a participação de capacidade indireta estrangeira de cada Estado-Membro vizinho, com base na recomendação do Centro de Coordenação Regional a que se refere o artigo 26.º, n.º 7, do Regulamento Eletricidade, de acordo com a metodologia aprovada pela ACER referida no artigo 26.º, n.º 11, alínea a), do Regulamento Eletricidade.

(193) Enquanto se aguarda a adoção das estratégias, propostas ou decisões aplicáveis para dar cumprimento ao disposto no artigo 26.º do Regulamento Eletricidade, o contributo de cada zona de mercado com ligação direta à Bélgica é determinado pelo contributo dessas zonas durante as horas de escassez simulada, com base na AEAR ou na ANAR.

([77]) Projeto de decreto real relativo ao estabelecimento das condições de participação dos detentores de capacidades diretas e indiretas estrangeiras no procedimento de pré-qualificação ao abrigo do mecanismo de remuneração da capacidade.

([78]) Ver a Decisão n.º 36/2020 da ACER, de 22 de dezembro de 2020, relativa às especificações técnicas para a participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade.

([79]) O «operador nomeado do mercado da eletricidade» (ONME) é uma entidade designada pela autoridade competente para desempenhar funções relacionadas com o acoplamento único para o dia seguinte ou intradiário – ver o artigo 2.º do Regulamento Eletricidade.

(194) Na sua Decisão n.º 36/2020 relativa às especificações técnicas para a participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade, a ACER estabelece condições complementares aplicáveis à participação transfronteiriça.

(195) Se houver uma ligação de CLT modelizada entre a Bélgica e outra zona de mercado com ligação elétrica direta:

a) Para cada hora de escassez simulada:

(1) Caso a zona de mercado exporte para a Bélgica, o seu contributo equivale à transação de mercado simulada;

(2) Caso a zona de mercado importe da Bélgica, o seu contributo é nulo;

b) A capacidade de entrada máxima de uma zona de mercado define-se como equivalente ao contributo médio durante as horas de escassez simulada.

(196) No caso de a simulação que integra a Bélgica definir um domínio baseado nos fluxos:

a) Primeiramente, é efetuada uma verificação da posição líquida da Bélgica nas horas de escassez simulada:

(1) Caso a posição líquida da Bélgica seja positiva, o contributo das outras zonas de mercado no domínio baseado nos fluxos é nulo.

(2) Caso a posição líquida da Bélgica seja negativa, é efetuada uma verificação da posição líquida das outras zonas de mercado:

— se a posição líquida das outras zonas de mercado for negativa, o contributo desta zona de mercado é nulo,

— para todas as zonas de mercado com uma posição líquida positiva, é calculada uma média ponderada das posições líquidas entre as zonas de mercado, a fim de atingir o nível da posição líquida da Bélgica;

b) A capacidade de entrada máxima de uma zona de mercado define-se como equivalente ao seu contributo médio durante as horas de escassez simulada.

(197) As capacidades indiretas estrangeiras que pretendam fazer uma licitação no pré-leilão devem facultar ao ORT informações sobre o volume de capacidade disponibilizado após a aplicação do fator de redução, o preço proposto e as emissões de CO_2 da capacidade em causa.

(198) A capacidade indireta estrangeira com a licitação selecionada no final do pré-leilão apresenta um dossiê de pré-qualificação. A avaliação do dossiê de pré-qualificação será realizada pelo ORT do país vizinho em cooperação com a Elia, de acordo com as regras definidas nas metodologias a que se refere o artigo 26.º, n.º 11, alínea f), do Regulamento Eletricidade e, se aplicável, em conformidade com o acordo celebrado entre os ORT.

2.10.2. *Participação de capacidade direta estrangeira situada num Estado-Membro vizinho com uma ligação direta à rede belga e desligada da rede dos Estados-Membros vizinhos*

(199) De acordo com as autoridades belgas, a capacidade direta estrangeira é uma capacidade situada num Estado-Membro vizinho, mas com uma ligação direta e exclusiva à rede belga e desligada da rede desse Estado-Membro vizinho.

(200) A capacidade deve igualmente situar-se num Estado-Membro vizinho com o qual a Bélgica tenha celebrado um acordo relativo à participação de capacidade direta estrangeira no MRC, assegurando que:

(a) A participação de qualquer capacidade direta estrangeira dependa de uma declaração emitida pelo Estado-Membro vizinho em que a capacidade se situa, que a capacidade em causa satisfaça um conjunto de requisitos técnicos, organizacionais e financeiros definidos no acordo e que todas as autorizações necessárias para a capacidade em causa tenham sido emitidas de forma regular e incondicional, ou venham a ser emitidas num prazo razoável;

(b) A participação de qualquer capacidade direta estrangeira dependa de uma declaração emitida pelo Estado-Membro vizinho em que a capacidade se situa, que essa participação não dê origem a problemas graves para a segurança do aprovisionamento no Estado-Membro vizinho ou não prive este último das infraestruturas necessárias para resolver adequadamente problemas conhecidos de congestionamentos.

(201) Em conformidade com o artigo 21.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade, a Bélgica procedeu, entre outubro e dezembro de 2019, a uma consulta dos Estados-Membros vizinhos.

2.10.3. *Receitas de congestionamento*

(202) O artigo 26.º, n.º 9, do Regulamento Eletricidade regula integralmente a afetação das receitas provenientes da atribuição de bilhetes transfronteiriços, ou seja, dos direitos de acesso que permitem aos fornecedores de capacidade estrangeiros participar no MRC belga.

(203) A Bélgica indicou que as receitas de congestionamento serão utilizadas para os fins previstos no artigo 19.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade, em aplicação do disposto no artigo 26.º, n.º 9, do referido regulamento.

(204) A Bélgica confirmou que dará cumprimento à Decisão n.º 36/2020 da ACER, que estabelece, nomeadamente, a metodologia de distribuição das receitas obtidas com a atribuição da capacidade de entrada.

2.11. **Cumulação**

(205) Nos termos do artigo 3.º do Decreto Real sobre os critérios de elegibilidade relativos ao apoio cumulativo e ao limite mínimo de participação, as capacidades que já beneficiem de auxílio ao funcionamento são dispensadas da fase de pré-qualificação. As capacidades que beneficiam desse auxílio podem participar na fase de pré-qualificação, desde que renunciem ao auxílio no caso de lhes ser adjudicado um contrato de mecanismo de capacidade. O Ministério da Energia publica um formulário para confirmar esse compromisso de renúncia. Além disso, quando apresentam um pedido de participação na fase de pré-qualificação, as capacidades comprometem-se a não se candidatarem a outros auxílios ao funcionamento durante o período em que tiverem um contrato de capacidade.

2.12. **Orçamento e mecanismo de financiamento**

2.12.1. *Orçamento*

(206) O custo exato da medida será determinado pelos leilões. Segundo a mais recente estimativa de custos fornecida pelas autoridades belgas, efetuada em janeiro de 2021 pela consultora Haulogy, a pedido das autoridades belgas, é possível estimar que o custo total da medida se situe entre 238 milhões e 253 milhões de EUR por ano.

2.12.2. *Financiamento da medida*

(207) Em 16 de julho de 2020 ([80]), o Parlamento belga adotou uma resolução que indicava que os custos do MRC serão financiados através da inclusão pela Elia de uma «obrigação de serviço público» nas tarifas da rede.

(208) As autoridades belgas indicam que o MRC é financiado através de taxas ou impostos parafiscais atribuídos a um beneficiário. Ao abrigo do artigo 12.º, n.º 1, da Lei da Eletricidade, a ligação, a utilização de infraestruturas e redes elétricas e, se for caso disso, os serviços de sistema do operador da rede devem ser sujeitos a tarifas pela gestão da rede de transmissão e das redes com uma função de transporte. Além disso, de acordo com o artigo 12.º, n.º 13, da Lei da Eletricidade, o operador da rede deve, assim que possível, comunicar aos utilizadores da sua rede as tarifas que tem de aplicar e disponibilizá-las a qualquer pessoa que as solicite.

([80]) https://www.dekamer.be/kvvcr/showpage.cfm?section=/none&leftmenu=no&language=fr&cfm=/site/wwwcfm/flwb/flwbn.cfm?lang=F&legislat=55&dossierID=1220

(209) Nos termos do artigo 12.º, n.º 5, ponto 11, da Lei da Eletricidade, as tarifas devem ter em conta de maneira transparente e não discriminatória os custos líquidos das missões de serviço público impostas por essa lei, em conformidade com a legislação e a regulamentação aplicáveis.

(210) Ao abrigo do artigo 4.º, n.º 2, do decreto adotado, em 28 de junho de 2018, pela CREG com base no artigo 12.º da Lei da Eletricidade ([81]), e que determina as tarifas da rede para o período de 2020-2023, as tarifas da rede correspondem aos preços devidos pelos utilizadores da rede ao operador da rede. De acordo com o artigo 4.º, n.º 7, do referido decreto, a estrutura geral de tarifas faz uma distinção entre as tarifas de transporte, que englobam as receitas totais do operador da rede, e as tarifas relativas às obrigações de serviço público. O artigo 6.º do decreto dispõe que as tarifas relativas às obrigações de serviço público compensam os custos líquidos das obrigações de serviço público, incluindo os custos de gestão e os encargos financeiros, impostas ao operador da rede e relativamente às quais não está previsto nenhum mecanismo de compensação específico na lei, decreto ou portaria, ou nos respetivos decretos de execução, por meio de uma imposição de sobrecarga ou de outro tipo, em contrapartida pelo desempenho da rede.

(211) Neste sentido, todos os anos, o ORT apresentará à CREG uma proposta de tarifa relativa à obrigação de serviço público para aprovação, acompanhada por um orçamento que incluirá uma previsão de todos os custos (remuneração da capacidade, custos de gestão e desenvolvimento do ORT) e receitas do MRC para o ano seguinte. A tarifa proposta para a obrigação de serviço público terá igualmente em conta o saldo transitado do exercício anterior.

(212) No final do ano, o ORT apresentará à CREG, para aprovação, um relatório sobre a tarifa, descrevendo os custos e receitas reais no ano anterior e as receitas provenientes da aplicação da tarifa. Após verificar a exatidão dos dados e a racionalidade da gestão do MRC e dos custos de desenvolvimento incorridos pelo ORT, a CREG determinará o saldo a transitar.

(213) Sem prejuízo do disposto no artigo 26.º, n.º 9, do Regulamento Eletricidade, as eventuais receitas associadas ao MRC serão utilizadas para cobrir os custos incluídos na tarifa relativa à obrigação de serviço público.

(214) A tarifa é aplicada uniformemente e numa base de EUR/MWh a todos os consumidores (diretamente ao consumidor com ligação à rede de transporte, ou indiretamente, por intermédio do operador da rede de distribuição e dos fornecedores, aos consumidores com ligação à rede de distribuição).

(215) As modalidades de financiamento específicas do MRC serão aplicáveis nunca antes de 2022 em relação a janeiro de 2025, conforme disposto no artigo 7.º-J, n.º 15, da Lei da Eletricidade.

(216) De acordo com a resolução do Parlamento, o mais tardar a partir de 2029, a tarifa será cobrada com base no pico de potência, dependendo da implantação de contadores inteligentes nas regiões. Por conseguinte, o Governo efetuará, até ao final de 2023, uma análise da implantação prevista de contadores inteligentes.

2.13. **Duração**

(217) A Bélgica requereu a aprovação do MRC para o período máximo permitido de dez anos ([82]), a contar da data do primeiro leilão.

(218) A Bélgica comprometeu-se a prever, na Lei da Eletricidade, que, se não tiver sido celebrado nenhum novo acordo de capacidade num período de três anos consecutivos em conformidade com o artigo 7.º-J, n.º 11, da Lei da Eletricidade, não serão organizados novos leilões a partir do ano seguinte no âmbito do MRC.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf.
([82]) Ver o artigo 21.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade.

2.14. **Transparência do auxílio e empresas em dificuldade ou sujeitas a uma injunção de recuperação pendente**

(219) A Bélgica afirmou que cumprirá os requisitos definidos na Comunicação sobre a Transparência ([83]).

(220) A Bélgica comprometeu-se a suspender a concessão e/ou o pagamento de qualquer auxílio no âmbito do regime de auxílio notificado a qualquer empresa que tenha beneficiado anteriormente de um auxílio ilegal declarado incompatível por uma decisão da Comissão.

(221) A Bélgica indicou que não seriam concedidos auxílios aos beneficiários em dificuldade ([84]).

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

(222) A Comissão tem dúvidas quanto à compatibilidade de determinados aspetos da medida com o mercado interno.

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

a) Necessidade da medida:

— se o problema de adequação dos recursos foi suficientemente identificado e se foi devidamente analisado e quantificado pelas autoridades belgas;

b) Adequação da medida:

— se as regras de elegibilidade aplicáveis ao acesso a contratos plurianuais asseguram a igualdade de oportunidades para todas as tecnologias, particularmente as tecnologias com elevados custos de investimento e elevados fatores de redução;

c) Proporcionalidade da medida:

— se o volume a adquirir no leilão é proporcionado para concretizar o objetivo de segurança do aprovisionamento;

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

— se a medida evitou esses efeitos, uma vez que a capacidade indireta estrangeira será elegível apenas para contratos de um ano e sujeita ao limite de preço intermédio,

— se a medida não reduz os incentivos ao investimento na capacidade de interconexão.

(224) A Comissão tem igualmente dúvidas quanto à compatibilidade da medida com disposições intrinsecamente associadas do direito da União, nomeadamente os artigos 22.º e 24.º do Regulamento Eletricidade.

3. **OBSERVAÇÕES DAS PARTES INTERESSADAS**

(225) A presente secção resume as observações que a Comissão recebeu, durante o período de consulta, de 15 partes interessadas, nomeadamente as que operam no setor da energia, bem como associações comerciais e organizações não governamentais. Foram igualmente recebidas observações de um país vizinho e do seu ORT.

3.1. **Necessidade da medida**

(226) Diferentes partes interessadas formularam observações sobre a demonstração da necessidade de um MRC e sobre o cálculo do volume para os leilões, combinando. nalguns casos, os dois temas.

([83]) Comunicação da Comissão que altera as comunicações da Comissão sobre as Orientações da UE relativas à aplicação das regras em matéria de auxílios estatais à implantação rápida de redes de banda larga, as Orientações relativas aos auxílios estatais com finalidade regional para 2014-2020, os Auxílios estatais a filmes e a outras obras audiovisuais, as Orientações em matéria de auxílios estatais que visam promover os investimentos de financiamento de risco e sobre as Orientações em matéria de auxílios estatais a aeroportos e companhias aéreas (JO C 198 de 27.6.2014, p. 30).

([84]) Segundo definição das Orientações relativas aos auxílios estatais de emergência e à reestruturação concedidos a empresas não financeiras em dificuldade (JO C 249 de 31.7.2014, p. 1).

(227) Quatro partes interessadas questionaram se esta necessidade estava suficientemente demonstrada, ao passo que outras três confirmaram a necessidade e salientaram a sua urgência.

(228) Três partes interessadas referiram que a utilização do cenário UE-PRIE não parece ser adequada para determinar o alcance do problema de adequação dos recursos, devido a um risco de sobrestimativa do problema e de distorção do mercado da eletricidade.

(229) Quatro partes interessadas assinalaram que a recente metodologia AEAR e a metodologia VEND/CONE/NF são totalmente aplicáveis ao MRC belga proposto.

(230) Cinco partes interessadas alegaram que os anteriores estudos de adequação utilizados para demonstrar a necessidade do MRC não são compatíveis com a metodologia AEAR. Mais concretamente:

a) Segundo a metodologia AEAR, a base de dados climática deve estar limitada a um histórico de 30 anos, tendo a Bélgica utilizado 35 anos;

b) Os estudos não tomam suficientemente em consideração os resultados esperados do plano de execução e/ou a utilização das receitas de mercado esperadas em vez das receitas medianas;

c) Os estudos não têm em conta a função de escassez prevista, nem a inexistência de limites de preços, o que constituiria uma violação do artigo 20.º, n.º 3, alínea c), e do artigo 23.º, n.º 5, alínea e), do Regulamento Eletricidade;

d) A ANAR deve ter em conta uma implantação mais célere de contadores inteligentes e o desenvolvimento da energia eólica ao largo, tal como recomenda o parecer da Comissão Europeia sobre o plano de execução belga. O exame da necessidade de um MRC deve igualmente ter em conta a regra de minRAM de 70 %.

(231) Uma parte interessada argumentou que a Bélgica não pode organizar o primeiro leilão em 2021 com base numa ANAR desatualizada e não conforme. Na sua opinião, o MRC não deveria sequer ser posto em prática enquanto não fosse publicada a AEAR.

(232) Quatro partes interessadas assinalaram que a norma de fiabilidade utilizada pela Bélgica para demonstrar a necessidade de um MRC e/ou calcular o volume do primeiro leilão não é consentânea com a metodologia exigida pelo Regulamento Eletricidade.

(233) Uma parte interessada alegou que deve assegurar-se a coerência dos procedimentos, metodologias, dados e cenários utilizados para, por um lado, demonstrar a necessidade de um MRC e, por outro, determinar o volume exigido a leiloar no âmbito desse mesmo MRC.

(234) Outra parte interessada assinalou que a norma de fiabilidade e a metodologia de definição do VEND e do CONE poderiam mudar entre o leilão T-4 inicial e os leilões seguintes, conduzindo a uma definição diferente do volume.

3.2. **Adequação da medida**

3.2.1. *Escolha do instrumento*

(235) Três partes interessadas consideram que uma reserva estratégica seria uma melhor solução para o problema de adequação identificado do que um MRC à escala do mercado. Algumas partes referiram que a opção da reserva estratégica não foi avaliada.

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

(236) Uma parte interessada propôs a criação de um leilão T-2 para evitar uma sobrecontratação no leilão T-4 com base em pressupostos excessivamente seguros, bem como ter em conta uma norma de fiabilidade alterada com base na metodologia da ACER.

(237) Uma parte interessada também alegou que os detentores de capacidade elegíveis para participação (p. ex., PCCE com uma capacidade superior a 1 MW) são excluídos de participar se, durante um período determinado, beneficiarem de auxílio ao funcionamento através de certificados verdes (GSC) e/ou de certificados de produção combinada calor-eletricidade (PCCE).

3.3. **Efeito de incentivo**

3.3.1. *Custos de investimento elegíveis*

(238) Uma parte interessada assinalou que a despesa necessária para permitir à capacidade respeitar as normas ambientais previstas no artigo 3.º, n.º 2, ponto 1, do Decreto Real relativo aos limiares de investimento não deve ser elegível para contratos de maior duração.

3.4. **Proporcionalidade**

3.4.1. *Volume a contratar*

(239) De acordo com uma parte interessada, os parâmetros que determinam a quantidade de capacidade a contratar no leilão devem ser aprovados com base numa proposta da entidade reguladora. A mesma parte interessada alegou que não é possível alterar uma proposta da entidade reguladora e que o Estado-Membro pode apenas rejeitá-la e solicitar uma nova proposta.

3.4.2. *Mecanismo de financiamento*

(240) Uma parte interessada alegou que os ativos de armazenamento devem ser isentos da obrigação de serviço público de financiar o MRC. Essa isenção deve incluir tanto o armazenamento a jusante do contador como a montante do contador.

(241) Outra parte afirmou que o mecanismo de financiamento pode influenciar o volume de capacidade do MRC. Por exemplo, associar as taxas destinadas a financiar o MRC ao consumo de eletricidade durante os picos de procura poderia ser visto como um incentivo para as partes em causa diminuírem o seu consumo durante um pico de procura, levando a uma menor necessidade de leiloamento de capacidade.

3.5. **Prevenção de efeitos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais**

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

3.5.1.1. Agregação

(242) Duas partes interessadas alegaram que as atuais regras de elegibilidade para os contratos plurianuais dificultam a agregação e, mais especificamente, a regra segundo a qual é o ativo com a duração do contrato mais curta numa carteira agregada que determina a duração dos contratos de toda a carteira.

(243) Duas partes interessadas alegaram que o limiar aplicável à agregação individual deve ser ajustado. Atualmente, o projeto de Regras de Funcionamento do MRC dispõe que as capacidades sujeitas a uma obrigação de programação diária não podem fazer parte de uma UMC agregada.

(244) Uma parte interessada afirmou que a participação através da agregação é impossível para as instalações com potência superior a 25 MW. A parte interessada pretende, por isso, que esse limiar seja fixado em 75 MW.

3.5.1.2. Limiares de investimento

(245) Três partes interessadas alegaram que o nível dos limiares de investimento para os contratos plurianuais não está em sintonia com a recente evolução do mercado e, por conseguinte, não respeita a neutralidade tecnológica e resultará numa discriminação entre certas categorias de tecnologias (TGCC e TGCA da categoria H/HL em relação à categoria F) e entre as capacidades existentes e novas.

(246) Uma parte interessada defendeu que os investimentos que criam flexibilidade ou aumentam a capacidade reduzida sem aumentar a capacidade instalada devem igualmente ser considerados custos elegíveis. De acordo com esta parte interessada, ficariam, portanto, excluídos dos contratos plurianuais os investimentos nos transmitentes e a ampliação do reservatório de energia de uma bateria existente ou em capacidades de armazenamento para processos industriais.

3.5.1.3. Fatores de redução

(247) Duas partes interessadas alegaram que, em comparação com os mecanismos de capacidade de alguns países vizinhos, como a França ou o Reino Unido, os fatores de redução belgas comportam o risco de penalizar fortemente tecnologias como o armazenamento, a resposta da procura ou as energias renováveis.

(248) Uma parte interessada argumentou que os fatores de redução equacionados pelo MRC belga e publicados na decisão de início do procedimento criam sérios obstáculos à entrada no mercado por parte do armazenamento, em particular, e dos fornecedores de capacidade com limitações de energia, de modo mais geral.

3.5.1.4. Obrigação de devolução

(249) Duas partes interessadas alegaram que as obrigações de devolução constantes dos contratos de capacidade discriminam entre as unidades do mercado de capacidade com «programação total» e «programação não total», violando o princípio do «preço de exercício único».

(250) De acordo com uma parte interessada, a mecânica da «obrigação de devolução» discrimina os operadores de capacidade com programação total, uma vez que não tem em conta as atividades de cobertura destes operadores, no âmbito das quais vendem antecipadamente a maior parte do seu volume previsto nos mercados a prazo, o que os deixa expostos a uma devolução de receitas que não obtiveram. Pelo contrário, os operadores com programação não total usufruem efetivamente de uma flexibilidade considerável para declarar preços de mercado individuais que funcionam como preço de exercício, limitando o risco de terem de devolver receitas não obtidas e tendo também alternativas possíveis para evitar a obrigação de devolução.

(251) Outra parte interessada alegou que a obrigação de devolução discrimina entre as UMC com programação total e programação não total, devido, por um lado, à inexistência de uma isenção da obrigação de devolução para a capacidade que já tenha sido vendida nos mercados a prazo (e que não reflete os preços de escassez) e, por outro, devido à introdução do «preço de mercado declarado» para as UMC não sujeitas a programações totais, o que, na prática, introduz múltiplos preços de exercício.

3.5.1.5. Limite de preço intermédio

(252) Uma parte interessada manifestou a sua preocupação com o facto de a introdução de um limite de preço intermédio vir a falsear a concorrência no leilão, já que algumas capacidades existentes, que necessitam de investimento para manterem a sua rendibilidade económica, poderão não ter a garantia de recuperar a sua «falta de dinheiro» e poderão ver-se forçadas a sair do mercado.

(253) De acordo com uma parte interessada, existe um «fosso de investimento» concreto entre o limiar de investimento para os contratos de três anos, atualmente de 177 EUR/kW, e o limite de preço intermédio, que, neste momento, se prevê vir a situar-se entre 21-31 EUR/kW, dando origem a uma discriminação entre as capacidades existentes que necessitam de investimento e que podem igualmente ter uma «falta de dinheiro» significativa.

3.5.1.6. Capacidades transfronteiriças diretas

(254) Duas partes interessadas afirmaram que possibilitar a participação direta transfronteiriça poderá surtir efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros.

(255) De acordo com estas partes interessadas, a participação direta transfronteiriça pode diminuir os incentivos ao investimento na capacidade de interconexão. Além disso, esta medida é suscetível de prejudicar o acoplamento de mercados, uma vez que o MRC poderia dar azo a uma situação em que os fornecedores de capacidade procurariam aceder ao mercado mais atrativo com uma ligação direta e exclusiva. Além do mais, a medida deve ter em conta até que ponto a interconexão pode remediar eventuais problemas de adequação da produção.

3.6. **Conformidade com o Regulamento Eletricidade**

3.6.1. *Interpretação do artigo 24.º, n.º 1*

(256) Ao abrigo do artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, os Estados-Membros podem incluir sensibilidades na sua avaliação da adequação, relacionadas com «as especificidades da procura e da oferta de eletricidade ao nível nacional». Na decisão de início do procedimento, a Comissão levantou dúvidas quanto ao facto de o MRC estar em conformidade com o artigo 24.º, n.º 1, uma vez que Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 da Bélgica utilizou o cenário UE-PRIE, baseado em pressupostos sobre o aprovisionamento francês de eletricidade. Cinco partes interessadas criticaram a interpretação da Comissão do artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, afirmando que é demasiado restritiva.

(257) As referidas partes interessadas defenderam que a metodologia relativa à AEAR confirma que as ANAR devem aplicar-se a nível regional e podem incluir sensibilidades adicionais, não especificando ou restringindo a natureza destas sensibilidades adicionais. Conforme mencionado no artigo 3.º, n.º 6, da referida metodologia, estas sensibilidades podem cobrir um vasto leque de modificações nos pressupostos em todo o âmbito geográfico considerado, incluindo diferentes pressupostos relativos aos dados de entrada, como as capacidades instaladas.

(258) Uma parte interessada observou ainda que as Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020 ([85]) (EEAG) confirmam explicitamente que a avaliação da adequação dos recursos deve ter em conta uma «[a]preciação do impacto da produção variável, incluindo a proveniente de sistemas vizinhos».

3.6.2. *Abandono progressivo no plano administrativo*

(259) Duas partes interessadas assinalaram que os atos legislativos/regulamentares não contêm nenhuma disposição relativa ao abandono progressivo do MRC.

3.7. **Observações diversas**

3.7.1. *Sustentabilidade*

(260) Duas partes interessadas alegaram que a grande proporção de capacidade reservada para o gás no MRC não é compatível com os objetivos de descarbonizar a União e eliminar gradualmente as subvenções aos combustíveis fósseis, em consonância com o Pacto Ecológico Europeu, as EEAG e o apoio do Governo federal belga à concretização da neutralidade climática até 2050.

3.7.2. *Abandono progressivo da energia nuclear*

(261) Uma parte interessada assinalou que a Bélgica pondera manter 2 GW de energia nuclear se o relatório de avaliação sobre os primeiros leilões de capacidade revelar um problema imprevisto de segurança do aprovisionamento. De acordo com esta parte interessada, levantam-se várias questões sobre a necessidade do MRC e a sua conceção.

3.7.3. *Duração*

(262) Uma parte interessada assinalou que a forma como os contratos de longo prazo são adjudicados deveria ter em conta a diminuição do problema de adequação ao longo do ano e evitar qualquer efeito de «vinculação».

(263) Uma parte interessada fez referência à extensão dos contratos (15 anos) potencialmente superior à duração da medida (10 anos), o que, na sua ótica, iria de encontro ao caráter temporário da medida.

4. **OBSERVAÇÕES DA BÉLGICA**

(264) A presente secção resume as observações recebidas da Bélgica em 22 de outubro de 2020, sobre a decisão de início do procedimento, e em 24 de dezembro de 2020, sobre as observações dos terceiros. Também inclui as informações atualizadas apresentadas pela Bélgica em 28 de janeiro de 2021, 1 de março de 2021, 13 e 27 de abril de 2021, 4, 5, 19 e 26 de maio de 2021 e 17 de agosto de 2021.

([85]) JO C 200 de 28.6.2014, p. 1, na sua versão alterada pela retificação da Comissão (JO C 290 de 10.8.2016, p. 11). Em 2 de julho de 2020, a Comissão adotou uma comunicação que prorroga as EEAG até 31 de dezembro de 2021 e que as altera. Ver a Comunicação C(2020) 4355 final.

4.1. **Necessidade da medida**

(265) De acordo com a Bélgica, a sua análise, corroborada pelo ORT, demonstra que, devido ao abandono progressivo, entre 2022 e 2025, das capacidades nucleares, que representam, atualmente, mais de metade da capacidade de geração térmica na Bélgica, a ausência do MRC afetaria negativamente a segurança do aprovisionamento de eletricidade da Bélgica. Vários outros estudos realizados, entre 2017 e 2020, por académicos, por institutos tecnológicos e pelo Gabinete Federal de Planeamento também confirmam esta necessidade, independentemente da análise do ORT.

(266) A Bélgica indicou que não só o cenário PRIE como também o cenário de base da UE demonstraram um problema significativo na segurança do aprovisionamento, a saber, um LOLE mais de três vezes superior ao respetivo critério LOLE legal, e assevera a necessidade de uma intervenção por meio de um MRC.

(267) A Bélgica salientou que a metodologia na qual uma AEAR/ANAR deve basear-se só foi aprovada pela ACER em 2 de outubro de 2020. A metodologia da ACER inclui modificações significativas e, neste sentido, prevê uma aplicação progressiva; ou seja, a primeira AEAR, que será publicada no final de 2021, incluirá somente determinados aspetos da metodologia da ACER. A REORTE prevê que a aplicação integral da metodologia AEAR ocorrerá em 2023.

(268) A Bélgica afirmou que não seria expectável aplicar na íntegra a metodologia da ACER à AEAR e à ANAR nos estudos iniciais, dado que a metodologia ainda não era conhecida. Todavia, a Bélgica assinalou que muitos elementos importantes oriundos da metodologia já eram aplicados antes da aprovação da mesma, como, por exemplo, a avaliação da viabilidade económica, a modelização baseada nos fluxos, a modelização probabilística e a evolução noutros países.

(269) A Bélgica contestou a alegação de que o MRC não deveria ser posto em prática enquanto não fosse publicada a AEAR. De acordo com a Bélgica, os Estados-Membros também podem efetuar avaliações nacionais complementares e avaliar a necessidade de um MRC com base nessa ANAR, e não podem esperar pela aplicação integral de uma AEAR (prevista para 2023).

(270) No que respeita à norma de fiabilidade, a Bélgica salientou que a ACER só publicou a metodologia de cálculo do VEND e do CONE e a metodologia aplicável para determinar a norma de fiabilidade em 2 de outubro de 2020. Assim, em termos de calendário, não é possível suspender o MRC enquanto é definida uma nova norma de fiabilidade. Acresce que o Estado-Membro é o último responsável por estabelecer o nível pretendido de segurança do aprovisionamento.

(271) Relativamente aos anos climáticos utilizados nos estudos de adequação nacional, a Bélgica explicou que, na ausência de uma metodologia publicada, os referidos estudos utilizam a mesma base de dados climática utilizada na MAF, por uma questão de coerência.

(272) Em relação às receitas de mercado, a Bélgica afirmou que, nos estudos de adequação nacional disponíveis até 2019, as receitas esperadas são modelizadas usando a mediana das receitas de todos os anos simulados. Esta abordagem, embora simplificada, pode ser encarada como um reflexo das receitas esperadas, considerando os riscos a nível de preços, que a metodologia da ACER reconhece como sendo um elemento relevante.

(273) Quanto aos limites de preços e, de modo geral, à modelização do mercado na sua totalidade, a Bélgica explicou que a configuração utilizada nos estudos de adequação nacional é idêntica à que é utilizada a nível europeu (REORTE, PLEF). É considerada a melhor abordagem disponível, ao refletir a conceção do mercado europeu, incluindo os limites técnicos prevalecentes de licitação previstos pelos ONME.

(274) Quanto à função de fixação de preços de escassez, tal como salienta o plano de execução belga atualizado, a Bélgica tem vindo a ponderar até que ponto esta iniciativa poderá ser estabelecida. A Bélgica explicou que a autoridade reguladora nacional e o ORT estão a realizar um estudo sobre o tema.

(275) A Bélgica observou que o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 já utilizava as melhores projeções disponíveis da implantação da flexibilidade e da energia eólica ao largo, em conformidade com o plano nacional em matéria de energia e clima, e aplicava a regra de minRAM de 70 %. No cenário de base, considera-se que esta regra é atempadamente cumprida por todos os países europeus.

(276) No que concerne ao problema de adequação, a Bélgica afirmou que, embora seja verdade que os estudos indicam uma flutuação na necessidade especificamente calculada de capacidade, tal não invalida que a necessidade de capacidade em 2025 exige uma intervenção que vise igualmente novas capacidades.

(277) O mais recente Estudo de Adequação e Flexibilidade evidencia uma necessidade de capacidade que aumentará entre 2025 e 2032.

4.2. **Adequação da medida**

4.2.1. *Escolha do instrumento*

(278) A Bélgica não concorda com a opinião de algumas partes interessadas de que uma reserva estratégica seria preferível a um MRC à escala do mercado.

(279) A Bélgica aludiu ao Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019, que examina um cenário EOM + reserva estratégica e um cenário EOM + MRC. O estudo concluiu que o cenário EOM + reserva estratégica não permitiria satisfazer o critério da segurança do aprovisionamento.

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

(280) No que respeita ao leilão T-2, a Bélgica explicou que, tal como acontece noutros Estados-Membros com um MRC, um leilão T-4 e um leilão T-1 permitem que todas as tecnologias, com um prazo de concretização mais longo ou mais curto, participem no mecanismo e permitem que o Estado-Membro tenha uma garantia relativa de que é possível adquirir um volume suficiente para garantir a segurança do aprovisionamento no ano de fornecimento. A repartição dos volumes entre um leilão T-1 e um leilão T-2 comporta o risco de diminuir excessivamente a concorrência nestes leilões.

(281) No que respeita à utilização da capacidade instalada para calcular o limiar de investimento, a Bélgica afirmou que a adjudicação de contratos plurianuais às UMC que mais contribuem para a segurança do aprovisionamento é consentânea com o objetivo comum do MRC.

(282) De acordo com a Bélgica, se, em vez da capacidade instalada, o cálculo do limiar de investimento tivesse em conta a capacidade reduzida oferecida pela UMC, as capacidades com um elevado fator de redução atingiriam mais facilmente o limiar de investimento para os contratos plurianuais. Tal resultaria na concessão de uma vantagem a estas capacidades em relação a outras que prestam o mesmo serviço.

(283) No que respeita à inelegibilidade para participar no MRC dos fornecedores de capacidade que sejam beneficiários de outras medidas de apoio, a Bélgica assinalou que a possibilidade de as capacidades de cogeração beneficiarem de ambos os mecanismos criaria um risco de sobrecompensação das mesmas, o que criaria igualmente uma vantagem concorrencial desleal nos leilões para o MRC.

4.3. **Efeito de incentivo**

4.3.1. *Custos de investimento elegíveis*

(284) Relativamente à observação de que a despesa necessária para permitir à capacidade respeitar as normas ambientais não deve ser elegível para contratos de maior duração, a Bélgica esclareceu que a proposta em apreço visa assegurar a igualdade de tratamento entre as capacidades novas e existentes no que respeita à classificação das capacidades nos contratos de maior duração.

4.4. **Proporcionalidade da medida**

4.4.1. *Volume a contratar*

(285) De acordo com a Bélgica, a escolha relativa à calibração do volume para o MRC (cenário de referência) no primeiro leilão teve por base o parecer do SPF Economia. Este parecer considera uma diminuição da disponibilidade de energia nuclear francesa menos grave do que a recomendada pelo ORT (e menos grave do que o cenário de cômputo utilizado nos últimos anos para determinar a dimensão da reserva estratégica belga).

(286) A Bélgica argumentou que a sua elevada taxa de interligação e dependência das importações constituem uma especificidade do aprovisionamento nacional de eletricidade. Afirmou, além disso, que a inclusão da indisponibilidade da capacidade nuclear francesa é a única sensibilidade tomada em consideração, apesar de a Bélgica observar vários outros riscos nos países vizinhos (p. ex., um abandono progressivo acelerado do carvão, atrasos na adjudicação de infraestruturas de rede ou novas capacidades).

(287) A Bélgica indicou que o artigo 4.º do projeto de decreto real sobre a metodologia de definição do cenário de referência para cada leilão rege a seleção do cenário de referência. Para cada leilão, o cenário de referência é desenvolvido com base nas três etapas descritas a seguir e submetido a uma consulta pública:

a) Seleção dos cenários/sensibilidades a partir da última AEAR e/ou ANAR:

— para o primeiro leilão (2021), foi selecionado o cenário da MAF 2019 (o mais recente estudo europeu disponível objeto de consulta a nível europeu);

b) Atualização dos dados e pressupostos provenientes das fontes disponíveis mais relevantes:

— para o primeiro leilão (2021), foram incluídas as atualizações contidas na AAP de 2020 do PLEF ([86]);

c) Seleção de sensibilidades adicionais passíveis de afetar a segurança do aprovisionamento belga:

— para o primeiro leilão (2021), foi removido o equivalente a duas centrais nucleares na França, com base na medida adotada no estudo do PLEF para alcançar um alinhamento com as observações históricas/previstas do parque nuclear na França, que não foram incluídas nas alíneas a) e b) *supra*, mas que são utilizadas pelo ORT francês na ANAR francesa («Bilan Prévisionnel 2019» ([87])).

(288) A Bélgica indicou que a AAP de 2020 do PLEF apresenta uma «sensibilidade nuclear baixa» para replicar o cenário de base adotado pelo ORT francês nas suas avaliações da adequação. Esta sensibilidade tem em conta 1 700 MW de capacidades nucleares como indisponibilidade adicional.

(289) A Bélgica afirmou que a sensibilidade selecionada para o MRC corresponde aos dados e pressupostos provenientes do cenário de base da ANAR francesa. Como tal, deve igualmente pressupor-se que este cenário de base é o mais adequado para a Bélgica, uma vez que esta atualização está alinhada com os dados e pressupostos provenientes das fontes disponíveis mais relevantes. Deve considerar-se, por isso, que se trata não de um «cenário PRIE», mas sim de um cenário de base plausível.

(290) Relativamente à alegação de que os parâmetros que determinam a quantidade de capacidade contratada no leilão devem ser aprovados com base numa proposta da entidade reguladora, a Bélgica referiu que foi elaborada uma alteração da Lei do MRC neste sentido. Enquanto esta alteração não é formalmente aprovada, o Regulamento Eletricidade já é respeitado, ou seja, a entidade reguladora publicou, em março de 2020, a sua proposta de metodologia para determinar os parâmetros de volume e, até fevereiro de 2021, redigirá uma proposta relativa à curva da procura para o primeiro leilão.

(291) A Lei do MRC alterada foi publicada em 19 de março de 2021. O decreto real com a metodologia para estabelecer os parâmetros de volume foi publicado em 30 de abril de 2021. A CREG apresentou uma proposta de parâmetros de volume em 30 de abril de 2021. Um decreto ministerial com as instruções relativas ao leilão T-4 para o ano de fornecimento de 2025 foi promulgado em 30 de abril de 2021.

(292) A Bélgica referiu que o raciocínio segundo o qual um Estado-Membro não poderia afastar-se de uma proposta da entidade reguladora é uma afirmação que não encontra respaldo jurídico no Regulamento Eletricidade e que entraria em contradição com a responsabilidade do Estado-Membro pela segurança do aprovisionamento.

4.4.2. *Mecanismo de financiamento*

(293) A Bélgica explicou que, por enquanto, os contadores inteligentes instalados no país não são suficientes para permitir um mecanismo de financiamento baseado no pico de consumo. A Lei do MRC foi alterada para possibilitar a introdução de um modelo desta natureza em 2025. A Bélgica explicou ainda que reavaliará esta solução em 2023, quando for publicado um relatório sobre a implantação de contadores inteligentes.

([86]) https://www.elia.be/en/news/press-releases/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report.
([87]) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf.

(294) No tocante à alegação de que os ativos de armazenamento devem ser isentos da obrigação de serviço público de financiar o MRC, a Bélgica explicou que a questão é mais vasta e abrange os direitos e imposições aplicados ao armazenamento de eletricidade. A este propósito, a Bélgica confirmou que aplicará as orientações e os regulamentos previstos no pacote Energia Limpa [p. ex., a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu], bem como as isenções estabelecidas na Diretiva Tributação da Energia (Diretiva 2003/96/CE do Conselho, de 27 de outubro de 2003).

4.5. **Prevenção de efeitos negativos sobre a concorrência e as trocas comerciais**

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

4.5.1.1. Agregação

(295) Relativamente à alegação de que as atuais regras de elegibilidade para os contratos plurianuais dificultam a agregação e, mais especificamente, a regra segundo a qual é o ativo com a duração do contrato mais curta numa carteira agregada que determina a duração dos contratos de toda a carteira, a Bélgica afirmou que o projeto de decreto real e as regras de funcionamento serão alterados, a fim de permitir às capacidades com contratos de maior duração que pretendam agregar-se escolher um contrato com maior duração.

(296) Neste sentido, foram introduzidas as correspondentes adaptações no Decreto Real que define os limiares de investimento, os critérios de elegibilidade aplicáveis aos custos de investimento e o procedimento de pontuação, bem como nas Regras de Funcionamento do MRC.

(297) Quanto à agregação proibida das capacidades sujeitas a uma obrigação de programação diária, a Bélgica referiu que, neste momento, não parece adequado modificar este elemento da conceção, mas que, ainda assim, solicitará uma atualização periódica relativamente a esta proibição nas avaliações do MRC, a fim de permitir modificações, se e quando necessário. De acordo com a Bélgica, as unidades inseridas nesta categoria estiveram sempre e deverão continuar a estar sujeitas a procedimentos de coordenação especiais. Estes procedimentos incluem uma obrigação de programação diária com uma quantidade de MW exata, uma coordenação rigorosa no planeamento de indisponibilidades e obrigações de disponibilização da capacidade para, por exemplo, fins de compensação. Este método assegura uma exploração da rede bem coordenada e em tempo real. Uma perspetiva individual das referidas unidades permite uma projeção correta dos fluxos e possibilita a gestão de condicionalismos específicos da forma mais eficiente, ao passo que, num agregado, esta perspetiva seria «desfocada», tornando a exploração da rede menos objetiva e menos eficiente.

(298) Além disso, a conceção do MRC foi calibrada para capacidades inseridas numa categoria ou na outra, e a monitorização da disponibilidade é consentânea com o contexto dessas capacidades no mercado da energia. Um desvio em relação a esta distinção estabelecida poderia traduzir-se numa conceção mais complexa e potencialmente menos sólida em diferentes aspetos. Por exemplo, é difícil antever de que forma a obrigação de devolução se aplicará a uma UMC nesta situação, visto que as duas partes da UMC agregada podem inserir-se em regimes distintos.

4.5.1.2. Limiares de investimento

(299) Em relação aos limiares de investimento que determinam o acesso a contratos de mais longo prazo, a Bélgica referiu que examinará os vários elementos de forma mais cuidadosa e comunicará à Comissão Europeia a sua opção preferencial para o futuro.

(300) Em 11 de junho de 2021, a Bélgica publicou um decreto real que tem em conta as observações das partes interessadas sobre os limiares de investimento.

(301) Quanto à alegação de que os investimentos que criam flexibilidade ou aumentam a capacidade reduzida sem aumentar a capacidade instalada devem igualmente ser considerados custos elegíveis, a Bélgica referiu que, sendo o MRC um mercado de capacidade e não um mercado de energia, discorda do pressuposto de que são apenas elegíveis os investimentos que mantêm ou ampliam a capacidade. A título de exemplo: i) no caso da resposta da procura, os investimentos que permitem um aumento da capacidade instalada – tratando-se da diferença entre o consumo máximo (débito máx.) e o débito mínimo (margem sem predas) – são elegíveis para obter um contrato de maior duração; e ii) no caso das unidades térmicas, os investimentos destinados a aumentar a fiabilidade – e, por conseguinte, o fator de redução – não são elegíveis, tal como não o são no caso da resposta da procura.

(302) A Bélgica salientou que, embora estes custos não sejam elegíveis para obter um contrato de maior duração, podem ser integrados no preço de licitação da capacidade.

4.5.1.3. Fatores de redução

(303) Relativamente aos fatores de redução, a Bélgica referiu que aquilo que, à primeira vista, parecem ser fatores de redução «mais baixos» se explica pelo facto de as reduções das tecnologias com limitações de energia serem mais baixas quando aumenta a sua proporção no sistema/país. Com efeito, havendo percentagens elevadas destas tecnologias, o contributo das mesmas não se cinge aos períodos de escassez. A Bélgica tem a maior percentagem de recursos com limitações de energia entre os países com um MRC, sendo que esta percentagem continuará a aumentar, de acordo com o cenário de referência do MRC (30 % em 2025, comparativamente a menos de 10 % na França, no Reino Unido ou na Irlanda). Esta tendência – ou seja, quanto maior a percentagem de recursos com limitações de energia, menor o fator de redução – também se confirma noutros países/zonas, como a Irlanda ou o Reino Unido.

(304) A Bélgica explicou ainda que está previsto um parecer da entidade reguladora sobre os fatores de redução propostos e que o ORT organizou uma reunião específica do Grupo de Ação sobre esta matéria para todas as partes interessadas, realizada em janeiro de 2021.

(305) A decisão ministerial com as instruções relativas ao leilão A-4 para o ano de fornecimento de 2025, publicada em 30 de abril de 2021, inclui um conjunto atualizado de fatores de redução, que estabelece fatores de redução mais elevados para as capacidades com limitações de energia, tendo em conta a duração máxima do respetivo fornecimento.

4.5.1.4. Obrigação de devolução

(306) No que respeita à obrigação de devolução, a Bélgica explicou que a conceção do preço de exercício foi objeto de um amplo debate no Grupo de Ação para o MRC. A solução que daí resultou visa estabelecer um equilíbrio entre duas considerações:

a) Por um lado, a obrigação de devolução é uma característica fundamental do MRC belga, assente em opções de fiabilidade, e deve haver uma possibilidade realista de ficar exposto ao preço de exercício caso sejam atingidos os preços de pico, a fim de evitar lucros inesperados;

b) Por outro lado, as capacidades não devem ser excluídas do MRC no caso de serem apenas ativadas a um preço de mercado mais alto do que o nível do preço de exercício.

4.5.1.5. Limite de preço intermédio para a capacidade nacional

(307) No que se refere ao limite de preço intermédio, a Bélgica afirmou estar a estudar a possibilidade de introduzir um mecanismo de derrogação.

(308) O decreto real publicado em 30 de abril de 2021 prevê um procedimento e mecanismo de derrogação para as partes que consigam demonstrar um volume de «falta de dinheiro» superior àquele que é possível recuperar graças ao limite de preço intermédio.

4.5.2. *Receitas de congestionamento*

(309) De acordo com a Bélgica, a distribuição e a utilização das rendas provenientes da atribuição de bilhetes transfronteiriços ao MRC respeitam integralmente as regras definidas no Regulamento Eletricidade, nomeadamente o artigo 26.º, n.º 9.

(310) A Bélgica referiu que a ou as autoridades reguladoras nacionais tomam decisões relativas à distribuição das receitas entre os ORT. A utilização de receitas de congestionamento pelo ORT belga rege-se pela metodologia tarifária ao abrigo da qual os rendimentos totais cobrem os custos necessários para a manutenção das atividades reguladas.

(311) A Bélgica indicou que, nos casos em que as receitas são partilhadas com ORT vizinhos, o Regulamento Eletricidade regula a utilização destas receitas.

(312) A Bélgica confirmou igualmente que dará cumprimento à Decisão n.º 36/2020 da ACER, que estabelece, nomeadamente, a metodologia de distribuição das receitas obtidas com a atribuição da capacidade de entrada.

4.5.3. *Limite de preço intermédio para a capacidade estrangeira*

(313) A Bélgica indicou que a limitação a contratos de um ano imposta à capacidade indireta estrangeira parece justificada, dado não ser possível garantir que continuará a haver bilhetes transfronteiriços suficientes para uma fronteira específica ao longo da vigência de um contrato plurianual.

(314) A Bélgica indica que, se, em resultado da aplicação geral do limite de preço intermédio às capacidades indiretas estrangeiras, os participantes sentirem um desincentivo à participação, poderão ser equacionadas modificações na conceção notificada (como o estabelecimento de um mecanismo de concessão de derrogações).

(315) O mecanismo de derrogação referido no considerando 308 aplica-se igualmente às capacidades indiretas estrangeiras.

4.5.4. *Capacidades transfronteiriças diretas*

(316) A Bélgica afirmou que foi apresentada uma proposta de alteração da Lei do MRC que prevê como um dos pré-requisitos para a participação de capacidades diretas estrangeiras a celebração de um acordo entre a Bélgica e o Estado-Membro em cujo território está situada a capacidade. Este acordo deve, por um lado, garantir à Bélgica que as condições técnicas, organizacionais e financeiras serão cumpridas pelo detentor de capacidade e, por outro, garantir ao Estado-Membro de acolhimento que esta participação não causará problemas para a segurança do seu aprovisionamento ou a gestão de congestionamentos.

(317) A Lei do MRC, com a incorporação desta alteração, foi publicada em 19 de março de 2021.

4.6. **Conformidade com o Regulamento Eletricidade**

4.6.1. *Interpretação do artigo 24.º, n.º 1*

(318) A Bélgica referiu que os estudos disponíveis sobre a adequação dos recursos incluem sensibilidades relativas às capacidades estrangeiras. No entender da Bélgica, essa inclusão é totalmente consonante com o Regulamento Eletricidade, porque uma elevada dependência das importações deve ser precisamente considerada uma «[especificidade] da procura e da oferta de eletricidade ao nível nacional», tal como previsto no artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade. Tal é sustentado pelo requisito de aplicação a nível regional da ANAR.

4.6.2. *Abandono progressivo no plano administrativo*

(319) Em relação à cláusula de abandono progressivo no plano administrativo, a Bélgica defendeu que, tendo em conta a conceção do MRC, os contratos podem e devem tender a atingir uma remuneração de nível zero.

(320) Tal como referido no considerando 218, a Bélgica comprometeu-se a introduzir, na Lei da Eletricidade, uma disposição nos termos da qual, se não tiver sido celebrado nenhum novo acordo de capacidade num período de três anos consecutivos em conformidade com o artigo 7.º-J, n.º 11, da Lei da Eletricidade, não serão organizados novos leilões a partir do ano seguinte no âmbito do MRC.

4.7. **Observações diversas**

4.7.1. *Sustentabilidade*

(321) A Bélgica explicou que o MRC foi concebido para ser tecnologicamente neutro e que não reserva qualquer capacidade para unidades alimentadas a gás. Além do mais, muitas escolhas relativas à conceção foram tomadas tendo em vista assegurar condições de igualdade e promover ativamente a participação de tecnologias inovadoras, tais como a gestão do lado da procura e outras formas de flexibilidade. Por exemplo, a conceção prevê a reserva de uma quantidade significativa de capacidade para o leilão T-1, o que facilitará a participação neste último das tecnologias com prazos de concretização mais curtos, como a gestão do lado da procura ou baterias. Estima-se que o volume seja superior a 1,5 GW com disponibilidade a 100 %, o que equivale a mais de 3 ou 4 GW após a aplicação dos fatores de redução. Comparativamente a outros países europeus, esta percentagem reservada para o leilão T-1 é consideravelmente mais elevada; designadamente, no ano de fornecimento de 2018-2019, o Reino Unido reservou 2,5 GW para o leilão T-1, contra 48,6 GW no leilão T-4. Por sua vez, o mecanismo de capacidade irlandês prevê que entre 2 % e 5 % das necessidades de capacidade sejam reservadas para o leilão A-1.

(322) Tal como referido no considerando 109, as novas instalações alimentadas a combustíveis fósseis, que serão elegíveis para contratos de 15 anos, estarão vinculadas aos objetivos estabelecidos pela União Europeia e/ou pela Bélgica de redução das emissões de gases com efeito de estufa, a fim de alcançar a neutralidade climática até 2050.

(323) Além disso, a Bélgica afirmou que construiu um ambiente atrativo para o desenvolvimento das chamadas «tecnologias com limitações de energia» (p. ex., através da possibilidade de participar nos mercados de serviços de sistema ou de uma maior facilidade graças à transferência do mecanismo de energia). Daí resultaram elevadas percentagens de gestão do lado da procura, uma tendência que aumentará ainda mais, dado que está prevista a entrada de tecnologias adicionais de armazenamento e resposta da procura no sistema para 2025.

(324) Por último, o atual nível de interligação elétrica da Bélgica ronda os 24 %, prevendo-se que cresça para 33 % até 2030.

4.7.2. *Abandono progressivo da energia nuclear*

(325) A Bélgica afirmou que a notificação continua a apoiar-se no abandono progressivo e total da energia nuclear. Além disso, explicou que as eventuais propostas de ajustamento, na sequência de uma avaliação até ao final de novembro de 2021, serão notificadas.

4.7.3. *Duração*

(326) A Bélgica argumentou que o principal motivo que justificou a introdução dos contratos de longo prazo era criar condições de igualdade entre as capacidades existentes, renovadas e novas. A preocupação de assegurar tais condições de igualdade é tão válida no primeiro leilão como nos leilões seguintes.

(327) Relativamente à extensão dos contratos (15 anos) e ao caráter temporário da medida (10 anos), a Bélgica observou que deve ser feita uma distinção entre, por um lado, a extensão dos contratos e, por outro, a organização aprovada dos leilões.

5. **APRECIAÇÃO DA MEDIDA**

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

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

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

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

(331) O artigo 107.º, n.ºs 2 e 3, do TFUE enumera as circunstâncias específicas em que os auxílios são ou podem, ainda assim, ser considerados compatíveis com o mercado interno. A apreciação efetuada pela Comissão da aplicabilidade de algumas dessas circunstâncias no presente caso é apresentada na secção 5.3.

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

(332) Para as medidas serem consideradas auxílios estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE: a) têm de ser imputáveis ao Estado e b) têm de envolver recursos estatais. Este último requisito significa que o auxílio tem de ser concedido diretamente pelo Estado ou através de um organismo público ou privado por ele designado ou instituído ([88]). Conforme explicado na secção 2.2, o MRC foi instituído pela Lei federal, adotada em 22 de abril de 2019, que altera a Lei federal da eletricidade, de 29 de abril de 1999, relativa à organização do mercado belga da eletricidade (direito primário). Várias disposições de execução deste mecanismo de capacidade estão previstas

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

através do direito derivado, como decretos reais, decretos ministeriais e regras de mercado e contratos aprovados como regulamentação. A base jurídica de todo este direito derivado é a Lei federal da eletricidade supracitada. Como tal, a medida é imputável ao Estado belga.

(333) Na decisão de início do procedimento, a Comissão concluiu, a título preliminar, que o MRC é financiado a partir de recursos estatais. A Bélgica não contestou esta conclusão.

(334) Com o mecanismo de financiamento descrito na secção 2.12.2, o Estado belga cria um sistema em que os custos incorridos pelo ORT devido ao MRC são integralmente compensados através das tarifas da rede, que apresentam as características de uma imposição parafiscal. Com efeito, o Estado prevê por lei uma sobretaxa no consumo de eletricidade, através das tarifas da rede (ver considerandos 208 e 209). Por um lado, nos termos da Lei da Eletricidade, o ORT é obrigado a cobrar estas tarifas diretamente aos utilizadores da rede (ver considerando 208). Por outro lado, o pagamento das tarifas cabe aos utilizadores da rede a quem estas são impostas (ver considerando 210). Acresce que, tal como sublinhado no considerando 208, as tarifas obrigatórias da rede emanam do Estado, na medida em que o Estado não se limitou a tornar obrigatória para um grupo de pessoas singulares uma contribuição que foi introduzida e administrada por uma associação de pessoas singulares, como consta da jurisprudência nos processos Pearle ([89]) e Doux Élevage ([90]) . Por conseguinte, em conformidade com o acórdão do Tribunal de Justiça no processo Alemanha/Comissão Europeia, as tarifas da rede constituem uma taxa imposta por lei ([91]).

(335) Por conseguinte, a Comissão considera que o MRC é financiado a partir de recursos estatais, uma vez que é financiado pelo produto de uma imposição parafiscal imposta pelo Estado, gerido e repartido de acordo com as disposições legislativas. Efetivamente, se o direito nacional exige que uma taxa seja repercutida em determinado grupo de pessoas, a taxa é obrigatória e, portanto, os fundos gerados são recursos estatais ([92]).

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

(336) Uma vantagem, na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, é qualquer benefício económico que uma empresa não teria obtido em condições normais de mercado, isto é, na ausência da intervenção do Estado ([93]).

(337) Os licitantes selecionados nos leilões para o MRC recebem uma remuneração, através do MRC, que não receberiam se continuassem a operar no mercado da eletricidade em condições económicas normais, limitando-se a vender eletricidade e serviços auxiliares. A medida confere, portanto, uma vantagem económica às empresas selecionadas nos leilões para o MRC. Esta vantagem é seletiva na medida em que favorece apenas certas empresas, ou seja, as selecionadas nos leilões para o MRC, que se encontram numa situação factual e jurídica comparável à de outros fornecedores de capacidade que não participaram ou não puderam participar nos leilões, ou que neles participaram mas não foram selecionados.

(338) Além disso, a medida confere uma vantagem seletiva apenas a certas empresas capazes de ajudar a resolver o problema de adequação identificado, uma vez que as capacidades inferiores a 1 MW (ver considerando 69) estão excluídas da participação direta no MRC (ou seja, sem agregação – ver considerando 72), apesar de também poderem contribuir para reduzir esse problema de adequação. No futuro, a existência de um limite mínimo para participar no MRC, mesmo que reduzido (considerando 70), continuará a excluir algumas capacidades de uma participação direta (ou seja, sem agregação) no MRC. Além disso, as capacidades estrangeiras situadas em Estados-Membros não vizinhos serão excluídas do MRC (ver considerando 199). Por conseguinte, também nesta perspetiva, a medida confere uma vantagem seletiva.

([89]) Processo C-345/02, Pearle e o., 2004, ECLI:EU:C:2004:448.
([90]) Processo C-677/11, Doux Élevage e Coopérative agricole UKL-ARREE, 2013, ECLI:EU:C:2013:348.
([91]) Processo C-405/16 P, República Federal da Alemanha/Comissão Europeia, 2019, ECLI:EU:C:2019:268, n.º 68.
([92]) Ver processo C-405/16 P, República Federal da Alemanha/Comissão Europeia, 2019, ECLI:EU:C:2019:268, n.ºs 68 e 72. processo C-706/17, Achema e o., 2019, ECLI:EU:C:2019:407, n.º 57; e processo T-217/17 FVE Holýšov I e o./Comissão, 2019, ECLI:EU:T:2019:633, n.º 111.
([93]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 11 de julho de 1996, SFEI e outros, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, n.º 60. acórdão do Tribunal de Justiça de 29 de abril de 1999, Espanha/Comissão, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, n.º 41.

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

(339) A medida ameaça falsear a concorrência e afetar as trocas comerciais no mercado interno. A produção de eletricidade bem como os mercados grossistas e retalhistas da eletricidade são atividades abertas à concorrência em toda a União ([94]). Por conseguinte, qualquer vantagem proveniente de recursos estatais concedida a uma empresa desse setor pode afetar as trocas comerciais intra-União e falsear a concorrência.

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

(340) A medida, por conseguinte, constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

5.2. **Legalidade do auxílio**

(341) Ao notificarem a medida antes da sua aplicação, as autoridades belgas cumpriram a sua obrigação decorrente do artigo 108.º, n.º 3, do TFUE.

5.3. **Compatibilidade da medida com o mercado interno**

(342) A Comissão apreciou a medida notificada com base no artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE e nas EEAG. Mais particularmente, apreciou a medida no âmbito da secção 3.9 das EEAG ([95]), que estabelece condições específicas para os auxílios à adequação da produção.

(343) O artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE prevê que a Comissão pode declarar compatíveis os «auxílios destinados a facilitar o desenvolvimento de certas atividades ou regiões económicas, quando não alterem as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum». Por conseguinte, os auxílios compatíveis ao abrigo desta disposição do Tratado têm de contribuir para o desenvolvimento de certas atividades económicas. Ademais, o auxílio não pode falsear a concorrência numa medida contrária ao interesse comum.

5.3.1. *Contributo para o desenvolvimento de uma atividade económica*

(344) Nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE, a medida tem de contribuir para o desenvolvimento de certas atividades económicas ([96]).

(345) A medida notificada apoia o desenvolvimento da atividade económica no setor da eletricidade, ao estimular diretamente investimentos suficientes em capacidades novas e existentes de produção, armazenamento e resposta da procura, com vista a garantir a segurança do aprovisionamento de eletricidade. Como efeito secundário, pode esperar-se que a segurança do aprovisionamento de eletricidade, com o apoio da medida, estimule a atividade económica de forma mais geral, uma vez que um aprovisionamento de eletricidade seguro é benéfico para várias atividades económicas que dependem da eletricidade como fator de produção.

(346) O regime notificado contribui para o desenvolvimento de uma atividade económica, conforme exigido pelo artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

5.3.2. *Facilitação de uma atividade económica e efeito de incentivo*

(347) Os auxílios têm um efeito de incentivo se induzirem os beneficiários a alterar o seu comportamento em relação ao desenvolvimento de uma certa atividade económica visada pelo auxílio e se a mudança de comportamento não ocorreria sem o auxílio ([97]). O ponto 227, lido em conjugação com a secção 3.2.4 das EEAG, fornece orientações mais específicas sobre a interpretação deste critério.

([94]) Ver o Regulamento Eletricidade e a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (JO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

([95]) No ponto 16 das EEAG, foi aditada a seguinte frase na Comunicação C(2020) 4355 final: «As presentes orientações são, no entanto, aplicáveis às empresas que não se encontravam em dificuldade em 31 de dezembro de 2019, mas que se tornaram empresas em dificuldade no período compreendido entre 1 de janeiro de 2020 e 30 de junho de 2021.»

([96]) Acórdão de 22 de setembro de 2020, Áustria/Comissão, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, n.os 20 e 24.

([97]) Ver, nesse sentido, os pontos 49 e 144 das EEAG.

(348) A Bélgica facultou uma avaliação da adequação da produção que demonstra que, num cenário contrafactual sem a medida, a adequação da produção atingiria níveis críticos em 2025, tal como descrito no considerando 49. Por outras palavras, sem a medida, os fornecedores de capacidade não disponibilizariam a capacidade necessária para cumprir a norma de fiabilidade estabelecida pela Bélgica para fornecer energia em períodos de pressão. Tal como explicado no considerando 227, algumas partes interessadas confirmaram a necessidade do MRC e salientaram a sua urgência.

(349) Segundo o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, em 2025, só uma percentagem muito reduzida da capacidade adicional será viável no âmbito do mercado apenas centrado na energia (considerando 50).

(350) Por conseguinte, a medida tem um efeito de incentivo à entrada de novas capacidades no mercado. A medida incentiva os novos intervenientes no mercado e os já existentes a contribuírem para o objetivo de segurança do aprovisionamento.

(351) Além disso, em conformidade com o ponto 52 das EEAG, o auxílio é concedido com base num procedimento de concurso competitivo. O processo de leilão descrito na secção 2.5 é não discriminatório e aberto a todos os tipos de capacidade.

(352) Além do mais, a obrigação de devolução descrita na secção 2.7.3 cria um incentivo financeiro para estar disponível em situações de escassez. Por outro lado, a Bélgica introduziu procedimentos de monitorização da disponibilidade antes e durante o período de entrega (ver as secções 2.8.1 e 2.8.2), bem como testes adequados e sanções (descritos nas secções 2.8.3 e 2.8.4) para assegurar o cumprimento da obrigação de disponibilidade.

(353) Por último, a Comissão concorda com as observações apresentadas por uma parte interessada, que assinalam que os investimentos necessários para permitir à capacidade respeitar as normas ambientais já adotadas não devem ser elegíveis para contratos de maior duração, em conformidade com o ponto 53 das EEAG (ver considerando 238).

(354) Por conseguinte, a Comissão acolhe favoravelmente a alteração do Decreto Real que define os limiares de investimento, os critérios de elegibilidade aplicáveis aos custos de investimento e o procedimento de pontuação. Nos termos do decreto real alterado, apenas os custos de adaptação às futuras normas da União serão elegíveis no âmbito do MRC (ver considerando 142).

(355) A Comissão considera que a medida tem um efeito de incentivo que altera o comportamento dos seus beneficiários em relação ao desenvolvimento de uma certa atividade económica visada pelo auxílio.

5.3.3. *Conformidade com outras disposições do direito da União*

(356) Os auxílios estatais que violem disposições ou princípios gerais do direito da União não podem ser declarados compatíveis ([98]).

(357) Se uma medida de auxílio estatal (incluindo o seu método de financiamento, caso esteja vinculado a esse auxílio) implicar aspetos indissoluvelmente ligados ao objetivo do auxílio e que violem outras disposições do direito da União, tal violação pode afetar a apreciação da compatibilidade desse auxílio estatal ([99]). No caso em apreço, poderia estar em causa o cumprimento dos artigos 30.º e 110.º do TFUE e de determinadas disposições do Regulamento Eletricidade. A Comissão tem, por isso, de verificar se existe a possibilidade de tais disposições do direito da União serem violadas por aspetos do MRC e, em caso afirmativo, se tais aspetos estão indissoluvelmente ligados ao objetivo do auxílio no âmbito do MRC.

5.3.3.1. Conformidade com os artigos 30.º e 110.º do Tratado

(358) Na decisão de início do procedimento, a Comissão concluiu, a título preliminar, que o mecanismo de financiamento das medidas de auxílio notificadas não introduz quaisquer restrições suscetíveis de infringir o artigo 30.º ou o artigo 110.º do TFUE. A Comissão não recebeu quaisquer observações que contestassem essa conclusão.

([98]) Acórdão de 22 de setembro de 2020, Áustria/Comissão, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, n.º 44.

([99]) Ver o considerando 25 da Decisão da Comissão relativa ao auxílio estatal SA.40029 (2014/N), «Reintroduction of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II – H1 2015» [Reintrodução do regime de liquidação, regime de compensação, Modelo I e Modelo II – H1 2015] (JO C 136 de 24.4.2015, p. 4). Ver o considerando 29 da Decisão da Comissão relativa ao auxílio estatal SA.42215 (2015/N), «Prolongation of the Greek financial support measures (Article 2 law 3723/2008)» [Prolongação das medidas gregas de ajuda financeira (artigo 2.º da Lei n.º 3723/2008)] (JO C 277 de 21.8.2015, p. 11).

(359) Tal como previsto no ponto 29 das EEAG, se uma medida de auxílio estatal ou as modalidades da sua atribuição (incluindo o seu modo de financiamento, quando fizer parte integrante do auxílio) implicarem de forma indissociável uma violação da legislação da União, o auxílio não pode ser declarado compatível com o mercado interno. No domínio da energia, qualquer imposição cujo objetivo seja o financiamento de uma medida de auxílio estatal tem de respeitar, nomeadamente, os artigos 30.º e 110.º do TFUE. Por conseguinte, a Comissão verificou se o mecanismo de financiamento das medidas de auxílio notificadas cumpre o disposto nos artigos 30.º e 110.º do TFUE.

(360) Tal como explicado no considerando 334, o Estado belga cria um sistema em que os custos incorridos pelo ORT devido ao MRC são integralmente compensados pelas tarifas da rede, que apresentam as características de uma imposição parafiscal. Tal como explicado no considerando 214, a tarifa é aplicada uniformemente e numa base de EUR/MWh a todos os consumidores. A Comissão considera, por conseguinte, que estas tarifas são muito semelhantes a um imposto sobre a eletricidade consumida.

(361) No que respeita aos artigos 30.º e 110.º do TFUE, é jurisprudência estabelecida que o direito da União, no estado atual da sua evolução, não limita a liberdade de cada Estado-Membro de estabelecer um sistema de tributação diferenciado para certos produtos, ainda que similares na aceção do artigo 110.º, primeiro parágrafo, do TFUE, em função de critérios objetivos, como sejam a natureza das matérias-primas utilizadas ou os processos de produção aplicados. Tais diferenciações apenas são, todavia, compatíveis com o direito da União se prosseguirem objetivos compatíveis, também eles, com o direito da União e se as suas modalidades forem de molde a evitar qualquer forma de discriminação, direta ou indireta, das importações provenientes dos outros Estados-Membros, ou de proteção em favor de produções nacionais concorrentes ([100]).

(362) Tal como explicado na secção 2.10, em conformidade com o Regulamento Eletricidade, a Bélgica permitirá, desde a primeira entrega, ou seja, 2025, a participação no MRC de capacidades estrangeiras situadas num Estado-Membro que tenha uma ligação de rede direta com a Bélgica.

(363) Em virtude da abertura da medida às capacidades transfronteiriças, a Comissão conclui que o mecanismo de financiamento das medidas de auxílio notificadas não introduz quaisquer restrições suscetíveis de infringir o artigo 30.º ou o artigo 110.º do TFUE.

5.3.3.2. Conformidade com o Regulamento Eletricidade

Conformidade com o artigo 20.º do Regulamento Eletricidade

(364) O artigo 20.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade dispõe que os Estados-Membros devem monitorizar a adequação dos recursos no seu território com base na AEAR nos termos do artigo 23.º. A fim de complementar a AEAR, os Estados-Membros podem, além disso, efetuar uma ANAR nos termos do artigo 24.º.

(365) A Comissão observa que a REORTE ainda não cumpriu a sua obrigação, prevista no artigo 23.º do Regulamento Eletricidade, de realizar uma AEAR. Como tal, o problema de adequação dos recursos na Bélgica foi identificado unicamente com base na ANAR. Não foi possível efetuar uma comparação entre a ANAR e a AEAR nos termos do artigo 24.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, cujo objetivo seria identificar possíveis divergências entre as duas avaliações. Tal como disposto no artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, a ANAR também deve basear-se na metodologia acordada para a AEAR a que se refere o artigo 23.º do Regulamento Eletricidade.

(366) Em 25 de junho de 2021, a Elia publicou um novo estudo de adequação dos recursos, baseado na metodologia AEAR. O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 identifica um problema de adequação dos recursos na Bélgica a partir de 2025.

(367) Antes de introduzirem mecanismos de capacidade, os Estados-Membros têm de identificar todas as distorções regulamentares ou falhas de mercado que tenham causado ou contribuído para o problema de adequação dos recursos. Os Estados-Membros são obrigados a tomar medidas para eliminar as distorções identificadas e a publicar um calendário para a sua aplicação (artigo 20.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade).

(368) Tal como descrito na secção 2.3.4, a Bélgica elaborou e publicou um plano de execução que estabelece as medidas para eliminar distorções regulamentares ou falhas no mercado belga da eletricidade.

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

(369) Ao abrigo do plano de execução, as autoridades belgas comprometeram-se a realizar diversas reformas do mercado, com vista, nomeadamente, a fortalecer os mercados de compensação (ver considerando 62), facilitar a resposta da procura (ver considerando 64) e aumentar a capacidade de interconexão (ver considerando 65).

(370) A Bélgica comprometeu-se igualmente a publicar o plano e acompanhar a sua aplicação, bem como a publicar os resultados dessa verificação num relatório anual submetendo-o à Comissão Europeia. Por último, a Bélgica comprometeu-se a observar o plano de execução mesmo após ser resolvido o problema de adequação dos recursos identificados.

(371) Na sequência de uma consulta pública, em 30 de abril de 2020, a Comissão adotou um parecer relativo ao plano de execução da Bélgica, nos termos do artigo 20.º, n.º 5, do Regulamento Eletricidade ([101]). No seu parecer, a Comissão constatou que a Bélgica deve continuar a melhorar o funcionamento dos seus mercados de compensação, alterando o seu regime de fixação de preços de escassez e equacionando aplicar a função de fixação de preços de escassez também aos prestadores de serviços de compensação, conforme referido no considerando 62, mas também reconheceu que várias melhorias foram realizadas recentemente ou estão projetadas. Tal como referido no considerando 62, a Bélgica introduziu uma denominada «componente alfa» no seu mecanismo de fixação dos preços de desvio, implementou a liquidação de desvios e prepara-se para aderir às plataformas de compensação da UE para aFRR e mFRR. Quanto à resposta da procura, a Comissão constatou, no seu parecer, que a Bélgica deve prosseguir a implantação de contadores inteligentes com as funcionalidades necessárias para facilitar a adoção de uma resposta da procura baseada nos preços. Tal como referido no considerando 64, a Bélgica comprometeu-se a reforçar a implantação de contadores inteligentes no futuro. Estas medidas são suficientes para eliminar as distorções regulamentares ou falhas de mercado identificadas no plano de execução da Bélgica, em conformidade com o artigo 20, n.º 5, do Regulamento Eletricidade.

(372) A medida cumpre o artigo 20.º do Regulamento Eletricidade.

Conformidade com o artigo 21.º do Regulamento Eletricidade

(373) Nos termos do artigo 21.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, para resolver os problemas de adequação dos recursos remanescentes, os Estados-Membros podem, apenas como último recurso, introduzir um mecanismo de capacidade, nas condições estabelecidas, nomeadamente, no artigo 21.º, n.ºs 2 a 8.

(374) Em conformidade com o artigo 21.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade, a Bélgica realizou, entre outubro e dezembro de 2019, um estudo relativo aos efeitos do seu mecanismo nos Estados-Membros vizinhos, através de consultas com os seus Estados-Membros vizinhos.

(375) Nos termos do artigo 20.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, os Estados-Membros devem avaliar se um mecanismo de capacidade sob a forma de reserva estratégica pode responder aos problemas de adequação de recursos.

(376) Tal como referido no considerando 60, a Bélgica tem atualmente uma reserva estratégica que será criada até 31 de março de 2022. O objetivo da reserva estratégica é satisfazer o pico da procura durante os períodos de inverno quando o mercado não consegue fazê-lo, mantendo fora do mercado alguma da capacidade existente de produção e de resposta da procura, como sistema de retaguarda, cuja ativação só pode ocorrer quando se esgotarem os recursos de compensação.

(377) Tal como explica o relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade ([102]), nos casos em que são identificados problemas de adequação a longo prazo, o mecanismo de capacidade mais apropriado para resolver o problema é provavelmente um mecanismo à escala do mercado baseado no volume. O mesmo relatório explica ainda que uma reserva estratégica não resolveria o problema de investimento identificado em relação às novas centrais. Pelo contrário, os mecanismos de capacidade à escala do mercado podem incentivar mais eficazmente investimentos destinados a resolver os problemas de adequação a longo prazo.

(378) Uma vez que o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 identificou uma necessidade estrutural de novas capacidades (ver considerandos 49 e 50), a Comissão considera que um mecanismo de capacidade sob a forma de reserva estratégica não seria capaz de responder aos problemas de adequação de recursos identificados na Bélgica a partir de 2025.

([101]) Parecer da Comissão [C(2020) 2654 final]: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([102]) Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade, SWD(2016) 385 final.

(379) Nos termos do artigo 20.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, os Estados-Membros não podem aplicar mecanismos de capacidade antes de o plano de execução a que se refere o artigo 20.º, n.º 3, do regulamento ser objeto dum parecer da Comissão, tal como referido no artigo 20.º, n.º 5.

(380) Conforme descrito no considerando 371, em 30 de abril de 2020, a Comissão adotou um parecer relativo ao plano de execução da Bélgica. A Bélgica iniciou medidas preparatórias para o primeiro leilão A-4, mas ainda não introduziu o MRC.

(381) Em aplicação do artigo 21.º, n.º 7, do Regulamento Eletricidade, que exige a inclusão de uma disposição relativa à supressão gradual eficaz do mecanismo de capacidade se não forem celebrados novos contratos durante três anos consecutivos, a Bélgica introduziu uma cláusula nos termos da qual não serão organizados novos leilões no âmbito do MRC, se não tiver sido celebrado nenhum novo acordo de capacidade durante três anos consecutivos em conformidade com o artigo 7.º-J, n.º 11, da Lei da Eletricidade (ver considerando 218).

(382) Conforme descrito no considerando 217, a Bélgica solicita a autorização do auxílio estatal para um período de 10 anos, ou seja, para o período máximo estipulado no artigo 21.º, n.º 8, do Regulamento Eletricidade.

(383) Por último, a Bélgica comprometeu-se a aplicar o plano de execução a que se refere o artigo 20.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade após a introdução do mecanismo de capacidade, tal como exigido pelo artigo 21.º, n.º 8, do regulamento.

(384) A Comissão conclui que a medida cumpre o artigo 21.º do Regulamento Eletricidade.

Conformidade com o artigo 22.º do Regulamento Eletricidade

(385) O artigo 22.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade define as características específicas da conceção que todos os mecanismos de capacidade devem apresentar. Nos termos do referido artigo, os mecanismos de capacidade: i) devem ser temporários; ii) não devem criar distorções desnecessárias no mercado nem limitar o comércio interzonal; iii) não devem ir além do necessário para resolver o problema de adequação; iv) devem selecionar os fornecedores de capacidade através de um processo transparente, não discriminatório e concorrencial; v) devem proporcionar incentivos aos fornecedores de capacidade, para que estejam disponíveis em possíveis alturas de pressão sobre o sistema; vi) devem assegurar que a remuneração seja determinada através de um processo concorrencial; vii) devem estabelecer as condições técnicas para a participação de fornecedores de capacidade antes do processo de seleção; viii) devem ser abertos à participação de todos os recursos, incluindo o armazenamento de energia e a gestão do lado da procura, suscetíveis de assegurar o desempenho técnico necessário; e ix) devem aplicar sanções adequadas aos fornecedores de capacidade que não estejam disponíveis em situações de pressão sobre o sistema.

(386) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto ao facto de a medida estar em conformidade com o artigo 22.º, n.º 1, alínea c), do Regulamento Eletricidade, nos termos do qual os mecanismos de capacidade não devem ir além do necessário para resolver o problema de adequação.

(387) O MRC notificado é temporário, tal como explicado no considerando 385.

(388) O MRC é concebido por forma a limitar o impacto ao necessário para alcançar os objetivos políticos e evitar distorções indevidas do mercado da eletricidade. O MRC está aberto a todos os produtores de eletricidade existentes e novos, operadores de resposta da procura e operadores de armazenamento. O MRC está, além disso, aberto às capacidades transfronteiriças. Além do mais, a conceção do MRC inclui diversas medidas adotadas especificamente para evitar situações de abuso de poder de mercado, por exemplo, opções de fiabilidade, limites de preços e um processo de leilão competitivo (ver secções 2.5 e 2.7). De resto, espera-se que a abertura a novas capacidades e a disponibilidade de contratos de longo prazo permitam assegurar que as posições dominantes existentes não sejam reforçadas indevidamente (ver considerandos 66 e 117).

(389) No que respeita à exigência de o MRC não ir além do necessário para resolver o problema de adequação, a Bélgica aprovou os parâmetros que determinam a quantidade de capacidade a contratar no MRC com base numa proposta da entidade reguladora, em conformidade com o artigo 25.º, n.º 4, do Regulamento Eletricidade (ver considerandos 88 e 290).

(390) Tal como referido no considerando 92, o processo destinado a completar a quantidade de capacidade a contratar deve respeitar as disposições aplicáveis do Regulamento Eletricidade. Para determinar o volume a adquirir no primeiro leilão A-4 relativo ao período de entrega de 2025-2026, a Bélgica utilizou o cenário da MAF 2019 atualizado de acordo com as atualizações de 2020 do PLEF. A Bélgica esclareceu que o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 utilizou no cenário «UE-BASE» as mesmas sensibilidades relativas à indisponibilidade da capacidade nuclear francesa (considerando 102).

(391) Além disso, tal como referido no considerando 103, as autoridades belgas reservaram um volume significativo para o leilão A-1, assegurando que uma nova calibração da curva da procura será realizada mais perto do ano de fornecimento e evitando que fosse leiloada demasiada capacidade no primeiro leilão A-4. Esta grande reserva A-1 permite às autoridades belgas acomodar ligeiros desvios após novos dados de entrada e melhorias metodológicas.

(392) A Comissão observa que apenas cerca de 54 % do pico de consumo médio nos períodos de escassez será contratado no leilão A-4, em 2021 (ver considerando 104).

(393) A Comissão também observa que a norma de fiabilidade determina a quantidade de capacidade leiloada no mercado de capacidade e que a nova norma de fiabilidade, calculada de acordo com a metodologia NF, não diverge da antiga norma de fiabilidade (considerando 22).

(394) Tal como referido nos considerandos 28 e 105, a Bélgica comprometeu-se a definir, se necessário, uma nova norma de fiabilidade antes de setembro de 2022, com vista a utilizar a nova norma de fiabilidade para determinar o volume a adquirir respeitante, o mais tardar, ao leilão de 2023. A Bélgica comprometeu-se igualmente a verificar e, se necessário, ajustar os volumes a contratar no leilão T-4 em 2023 e no leilão T-1 em 2026 cruzando-os com os resultados da ANAR de 2023. A Comissão insta as autoridades belgas a consultar a ACER quando atualizarem a norma de fiabilidade e a ANAR, a fim de compreender melhor as decisões da ACER nesta matéria, mencionadas nos considerandos 18 e 40.

(395) Tendo em conta o que precede, em particular as observações adicionais transmitidas pela Bélgica durante o procedimento formal de investigação, a Comissão considera que o MRC não vai além do necessário para resolver o problema de adequação.

(396) Com base nas Regras de Funcionamento do MRC belga, a capacidade será adquirida mediante um processo transparente, não discriminatório e concorrencial.

(397) O MRC proporciona incentivos aos fornecedores de capacidade, para que estejam disponíveis em possíveis alturas de pressão sobre o sistema (ver considerandos 182 a 186).

(398) Além disso, a remuneração é determinada através de um procedimento de concurso, e o processo de leilão descrito na secção 2.5 é não discriminatório e aberto a todos os tipos de capacidade.

(399) A Bélgica estabeleceu as condições técnicas para a participação de fornecedores de capacidade antes do processo de seleção. Estas condições estão previstas nas Regras de Funcionamento do MRC belga (ver considerando 12).

(400) O MRC estará aberto a todas as capacidades que consigam contribuir para a adequação dos recursos. Será tecnologicamente neutro e estará particularmente aberto aos operadores de capacidade, armazenamento e resposta da procura existentes ou novos. O MRC estará, além disso, aberto às capacidades transfronteiriças.

(401) Por último, tal como explicado no considerando 182, o MRC prevê a aplicação de sanções em caso de indisponibilidade em situações de pressão sobre o sistema.

(402) A Comissão conclui, por conseguinte, que os requisitos definidos no artigo 22.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade estão cumpridos.

(403) Além do mais, nos termos do artigo 22.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, os mecanismos de capacidade devem: i) ser construídos de modo a garantir que o preço pago pela disponibilidade tende automaticamente para zero, quando se esperar que o nível de capacidade fornecida seja adequado para responder ao nível de capacidade procurada; ii) remunerar os recursos participantes apenas pela sua disponibilidade; e iii) garantir que as obrigações de capacidade são transferíveis entre fornecedores de capacidade elegíveis.

(404) A medida notificada consiste num mecanismo de capacidade à escala do mercado e tecnologicamente neutro, em que todos os fornecedores de capacidade elegíveis licitam num único leilão de capacidade para apurar o preço sustentável mais baixo pelo qual seja possível fornecer a capacidade necessária. A natureza competitiva do leilão deve levar a que os preços tendam para zero, se a oferta for suficiente para responder à procura.

(405) Tal como explicado no considerando 8, a taxa de capacidade paga aos fornecedores de capacidade com uma opção de fiabilidade consiste num pagamento fixo pela manutenção da capacidade contratada disponível em qualquer período de escassez. Assim, esta taxa remunera a disponibilidade da capacidade e não inclui a remuneração do volume de eletricidade que os fornecedores de capacidade oferecerão no mercado.

(406) Conforme descrito no considerando 187, a Bélgica estabelecerá um mercado secundário para dotar os fornecedores de capacidade de um mecanismo que lhes permita melhorar a sua gestão dos riscos no âmbito do MRC. No caso das transações no mercado secundário, será assegurada uma transferência integral das obrigações.

(407) A Comissão conclui, por conseguinte, que os requisitos definidos no artigo 22.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade estão cumpridos.

(408) Por último, o artigo 22.º, n.º 4, do Regulamento Eletricidade define os requisitos em matéria de limites de emissões de CO_2.

(409) Tal como explicado no considerando 107, os requisitos de pré-qualificação incluem um limite de emissão: os fornecedores de capacidade que ultrapassem os limites de emissão seguintes não podem participar no leilão de capacidade:

a) As capacidades que tenham iniciado a produção a partir de 4 de julho de 2019 estão sujeitas a um limite de emissão de 550 gr de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade;

b) As capacidades que tenham iniciado a produção antes de 4 de julho de 2019 estão sujeitas a um limite de emissão de 550 gr de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e a um limite de 350 kg de CO_2 provenientes de combustíveis fósseis por ano por kWe instalado.

(410) A Comissão conclui que a medida cumpre o artigo 22.º do Regulamento Eletricidade.

Conformidade com o artigo 24.º do Regulamento Eletricidade

(411) Nos termos do artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, as ANAR devem aplicar-se a nível regional e basear-se na metodologia a que se refere o artigo 23.º, n.º 3, do regulamento, em especial no n.º 5, alíneas b) a m).

(412) A este respeito, a Comissão observa que o mais recente estudo de adequação dos recursos para a Bélgica, ou seja, o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, se aplica a nível regional e se baseia na metodologia a que se refere o artigo 23.º, n.º 3.

(413) Em conformidade com o artigo 12.º, n.º 1, da decisão da ACER, a metodologia AEAR deverá estar plenamente implementada até ao final de 2023. Por conseguinte, a decisão da ACER prevê uma implementação gradual da metodologia AEAR, com base num roteiro que descreverá a fase de implementação definida no artigo 11.º, n.º 8, da decisão da ACER.

(414) Apesar de a metodologia AEAR ter sido aprovada pouco tempo antes de a Bélgica ter efetuado o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, integrou vários elementos da metodologia AEAR enunciados no considerando 42.

(415) A Comissão observa, no entanto, que o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 modeliza o aumento automático do preço máximo de compensação apenas a partir de 2025. Ainda assim, tal como demonstrado pela Bélgica, mesmo que o aumento automático do preço máximo de compensação se iniciasse a partir de 2022, os resultados da avaliação da viabilidade económica para 2025 permaneceriam inalterados. Além disso, a Bélgica comprometeu-se a assegurar que o novo estudo de adequação, a publicar até junho de 2023, tenha plenamente em conta a metodologia de aumentos de preços dinâmicos a partir do início do período da simulação (ver considerando 48).

(416) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 baseia-se em cenários centrais de referência adequados, em conformidade com o artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade (ver considerando 45).

(417) Ao abrigo do artigo 24.º, n.º 1, alínea a), do Regulamento Eletricidade, os Estados-Membros podem incluir sensibilidades na sua avaliação da adequação, relacionadas com «as especificidades da procura e da oferta de eletricidade ao nível nacional».

(418) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto à conformidade do MRC com o artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, uma vez que Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 utilizou o cenário UE-PRIE, que se baseia em pressupostos sobre o aprovisionamento externo de eletricidade, a saber, a indisponibilidade adicional de centrais nucleares francesas.

(419) Diversas partes interessadas criticaram a interpretação da Comissão do artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, afirmando que é demasiado restritiva. Segundo as partes interessadas, a metodologia AEAR confirma que as ANAR devem aplicar-se a nível regional e podem incluir sensibilidades adicionais, não especificando ou restringindo a natureza destas sensibilidades adicionais. Conforme mencionado no artigo 3.º, n.º 6, da referida metodologia, estas sensibilidades podem cobrir um vasto leque de modificações nos pressupostos em todo o âmbito geográfico considerado, incluindo diferentes pressupostos relativos aos dados de entrada, como as capacidades instaladas (ver considerandos 256 a 258).

(420) A Bélgica argumentou que a sua elevada taxa de interligação e dependência das importações constituem uma especificidade do aprovisionamento nacional de eletricidade (ver considerandos 286 e 318.

(421) A Comissão observa que o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 inclui sensibilidades relativamente à indisponibilidade da capacidade nuclear francesa que coincidem com os dados utilizados pelo ORT francês na ANAR francesa (ver considerandos 287 a 289).

(422) A Comissão sublinha que, por força do artigo 24.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade e da metodologia AEAR, as ANAR devem aplicar-se a nível regional e que o artigo 3.º, n.º 6, da metodologia AEAR dá a possibilidade de complementar os cenários centrais de referência com cenários e/ou sensibilidades adicionais. Além disso, o ponto 224, alínea a), das EEAG exige ao Estado-Membro o fornecimento de uma apreciação do impacto da produção variável, incluindo a proveniente de sistemas vizinhos.

(423) Como tal, a Comissão considera que o artigo 24.º, n.º 1, alínea a), do Regulamento Eletricidade não impede que sejam utilizadas, nas ANAR, sensibilidades adicionais relativas ao aprovisionamento externo de eletricidade.

(424) Tal como explicado no considerando 365, não foi possível efetuar a comparação necessária entre a ANAR e a AEAR nos termos do artigo 24.º, n.º 3, devido à não apresentação da AEAR por parte da REORTE.

(425) A Comissão conclui que a medida cumpre o artigo 24.º do Regulamento Eletricidade.

Conformidade com o artigo 25.º do Regulamento Eletricidade

(426) Nos termos do artigo 25.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, ao aplicar os mecanismos de capacidade, os Estados-Membros devem dispor de uma norma de fiabilidade.

(427) Tal como referido no considerando 22, a Bélgica dispõe de uma norma de fiabilidade, definida para um LOLE de três horas.

(428) O artigo 25.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade dispõe que a norma de fiabilidade deve ser fixada pelo Estado-Membro ou pela entidade competente designada pelo Estado-Membro, na sequência de uma proposta da entidade reguladora. A norma de fiabilidade deve basear-se na metodologia prevista no artigo 23.º, n.º 6.

(429) A norma de fiabilidade foi determinada pelo Decreto Real relativo ao estabelecimento da norma de fiabilidade e à aprovação dos valores relativos ao VEND e ao CONE, na sequência da proposta da entidade reguladora (ver considerando 20). A norma de fiabilidade estabelecida diverge ligeiramente daquela que foi proposta pela entidade reguladora, pelos motivos explicados no considerando 21. Contudo, o artigo 25.º do Regulamento Eletricidade não obsta a tal divergência.

(430) A Bélgica calculou a norma de fiabilidade com base na metodologia prevista no artigo 23.º, n.º 6.

(431) Nos termos do artigo 25.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade, a norma de fiabilidade deve ser calculada utilizando, pelo menos, o VEND e o CONE num determinado período de tempo e deve ser expressa como «previsão da energia não aproveitada» e «previsão da energia não distribuída».

(432) O artigo 2.º, ponto 9, do Regulamento Eletricidade define o VEND como uma estimativa em euros/MWh do preço máximo da eletricidade que os clientes estão dispostos a pagar para evitar uma indisponibilidade de serviço.

(433) Tal como referido no considerando 25, a CREG conduziu um inquérito sobre a disponibilidade para pagar, mas, devido às limitações do inquérito, só foi possível utilizar de forma limitada os resultados desse inquérito para determinar uma estimativa única do VEND. A Bélgica comprometeu-se a atualizar o VEND com base num novo inquérito sobre a disponibilidade para pagar e, se necessário, a definir uma nova norma de fiabilidade antes de setembro de 2022 (ver considerando 28).

(434) Por conseguinte, a Comissão constata que a norma de fiabilidade foi estabelecida com base na estimativa do VEND e no CONE esperado (ver considerandos 23 e 24), observando o disposto no artigo 25.º, n.º 3, do Regulamento Eletricidade.

(435) Nos termos do artigo 25.º, n.º 4, do Regulamento Eletricidade, quando são aplicados mecanismos de capacidade, os parâmetros que determinam o volume de capacidade pretendida no mecanismo de capacidade devem ser aprovados pelo Estado-Membro ou por uma entidade competente por ele designada com base na proposta das entidades reguladoras.

(436) Tal como explicado nos considerandos 86 e 290, a metodologia para determinar os parâmetros de determinação do volume de aquisições no mecanismo de capacidade foi proposta pela CREG.

(437) A Comissão conclui que a medida cumpre o artigo 25.º do Regulamento Eletricidade.

Conformidade com o artigo 26.º do Regulamento Eletricidade

(438) Nos termos do artigo 26.º, n.º 1, do Regulamento Eletricidade, os mecanismos de capacidade que não as reservas estratégicas e, sempre que viável do ponto de vista técnico, as reservas estratégicas, devem ser abertos à participação direta transfronteiriça dos fornecedores de capacidade situados noutro Estado-Membro, nas condições estabelecidas nesse artigo.

(439) Em conformidade com o artigo 26.º, n.º 2, do Regulamento Eletricidade, os Estados-Membros podem exigir que a capacidade externa esteja localizada num Estado-Membro com uma ligação de rede direta com o Estado-Membro que aplica o mecanismo de capacidade.

(440) A Bélgica permitirá, desde o primeiro ano de fornecimento, ou seja, 2025, a participação no MRC de capacidades estrangeiras situadas num Estado-Membro que tenha uma ligação de rede direta com a Bélgica. De acordo com a Bélgica, as metodologias, regras comuns e regras mencionadas no artigo 26.º, n.º 11, do Regulamento Eletricidade foram adotadas apenas em dezembro de 2020, sendo que deveria ser concedido um prazo razoável para a sua implementação e a realização dos preparativos necessários para a participação transfronteiriça. Uma vez que os ORT ainda não conseguiram celebrar os acordos necessários, não foi possível organizar a participação transfronteiriça a partir do primeiro leilão A-4. No entanto, de acordo com as autoridades belgas, foi reservado um volume para o leilão A-1, assegurando que as capacidades transfronteiriças poderão ainda participar e contribuir a partir do primeiro ano de fornecimento (ver considerando 189).

(441) Na decisão de início do procedimento, a Comissão procurou obter esclarecimentos sobre a utilização das receitas de congestionamento de capacidades e a partilha dessas receitas entre os ORT.

(442) A Bélgica esclareceu que as receitas de congestionamento serão utilizadas e repartidas de acordo com as regras definidas no Regulamento Eletricidade, nomeadamente o artigo 26.º, n.º 9.

(443) A Bélgica confirmou que dará cumprimento à Decisão n.º 36/2020 da ACER, que estabelece especificações técnicas para a participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade, incluindo a metodologia de distribuição das receitas obtidas com a atribuição da capacidade de entrada.

(444) Por conseguinte, a medida cumpre o artigo 26.º do Regulamento Eletricidade.

5.3.3.3. Conclusão sobre a conformidade com outras disposições do direito da União

(445) A medida cumpre os artigos 30.º e 110.º do Tratado e o Regulamento Eletricidade.

(446) Por conseguinte, a medida notificada não viola o direito da União aplicável.

5.3.4. *O auxílio está concebido de modo a limitar os seus efeitos na concorrência e nas trocas comerciais*

5.3.4.1. Necessidade de intervenção do Estado

(447) De acordo com a subsecção 3.2.2 das EEAG, o Estado-Membro tem de demonstrar que é necessária uma intervenção do Estado e, em especial, que o auxílio é necessário para sanar uma deficiência de mercado que, caso contrário, permaneceria por resolver.

(448) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou as suas dúvidas quanto à questão de saber se o problema de adequação dos recursos foi identificado com suficiente precisão e se foi devidamente analisado e quantificado pelas autoridades belgas, em especial no que se refere aos pontos 221 e 222 das EEAG. Várias partes interessadas corroboraram estas dúvidas, tendo igualmente posto em causa a necessidade e/ou a dimensão do MRC previsto (ver considerandos 227 a 234).

(449) De acordo com o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, a partir de 2025, após a conclusão do abandono progressivo da energia nuclear, a Bélgica será confrontada com um problema de adequação e enfrentará uma necessidade estrutural de novas capacidades. No cenário «UE-BASE» central, essa necessidade ascende a 2 GW em 2025 e cresce gradualmente até 3,9 GW em 2032 (ver considerando 49). O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 foi publicado em junho de 2021 e baseia-se na metodologia AEAR (ver ponto 221 das EEAG).

(450) Estando agora a metodologia AEAR aprovada pela ACER (ver considerando 40), as dúvidas da Comissão quanto à ênfase dada ao cenário UE-PRIE no Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2019 ou à inexistência de um cenário contrafactual para estimar o alcance do problema de adequação dos recursos na MAF 2019 para a Bélgica já não são pertinentes, visto que as diferenças metodológicas estão doravante unificadas numa metodologia comum e mais robusta, que confirma a existência de um problema de adequação.

(451) Embora duas partes interessadas tenham argumentado que os anteriores estudos belgas sobre a adequação dos recursos não tiveram em conta a função de escassez prevista (considerando 230), esse requisito ainda não existia à data dos estudos. Porém, o parecer da Comissão sobre o plano de execução belga insta a Bélgica a equacionar uma alteração correspondente do seu regime de fixação de preços de escassez até 1 de janeiro de 2022, o mais tardar. A este respeito, a Comissão toma nota do trabalho atualmente desenvolvido pela entidade reguladora e pelo ORT relativamente à introdução da função de fixação de preços de escassez para compensação na Bélgica.

(452) O atual nível de interligação elétrica da Bélgica ronda os 24 %, prevendo-se que cresça para 33 % até 2030. Tal como referido no considerando 323, a Bélgica também propiciou o desenvolvimento das chamadas «tecnologias com limitações de energia», por exemplo, através da possibilidade de participar nos mercados de serviços de sistema ou de uma maior facilidade graças à transferência do mecanismo de energia. Daí resultaram elevadas percentagens de gestão do lado da procura.

(453) Além disso, tal como descrito na secção 2.3.4, as autoridades belgas comprometeram-se a realizar diversas reformas do mercado, com vista, nomeadamente, a fortalecer os mercados de compensação (ver considerando 62), facilitar a resposta da procura (ver considerando 64) e aumentar a capacidade de interconexão (ver considerando 65).

(454) Não obstante estas reformas, o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 identifica riscos para a adequação dos recursos na Bélgica, fazendo referência à norma de fiabilidade descrita no considerando 22. Segundo o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021, em 2025, só uma percentagem muito reduzida da nova capacidade será viável no âmbito do mercado apenas centrado na energia.

(455) Por conseguinte, na opinião da Comissão, a Bélgica demonstrou por que motivo o mercado ainda não consegue fornecer a capacidade adequada na ausência de intervenção, em conformidade com o ponto 223 das EEAG.

(456) O ponto 224 das EEAG exige que a Comissão tenha em conta várias avaliações que devem ser fornecidas pelo Estado-Membro, relativas ao impacto da produção variável, à participação do lado da procura, à interconexão e a qualquer outro elemento que cause ou agrave os problemas de adequação da produção.

(457) O Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 incorpora toda a evolução em curso e planeada do mercado e as mais recentes metas estratégicas integradas ou referidas no plano de execução, relativamente ao conjunto dos quatro elementos mencionados no ponto 224 das EEAG.

(458) Tal como explicado no considerando 454, não obstante estas reformas, o Estudo de Adequação e Flexibilidade de 2021 identifica riscos para a adequação dos recursos na Bélgica comparativamente ao que seria necessário para atingir a meta de LOLE de três horas.

(459) A Comissão considera que a medida notificada é necessária, em conformidade com a secção 3.9.2 das EEAG.

5.3.5. *Adequação da medida*

(460) Como princípio geral, uma medida de auxílio estatal é adequada se for concebida por forma a corrigir devidamente as deficiências de mercado identificadas. As EEAG especificam, de resto, nos pontos 225 e 226, que, no contexto do auxílio à adequação da produção, este princípio implica que os auxílios devem remunerar unicamente o serviço de pura disponibilidade prestado pelo produtor de energia e que a medida deve ser aberta e proporcionar incentivos adequados tanto a atuais como futuros produtores de energia e a operadores que usem tecnologias substituíveis, tais como soluções de resposta da procura ou de armazenamento.

(461) A presente secção analisa primeiramente se um MRC à escala do mercado é a opção mais adequada entre várias possibilidades para resolver o problema de adequação identificado (secção 5.3.5.1 da presente decisão). Num segundo tempo, analisa se a conceção específica do MRC é consentânea com os requisitos específicos das EEAG referidos *supra* (secção 5.3.5.2 da presente decisão).

5.3.5.1. Adequação do MRC como instrumento

(462) Tal como referido no considerando 235, algumas partes interessadas indicaram que uma reserva estratégica seria uma melhor solução para o problema de adequação identificado do que um MRC à escala do mercado. Pelo contrário, a Bélgica considerou que uma reserva estratégica não seria capaz de combater as deficiências do mercado subjacentes (ver considerandos 278 e 279).

(463) Tal como referido no considerando 60, a Bélgica tem atualmente uma reserva estratégica que será criada até 31 de março de 2022. O objetivo da reserva estratégica é satisfazer o pico da procura durante os períodos de inverno quando o mercado não consegue fazê-lo, mantendo fora do mercado alguma da capacidade existente de produção e de resposta da procura, como sistema de retaguarda a ser ativado unicamente quando se esgotarem os recursos de compensação.

(464) Tal como explicado nos considerandos 377 e 378, um MRC à escala do mercado, que implicaria um mercado de capacidade para complementar o mercado da energia, parece ser a solução mais eficaz para garantir a segurança do aprovisionamento na Bélgica no contexto de mudanças estruturais, como o abandono progressivo da produção de energia nuclear.

5.3.5.2. Adequação da conceção específica do MRC

Remuneração unicamente do serviço de pura disponibilidade de capacidade

(465) De acordo com o ponto 225 das EEAG, a medida deve remunerar unicamente o serviço de pura disponibilidade.

(466) Na decisão de início do procedimento, a Comissão chegou à conclusão preliminar de que a medida remunera o serviço de pura disponibilidade de capacidade. Nem a Bélgica nem qualquer parte interessada questionaram o parecer da Comissão.

(467) O MRC remunera a disponibilidade da capacidade e não inclui a remuneração do volume de eletricidade que os fornecedores de capacidade oferecerão no mercado.

(468) Por conseguinte, a medida cumpre o ponto 225 das EEAG.

Abertura da medida a todos os fornecedores de capacidade relevantes

(469) O ponto 226 das EEAG estipula que os mecanismos de capacidade devem: i) estar abertos a tecnologias diferentes; ii) ter em conta até que ponto a capacidade de interconexão pode remediar o problema identificado de adequação da produção; e iii) proporcionar incentivos adequados tanto a capacidades novas como atuais.

(470) Tal como referido no considerando 66, prevê-se que a medida esteja aberto a todas as capacidades que consigam contribuir para a adequação dos recursos, seja tecnologicamente neutra e esteja particularmente aberta aos operadores de capacidade, armazenamento e resposta da procura existentes ou novos. Será permitida a agregação de capacidades, incluindo de tecnologias diferentes. Todas as tecnologias podem igualmente participar em todos os leilões (tanto A-4 como A-1) relativos a um período de entrega.

(471) A Bélgica adotou um conjunto de medidas com vista a assegurar a possibilidade de todas as tecnologias participarem nos leilões. A Comissão regista particularmente a decisão de reservar uma parte do volume a contratar para o leilão A-1, a fim de incentivar a participação dos prestadores de resposta da procura. Além disso, o A-4 prevê uma categoria específica de «capacidade não confirmada» (aberta a todas as tecnologias que não necessitem de programas diários e de participar individualmente, devido à sua relevância para o sistema), com o intuito de estimular igualmente a participação de capacidades suscetíveis de encontrar mais dificuldades para cumprir, desde logo, o nível de maturidade padrão exigido no A-4 (ver considerandos 83 e 98).

(472) No que diz respeito às FER, os fornecedores de capacidade de FER existentes ou novos são elegíveis para participar no MRC, salvo se receberem um auxílio ao funcionamento ao abrigo de regimes de auxílios estatais próprios (ver considerando 205).

(473) Na sequência da decisão de início do procedimento, uma parte interessada alegou que os detentores de capacidade elegíveis para participação (p. ex., PCCE com uma capacidade superior a 1 MW) são excluídos de participar se, durante um período determinado, beneficiarem de auxílio ao funcionamento através de certificados verdes (GSC) e/ou de certificados de produção combinada calor-eletricidade (PCCE) (ver considerando 237).

(474) A Comissão considera que os certificados de PCCE já são concebidos para cobrir os custos necessários dos operadores de PCCE e incentivar a sua exploração contínua. A fim de prevenir a cumulação de auxílios e a sobrecompensação resultante, os produtores não devem ser beneficiários de outras medidas de apoio, como, por exemplo, regimes de apoio às FER ou à PCCE que já cubram suficientemente os custos de funcionamento destes beneficiários, tal como descrito no considerando 205.

(475) Tal como referido no considerando 205, se os referidos operadores deixarem de beneficiar do auxílio ao funcionamento de FER/PCCE, tornar-se-ão elegíveis para participar no MRC.

(476) As regras descritas no considerando 205 não levam à exclusão dos fornecedores de capacidade que não recebam auxílios nestes termos.

(477) Quanto à participação transfronteiriça, a participação de capacidades transfronteiriças situadas num Estado-Membro que tenha uma ligação de rede direta com a Bélgica será permitida a partir do primeiro período de entrega (ver considerando 189).

(478) Adicionalmente, a participação de capacidades novas ou de capacidades existentes que necessitem de despesas de capital significativas para manterem a sua disponibilidade é possibilitada através da concessão de contratos plurianuais, desde que seja demonstrado que é necessário um nível predefinido de custos de investimento para desenvolver e construir as correspondentes instalações novas ou para renovar as existentes (ver considerando 138).

(479) Os limiares de investimento têm por base um conjunto de custos de investimento elegíveis, descritos no considerando 137. Os limiares têm em conta a capacidade instalada nominal (ou seja, a capacidade máxima que a unidade está concebida para explorar) e não a capacidade instalada reduzida (ou seja, a sua taxa de disponibilidade predefinida e a sua contribuição para o objetivo de adequação dos recursos).

(480) A este propósito, na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou as suas dúvidas quanto à utilização da capacidade instalada nominal para calcular os limiares de investimento. De acordo com a Comissão, este aspeto da conceção é suscetível de discriminar as tecnologias com fatores de redução elevados, nomeadamente as fontes de energia solar e eólica renováveis intermitentes. A capacidade instalada reduzida constitui a medida que reflete a contribuição efetiva de uma tecnologia para a capacidade total e permitiria uma igualdade de oportunidades para todas as tecnologias relativamente à possibilidade de acederem aos contratos plurianuais.

(481) Apesar das dúvidas iniciais, atendendo à situação atual do mercado belga da eletricidade e à ausência de observações das partes interessadas sobre esta matéria, a Comissão não tem, neste momento, dados concretos que lhe permitam concluir que a conceção do mecanismo levará, na prática, à discriminação de certas tecnologias neste caso específico. Além do mais, a Bélgica comprometeu-se a rever periodicamente as Regras de Funcionamento do MRC, a fim de assegurar que não resultem numa possível discriminação de tecnologias em virtude da evolução do mercado.

(482) Tal como referido no considerando 236, uma parte interessada sugeriu a criação de um leilão T-2 para evitar uma sobrecontratação no leilão T-4.

(483) A este respeito, a Bélgica explicou que a divisão de um leilão em dois períodos (T-4 e T-1) já permitia que todas as tecnologias, com um prazo de concretização mais longo ou mais curto, participassem no mecanismo e que o Estado-Membro tivesse uma garantia relativa de que é possível adquirir um volume suficiente para garantir a segurança do aprovisionamento no ano de fornecimento. Uma divisão adicional dos volumes de capacidade e a adição de um leilão T-2 comportariam o risco de diminuir excessivamente a concorrência nestes leilões (ver considerando 280).

(484) A Comissão considera que a opção das autoridades por contratar capacidade através dos dois leilões A-4 e A-1 é legítima.

(485) A Comissão toma nota do compromisso das autoridades de rever periodicamente as Regras de Funcionamento do MRC, a fim de assegurar que não resultem numa possível discriminação entre tecnologias em virtude da evolução do mercado.

(486) O limite de emissão descrito no considerando 107 é aplicável a todas as tecnologias e constitui uma forma de a Bélgica respeitar o ponto 220 e o ponto 233, alínea e), das EEAG. Por último, as novas instalações alimentadas a combustíveis fósseis, que serão elegíveis para contratos de 15 anos, estarão vinculadas aos objetivos estabelecidos pela União Europeia e/ou pela Bélgica de redução das emissões de gases com efeito de estufa, a fim de alcançar a neutralidade climática até 2050 (ver considerando 109).

(487) Por conseguinte, a Comissão considera que o auxílio é adequado.

5.3.6. *Proporcionalidade*

(488) O montante de auxílio é proporcionado se se limitar ao mínimo necessário para alcançar o objetivo correspondente. As EEAG especificam este requisito para as medidas de adequação da produção nos pontos 228 a 231, visando assegurar que os beneficiários não obtenham mais do que uma taxa de retorno razoável e que sejam excluídos os lucros inesperados.

5.3.6.1. Procedimento de concurso

(489) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou-se preocupada com a possível discriminação das capacidades com fatores de redução elevados (tal como descrito nos considerandos 480 e 481) e, por conseguinte, com o procedimento de concurso.

(490) Apesar de ter tido dúvidas, à primeira vista, conforme explicado no considerando 485, a Comissão não tem, neste momento, dados concretos que lhe permitam concluir que a conceção do mecanismo levará, na prática, a uma discriminação entre diferentes tecnologias neste caso específico e que, por conseguinte, afetará o procedimento de concurso.

(491) A medida notificada consiste num mecanismo de capacidade à escala do mercado e tecnologicamente neutro, em que todos os fornecedores de capacidade elegíveis licitam num único leilão de capacidade para apurar o preço sustentável mais baixo pelo qual seja possível fornecer a capacidade necessária. A natureza competitiva do leilão deve levar a que os preços tendam para zero, se a oferta for suficiente para responder à procura. O procedimento está sujeito a critérios transparentes e não discriminatórios, incluindo os critérios de elegibilidade. O principal motivo de inelegibilidade verifica-se quando os fornecedores de capacidade são beneficiários de outras medidas de apoio que resultariam numa cumulação e numa possível sobrecompensação. Quanto à duração dos contratos, a maioria dos fornecedores de capacidade é elegível apenas para acordos de capacidade de um ano. As capacidades novas e renovadas, que envolvem custos de capital de investimento substanciais, são elegíveis para acordos de capacidade mais longos, a fim de permitir que estes investidores obtenham o financiamento necessário (ver considerandos 117 e 326).

(492) A conceção de um mercado de capacidade à escala do mercado reflete os resultados provavelmente produzidos por um mercado da energia eficiente. Os leilões serão organizados na modalidade de pagamento do preço licitado para os dois primeiros (leilões A-4 para os dois primeiros anos de fornecimento) e de pagamento com preço uniforme para os seguintes (ver considerandos 112 e 113). O MRC inclui dois limites de preços distintos, a fim de evitar lucros inesperados e de limitar o abuso de poder de mercado: i) o limite de preço global; e ii) o limite de preço intermédio (ver secção 2.5.4.2). O objetivo destes limites é diminuir o poder de mercado e, assim, limitar o montante do auxílio a uma remuneração razoável do serviço de disponibilidade.

(493) Por conseguinte, a Comissão conclui que a medida foi concebida como um procedimento de concurso, baseado em critérios claros, transparentes e não discriminatórios, e que também satisfaz o requisito de prevenção dos lucros inesperados.

5.3.6.2. Volume a contratar

(494) Tal como mencionado no considerando 223, na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto ao facto de a utilização de um cenário irrealista para calcular o volume no MRC poder resultar no financiamento de capacidade não necessária.

(495) Uma parte interessada afirmou que o mecanismo de financiamento pode influenciar o volume de capacidade do MRC. Por exemplo, associar as taxas destinadas a financiar o MRC ao consumo de eletricidade durante os picos de procura poderia ser visto como um incentivo para as partes em causa diminuírem o seu consumo durante um pico de procura, levando a uma menor necessidade de leiloamento de capacidade (ver considerando 241).

(496) Como explicado pela Bélgica (ver considerando 293), por enquanto, os contadores inteligentes instalados no país não são suficientes para permitir um mecanismo de financiamento baseado no pico de consumo. A Lei do MRC foi alterada para possibilitar a introdução de um modelo desta natureza em 2025. A Bélgica explicou ainda que procederá a uma revisão do atual mecanismo de financiamento em 2023, quando for publicado um relatório sobre a implantação de contadores inteligentes.

(497) A Comissão também obteve garantias da Bélgica quanto à metodologia a utilizar para definir a curva da procura relativa ao leilão, tal como descreve a secção 2.5.2. A Bélgica confirmou, por outro lado, que contratará uma quantidade de capacidade proporcionada em relação ao problema de adequação atualizado e que ajustará ao longo do tempo a quantidade a contratar, com vista a refletir as atualizações na avaliação da adequação e na norma de fiabilidade, assegurando, ao mesmo tempo, a competitividade dos leilões. Concretamente, a Bélgica comprometeu-se a ajustar os volumes, se necessário, para refletir a avaliação da adequação e a norma de fiabilidade atualizadas, conforme descrito *supra*. Tendo em conta o que precede, bem como o raciocínio enunciado nos considerandos 395 e 400, a Comissão considera que o MRC não vai além do necessário para resolver o problema de adequação.

5.3.6.3. Conclusões sobre a proporcionalidade

(498) A Comissão conclui que a medida é proporcionada.

5.3.7. *Distorção da concorrência e teste do equilíbrio*

(499) Os efeitos negativos do CRM sobre a concorrência e as trocas comerciais no mercado interno da eletricidade devem ser suficientemente limitados para que o equilíbrio global da medida seja positivo. O Tribunal clarificou que, para apreciar se uma medida altera as condições das trocas comerciais de maneira que contrarie o interesse comum, a Comissão tem de ponderar os efeitos positivos do auxílio previsto para o desenvolvimento das atividades que visa apoiar e os efeitos negativos que esse auxílio pode ter no mercado interno ([103]).

5.3.7.1. Efeitos positivos

(500) No lado positivo da balança, a Comissão regista que o regime tem efeitos positivos na manutenção da capacidade existente no mercado da eletricidade ou na criação de nova capacidade e, deste modo, na segurança do aprovisionamento de eletricidade. A este respeito, garantir a segurança do aprovisionamento de energia é uma das finalidades da política energética da União, em conformidade com o artigo 194.º do TFUE.

([103]) Acórdão de 22 de setembro de 2020, Áustria/Comissão, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, n.º 101.

(501) Além disso, a Comissão regista que, no âmbito do MRC, não é possível contratar instalações de produção de energia que emitam mais de 550 g de CO_2 por cada kWh de eletricidade (ver considerando 107) e que as instalações elegíveis terão de se comprometer com a concretização da neutralidade climática até 2050. Assim, pode concluir-se que o MRC dá preferência aos produtores hipocarbónicos, em conformidade com o ponto 233, alínea e), das EEAG.

5.3.7.2. Efeitos negativos

(502) No lado negativo da balança, a concessão de apoio aos fornecedores de capacidade pode falsear a concorrência e as trocas comerciais no mercado da eletricidade, nomeadamente entre as empresas beneficiárias desse apoio e os seus concorrentes no mesmo setor.

(503) As EEAG especificam, nos pontos 232 e 233, o requisito de prevenção de efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais, frisando a necessidade de uma ampla participação no regime e de evitar efeitos que prejudiquem o mercado, como um reforço das posições dominantes ou uma influência sobre as decisões de investimento.

(504) A medida está aberta a todos os produtores de eletricidade existentes e novos, operadores de resposta da procura e operadores de armazenamento. A medida está, além disso, aberta às capacidades transfronteiriças.

Abertura à agregação da oferta e da procura

(505) De acordo com o ponto 232, alínea e), das EEAG, a medida de adequação da produção deve permitir a agregação potencial da oferta e da procura.

(506) Tal como referido no considerando 242, algumas partes interessadas indicaram que as atuais regras de elegibilidade para os contratos plurianuais dificultam a agregação e, mais especificamente, a regra segundo a qual é o ativo com a duração do contrato mais curta numa carteira agregada que determina a duração dos contratos de toda a carteira.

(507) A Comissão reconhece que as atuais regras de elegibilidade para os contratos plurianuais podem dificultar a agregação. Por conseguinte, acolhe favoravelmente a proposta da Bélgica de alterar o Decreto Real que define os limiares de investimento, os critérios de elegibilidade aplicáveis aos custos de investimento e o procedimento de pontuação (ver considerando 141). A alteração estipula que o gestor da oferta agregada pode escolher a categoria de capacidade que se aplica à oferta agregada.

(508) No que respeita à observação de uma parte interessada sobre os obstáculos à agregação para os ativos com obrigação de programação diária (ver considerando 243), a Comissão toma nota dos argumentos apresentados pela Bélgica (considerandos 297 e 298) e pela parte interessada (considerando 243). Uma vez que as capacidades sujeitas a uma obrigação de programação diária são afetadas por procedimentos de coordenação especiais, a Comissão considera que a abordagem da Bélgica relativamente a estas capacidades é justificada para ter em conta as respetivas características específicas no mercado da eletricidade. Todavia, a Bélgica realizará avaliações periódicas do MRC, a fim de permitir modificações, se e quando necessário, incluindo a possibilidade de agregação dos ativos com obrigação de programação diária.

Limiares de investimento

(509) Relativamente às observações de algumas partes interessadas sobre o nível dos limiares de investimento para os contratos plurianuais e a alegação de que estes poderão resultar numa discriminação entre certas categorias de tecnologias, a Comissão regista o compromisso da Bélgica no sentido de atualizar esses limiares no caso de novos dados concretos, incluindo as observações das partes interessadas, demonstrarem essa necessidade. O considerando 138 apresenta os novos limiares de investimento para os contratos plurianuais, os quais foram objeto de consulta pública. A CREG atualizará os limiares de investimento quando se afigurar necessário e, no mínimo, de três em três anos. Como tal, a Comissão não tem motivos para considerar que os novos limiares para os contratos plurianuais resultarão numa discriminação entre as tecnologias.

Fatores de redução

(510) Tal como referido nos considerandos 247 e 248, algumas partes interessadas alegaram que os atuais fatores de redução comportam o risco de penalizar fortemente tecnologias como o armazenamento, a resposta da procura ou as energias renováveis.

(511) A Bélgica explicou (ver considerando 303) que os fatores de redução das tecnologias com limitações de energia são mais baixos quando aumenta a sua proporção no sistema/país. É por esta razão que se verificam as diferenças entre os fatores de redução na Bélgica, na França ou no Reino Unido às quais se reportam as partes interessadas. No entanto, para dar resposta às preocupações das partes interessadas, a Bélgica atualizou os fatores de redução, na sequência de um parecer da entidade reguladora e de uma reunião específica do Grupo de Ação sobre esta matéria para todas as partes interessadas, realizada em janeiro de 2021. O considerando 79 apresenta os fatores de redução atualizados. Como tal, a Comissão não tem motivos para considerar que os fatores de redução revistos são inadequados.

Obrigação de devolução

(512) Relativamente às observações de algumas partes interessadas sobre o facto de a mecânica da obrigação de devolução discriminar os operadores de capacidade com programação total (considerandos 250 e 251), a Bélgica afirmou que o MRC procura um ponto de equilíbrio entre incluir a obrigação de devolução e evitar a discriminação das capacidades que só podem ser ativadas a um preço mais alto do que o preço de exercício.

(513) A Comissão observa que os Estados-Membros que dispõem de mecanismos de capacidade à escala do mercado semelhantes têm práticas distintas relativamente à obrigação de devolução. A Comissão observa ainda que o mecanismo da obrigação de devolução no MRC belga foi substancialmente alterado e melhorado na sequência de consultas públicas.

(514) A Comissão considera, por conseguinte, que o mecanismo da obrigação de devolução estabelece um equilíbrio adequado entre os dois objetivos concorrentes referidos no considerando 512.

Limite de preço intermédio

(515) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto ao facto de a introdução de um limite de preço intermédio para as capacidades no âmbito dos contratos de um ano, sem possibilidade de derrogação individual, poder excluir determinados detentores de capacidade do MRC. Algumas partes interessadas corroboraram estas dúvidas (ver considerando 252).

(516) Neste sentido, a Comissão congratula-se com o compromisso da Bélgica de instituir um mecanismo de derrogação. O mecanismo de derrogação foi objeto de consulta pública e introduzido pelo Decreto Real que define os limiares de investimento e os critérios de elegibilidade aplicáveis aos custos de investimento. Este mecanismo será aplicável tanto às capacidades nacionais como às capacidades transfronteiriças indiretas (ver considerandos 129 e 130).

(517) Tal como referido no considerando 131, a derrogação para o primeiro leilão será concedida *ex post*, isto é, após o encerramento do leilão. À luz dos argumentos aduzidos pela Bélgica no considerando 131, a Comissão considera que a derrogação *ex post* do limite de preço intermédio para o primeiro leilão é justificada.

Conclusão sobre a abertura da medida a todas as tecnologias

(518) A medida permite a participação de produtores de energia que usem tecnologias diferentes e de operadores que proponham medidas com um desempenho técnico equivalente, em conformidade com o ponto 232, alínea a), das EEAG.

Capacidades transfronteiriças

(519) O ponto 232, alínea b), das EEAG contém salvaguardas para assegurar que operadores de outros Estados-Membros possam participar numa medida.

(520) Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou-se preocupada com o facto de a limitação da elegibilidade das capacidades indiretas transfronteiriças aos contratos de um ano, os quais estão sujeitos ao limite de preço intermédio, poder desencorajar os operadores de outros Estados-Membros de participar no MRC.

(521) A Comissão aceita os argumentos da Bélgica relativamente a essa preocupação. Mais concretamente, no longo prazo, nem sempre será possível garantir uma capacidade de entrada suficiente, uma vez que depende de vários fatores, descritos no considerando 143. A Comissão congratula-se com o compromisso da Bélgica de rever a possibilidade de as capacidades estrangeiras terem acesso aos contratos plurianuais (ver considerando 144).

(522) Tal como referido no considerando 516, o mecanismo de derrogação do limite de preço intermédio, introduzido pela Bélgica após a decisão de início do procedimento, é aplicável tanto às capacidades nacionais como às capacidades transfronteiriças indiretas.

(523) No que se refere à participação direta transfronteiriça no MRC, duas partes interessadas alegaram que essa participação poderia diminuir os incentivos ao investimento na capacidade de interconexão e prejudicar o acoplamento de mercados (considerandos 254 e 255).

(524) Como explicou a Bélgica (ver considerando 316), a Lei do MRC foi objeto de alterações para atender às preocupações suscitadas pelas partes interessadas. De acordo com as novas regras, um dos pré-requisitos para a participação de capacidades transfronteiriças diretas no MRC será a celebração de um acordo entre a Bélgica e o Estado-Membro em cujo território está situada a capacidade.

Receitas de congestionamento

(525) Na decisão de início do procedimento, a Comissão também procurou obter esclarecimentos sobre a utilização das receitas de congestionamento de capacidades e a partilha dessas receitas entre os ORT.

(526) A Bélgica esclareceu que as receitas de congestionamento serão utilizadas e repartidas de acordo com as regras definidas no Regulamento Eletricidade, nomeadamente o artigo 26.º, n.º 9.

(527) A Bélgica confirmou igualmente que dará cumprimento à Decisão n.º 36/2020 da ACER, que estabelece, nomeadamente, a metodologia de distribuição das receitas obtidas com a atribuição da capacidade de entrada (ver considerando 204).

Conclusão sobre a abertura da medida às capacidades transfronteiriças

(528) A Comissão conclui que a medida não reduz os incentivos ao investimento na capacidade de interconexão ou no acoplamento dos mercados, em conformidade com o ponto 233, alíneas a) e b), das EEAG.

(529) No atinente ao reforço indevido das posições dominantes [ponto 233, alínea d), das EEAG], a conceção do MRC engloba diversas medidas especificamente destinadas a prevenir situações de abuso de poder de mercado, por exemplo, opções de fiabilidade, limites de preços e um processo de leilão competitivo (ver considerandos 94, 111 e 147). De resto, espera-se que a abertura a novas capacidades e a disponibilidade de contratos de longo prazo permitam assegurar que as posições dominantes existentes não sejam reforçadas indevidamente.

(530) Por último, no que respeita à preferência a dar aos produtores hipocarbónicos quando propõem parâmetros técnicos e económicos equivalentes [ponto 233, alínea e), das EEAG], a Comissão observa que a medida está aberta aos produtores hipocarbónicos. Contudo, para prevenir a cumulação de auxílios e a sobrecompensação resultante, os produtores não devem ser beneficiários de outras medidas de apoio, tal como descrito no considerando 205.

(531) A medida é compatível com a secção 3.9.6 das EEAG.

5.3.7.3. Conclusão sobre a distorção da concorrência e o teste do equilíbrio

(532) A Comissão conclui que a medida tem efeitos positivos significativos na facilitação de uma atividade económica, garantindo simultaneamente a segurança do aprovisionamento e sem conduzir a distorções indevidas da concorrência e das trocas comerciais. Daqui resulta que os efeitos positivos do auxílio superam os seus efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais. Por conseguinte, o auxílio proposto facilita o desenvolvimento de certas atividades económicas e, paralelamente, não altera as condições das trocas comerciais de maneira que contrariem o interesse comum, conforme exigido pelo artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

5.3.8. *Transparência do auxílio e empresas em dificuldade ou sujeitas a uma injunção de recuperação pendente*

(533) A Bélgica comprometeu-se a aplicar as condições de transparência especificadas na secção 3.2.7 das EEAG, na medida em que sejam aplicáveis ao auxílio concedido no âmbito do MRC (ver considerando 219).

(534) Em conformidade com o ponto 16 das EEAG, não serão concedidos auxílios a empresas em dificuldade (ver considerando 221).

(535) Em conformidade com o ponto 17 das EEAG, no âmbito do MRC, não podem ser concedidos auxílios às empresas objeto de uma injunção de recuperação, ainda pendente, na sequência de uma decisão anterior da Comissão que declare um auxílio ilegal e incompatível com o mercado interno (ver considerando 220),

6. **CONCLUSÃO**

A medida é compatível com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE e das disposições pertinentes das EEAG.

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

Os auxílios sob a forma de mecanismo de remuneração da capacidade que o Reino da Bélgica planeia executar são compatíveis com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado. O regime de auxílio é autorizado por um período máximo de dez anos a contar da data do primeiro leilão.

Artigo 2.º

O destinatário da presente decisão é o Reino da Bélgica.

Caso a decisão contenha informação confidencial que não deva ser publicada, a Comissão deve ser informada desse facto no prazo de quinze dias úteis a contar da data de receção da referida decisão. Se não receber um pedido fundamentado nesse sentido no prazo indicado, a Comissão presumirá que existe acordo quanto à publicação do texto integral da decisão. O referido pedido, no qual serão precisados os elementos em questão, deve ser enviado por via eletrónica para o seguinte endereço:

Comissão Europeia
Direção-Geral da Concorrência
Registo dos Auxílios Estatais
B-1049 Bruxelas
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Feito em Bruxelas, em 27 de agosto de 2021.

Pela Comissão
Margrethe VESTAGER
Membro da Comissão