DECISÃO (UE) 2025/2370 DA COMISSÃO

de 21 de fevereiro de 2025

relativa à medida de auxílio estatal SA.106107 (2024/N) que a Bélgica tenciona aplicar para o prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares (Doel 4 e Tihange 3)

[notificada com o número C(2025) 1070]

(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 e, nomeadamente o artigo 108.º, n.º 2, primeiro parágrafo,

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

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

Considerando o seguinte:

1. PROCEDIMENTO

(1) Por ofício de 21 de junho de 2024, a Bélgica notificou à Comissão a medida de apoio ao prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares na Bélgica [o Doel 4 («D4») e o Tihange 3 («T3»)], juntamente com as unidades de operação a longo prazo («unidades OLP»). Na sequência do pedido de informações da Comissão de 4 de julho de 2024, a Bélgica prestou informações complementares pelos ofícios de 9 e 10 de julho de 2024.

(2) Por ofício de 22 de julho de 2024, a Comissão informou a Bélgica de que tinha decidido dar início ao procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia («TFUE») relativamente a esta medida («decisão de início do procedimento»).

(3) A Bélgica apresentou as suas observações sobre a decisão de início do procedimento em 22 de agosto de 2024.

(4) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* ([2]). A Comissão convidou as partes interessadas a apresentarem as suas observações.

(5) A Comissão recebeu observações das partes interessadas. Transmitiu-as à Bélgica, dando-lhe a oportunidade de se pronunciar, tendo recebido as observações deste país por ofício de 30 de outubro de 2024.

(6) A Bélgica forneceu informações adicionais em 2 de setembro de 2024, em 23, 27 e 30 de outubro de 2024, em 8, 14, 18, 22, 25, 27 e 30 de novembro de 2024, em 2, 4, 5, 12, 13, 17 e 20 de dezembro de 2024, em 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 e 31 de janeiro de 2025 e em 1 de fevereiro de 2025 ([3]).

(7) Por ofício de 24 de outubro de 2024, 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 ([4]), e em que a presente decisão fosse adotada e notificada em língua inglesa.

([1]) Auxílios Estatais — Bélgica — Auxílio estatal SA.106107 (2024/N) — Prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares (Doel 4 e Tihange 3) — Convite à apresentação de observações nos termos do artigo 108.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (JO C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).

([2]) Ver nota de rodapé 1.

([3]) Alguns dados técnicos, financeiros, económicos ou operacionais foram preparados com base nas informações fornecidas pela Electrabel.

([4]) Regulamento n.º 1 que estabelece o regime linguístico da Comunidade Económica Europeia (JO 17 de 6.10.1958, p. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DO CONTEXTO

2.1. Parque nuclear na Bélgica

(8) Até 2022, o parque nuclear belga era composto por sete reatores nucleares, quatro localizados na Flandres (Doel) e três na Valónia (Tihange). Todos os reatores entraram em funcionamento entre 1975 e 1985 ([5]) e foram construídos por empresas de serviços públicos (Ebes, Intercom e Unerg) que viriam a fundir-se para formar a Electrabel SA (detida maioritariamente pela Tractebel) em 1990 (a seguir, designada por «Electrabel»). Em 1996, a Société Générale de Belgique («SGB») tornou-se o acionista maioritário da Tractebel e, em 1999, a Suez adquiriu quase 100 % da SGB. Na sequência da fusão entre a Suez e a Gaz de France («GDF») em 2008, o proprietário final da Electrabel passou a ser a Engie S.A. (a seguir, designada por «Engie»).

(9) A Electrabel, subsidiária detida a 100 % pela Engie, é o operador nuclear e o acionista maioritário dos sete reatores nucleares belgas desde o início das suas atividades. Atualmente, a propriedade dos reatores nucleares belgas distribui-se da seguinte forma:

— a Electrabel detém 100 % dos Doel 1 e Doel 2, 89,807 % dos Doel 3, Doel 4, Tihange 2 e Tihange 3 e 50 % do Tihange 1,

— a Luminus, uma subsidiária da EDF Belgium, detém 10,193 % dos Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 e Doel 4,

— a EDF Belgium ([6]) detém os restantes 50 % do Tihange 1.

(10) Quanto às capacidades das unidades OLP (ver quadro 2):

— o Doel 4 tinha uma capacidade nominal de 1 038 MW em 2022 (1 026 MW em 2023) e gerou 8,940 TWh de eletricidade em 2022 ([7]), o que representa uma quota de aproximadamente 11 % da procura total de eletricidade na Bélgica em 2022 (82,9 TWh ([8])),

— o Tihange 3 tinha uma capacidade nominal de 1 038 MW em 2022 (1 030 MW em 2023) e gerou 7,366 TWh de eletricidade em 2022 ([9]), o que representa uma quota de aproximadamente 9 % da procura total de eletricidade na Bélgica em 2022 (82,9 TWh ([10])).

(11) A Bélgica explica que todos os reatores nucleares belgas, incluindo as unidades OLP, foram concebidos e explorados como unidades de carga de base assentes na tecnologia dos reatores de água pressurizada («PWR»). A conceção data da década de 1970 e é típica das unidades de carga de base, à semelhança dos reatores nucleares mais antigos em todo o mundo. Estas unidades operam normalmente à capacidade nominal máxima sempre que estão em funcionamento, contrariamente às tecnologias mais recentes (geração III), que são capazes de funcionar de forma flexível, nomeadamente ajustando a quantidade de eletricidade produzida ou potência de saída ao longo do tempo («*ramping*» ou «seguimento da carga») e assegurando a regulação da frequência e das reservas operacionais ([11]). No funcionamento em carga de base, a alimentação só é normalmente reduzida ou desligada quando necessário para reabastecimento e/ou manutenção periódica programados, manutenção urgente não programada para corrigir problemas relacionados com o equipamento das instalações ou condicionalismos inesperados de conceção e/ou segurança. Por conseguinte, a redução da potência de saída é mais motivada pelas necessidades do operador nuclear ou do operador da rede de transporte («ORT») do que pelos sinais do mercado.

([5]) Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 em 1975; Doel 3 e Tihange 2 em 1982 e 1983, respetivamente; Doel 4 e Tihange 3 em 1985.
([6]) A EDF Belgium e a Luminus são entidades jurídicas distintas. Ambas fazem parte do grupo EDF. A EDF Belgium detém uma participação de 68,6 % na Luminus. Os outros acionistas da Luminus são a Ethias, a Publilec, a Socofe e a Nethys.
([7]) Fonte: Associação Nuclear Mundial (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Fonte: *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)*, Elia Group — Issuu (p. 42).
([9]) Fonte: Associação Nuclear Mundial (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Fonte: *Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)*, Elia Group — Issuu (p. 42).
([11]) Fonte: J.D. Jenkins, Z. Zhou, R. Ponciroli, R.B. Vilim, F. Ganda, F. de Sisternes, A. Botterud, «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, volume 222, 2018, pp. 872-884.

(12) A Bélgica esclarece que os reatores nucleares belgas estão tecnicamente condicionados pela sua conceção, o que restringe fortemente as possibilidades de modulação da potência de saída, que durante muito tempo se limitou à regulação da rede. Tal deve-se ao facto de os reatores nucleares belgas estarem exclusivamente equipados com barras de controlo de reator negras, que restringem fortemente a capacidade de modulação, contrariamente às barras cinzentas ([12]). Em contrapartida, por exemplo, alguns dos mais recentes reatores nucleares franceses estão equipados com barras de controlo negras e cinzentas, sendo assim concebidas e construídas para executar modulações e o seguimento da carga. Devido à conceção baseada em barras de controlo negras nos reatores nucleares belgas, até há pouco tempo, a Agência de Segurança Nuclear belga («AFCN/FANC») ([13]) proibia a modulação por razões económicas. A modulação só era aceitável por razões técnicas ou a pedido do ORT belga (Elia), a fim de evitar um apagão ([14]).

(13) No entanto, a Bélgica alega que, em resposta à evolução geral dos mercados da eletricidade e à necessidade de introduzir uma certa flexibilidade no seu funcionamento, foram realizados estudos para autorizar, em alguns casos, uma modulação por razões económicas («modulação económica»). Em 2015, a Engie, a Electrabel e as entidades reguladoras belgas lançaram estudos de segurança ([15]) sobre as condições necessárias para permitir algumas modulações por razões económicas, examinando, nomeadamente, o impacto da modulação no combustível nuclear. O estudo concluiu que é aceitável um máximo de 30 modulações económicas por ciclo de combustível para o Tihange 3 e o Doel 4, desde que sejam respeitadas algumas condições técnicas, principalmente relacionadas com o aquecimento e o arrefecimento do elemento combustível:

— velocidade de aumento e diminuição da produção limitada a 1 %/min,

— potência mínima a 50 % da potência nominal ([16]),

— no mínimo 2 horas (3 horas, se a modulação for desencadeada numa base intradiária) e no máximo 72 horas para uma modulação, e

— no mínimo 72 horas entre duas modulações no mesmo reator para estabilização.

(14) Além disso, não são possíveis modulações durante determinados períodos ([17]), tais como:

a) No final de um ciclo de combustível, durante os dois últimos meses, quando a concentração de boro no circuito primário for baixa (concentração de ácido bórico inferior a 200 ppm); e

b) Quando o operador do reator solicitar que não se proceda à modulação para evitar um transiente numa situação específica (por exemplo, ensaios mensais de fluxo de neutrões, potenciais fugas nas válvulas, inspeção do edifício do reator, etc.) ou devido a problemas técnicos.

([12]) As barras de controlo de reator «negras» (que são fabricadas com carboneto de boro) absorvem todos os neutrões incidentes. São concebidas para desligar o reator e podem, por conseguinte, criar fortes variações térmicas e tensão nos elementos combustíveis durante uma modulação. As barras de controlo «cinzentas» (que são fabricadas com liga de prata, índio e cádmio) absorvem apenas uma parte dos neutrões incidentes e são concebidas para proporcionar uma potência de saída flexível do reator, uma vez que provocam depressões muito mais pequenas no fluxo de neutrões e na distribuição de energia na proximidade das barras e, por conseguinte, não apresentam os mesmos problemas de sobreaquecimento do combustível.

([13]) Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN)/Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC).

([14]) Esses pedidos de modulação da Elia podem ser divididos em duas categorias, em função da gravidade da situação: «fase de alerta»: modulação solicitada pela Elia mediante aviso com uma semana de antecedência, porque se prevê uma situação crítica na rede; «fase de emergência»: modulação solicitada pela Elia diretamente à sala de controlo das unidades nucleares, a fim de aliviar imediatamente a rede.

([15]) Fonte: Femke Flachet, Jinzhao Zhang, Ruben Van Parys, Daniel Vantroyen, Christophe Schneidesch, «Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgian Nuclear Power Plants», *Proceedings of WRFPM*, 2014, documento n.º 100136, Sendai, Japão, 14 a 17 de setembro.

([16]) Na prática, é geralmente oferecida uma capacidade até 400 MW para modulações económicas a pedido dos operadores das centrais, em vez de uma capacidade de 500 MW (50 % da potência nominal), o que exige mais operações manuais e, por conseguinte, aumenta o risco de paragem automática.

([17]) Ver *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, anexo Q1, secções 3.1 e 3.2, pp. 4-6.

(15) Na sequência destes estudos, a AFNC/FANC autorizou o operador a realizar até 30 modulações por ciclo ([18]), o que corresponde ao número máximo de modulações que podem ser realizadas dentro dos limites da atual licença de exploração. Tendo em conta estes condicionalismos, a Engie salientou que cada decisão de modulação é cuidadosamente avaliada pelo operador, uma vez que implica múltiplos riscos (por exemplo, produção de efluentes líquidos devido à modulação, envelhecimento mais rápido das instalações, risco de desencadear uma paragem automática, danos potenciais que impossibilitariam o reinício do reator, etc.), amplamente documentados pela literatura académica ([19]).

(16) De acordo com a Bélgica (com base no contributo da Electrabel), no estado atual dos conhecimentos, não existem soluções tecnológicas disponíveis para aumentar a flexibilidade com custos e prazos razoáveis. A modernização técnica para transformar um reator de carga de base numa central com seguimento da carga e para permitir uma maior flexibilidade exigiria uma alteração completa da conceção e, em especial, a substituição da cabeça da cuba de pressão do reator, que é uma operação muito longa e complexa. Além disso, exigiria novos estudos para o relatório de análise de segurança (RAS) e uma alteração significativa da sua licença de exploração, que teria de ser emitida pelas autoridades belgas responsáveis pela segurança nuclear.

(17) Além disso, a Bélgica (com base no contributo da Electrabel) explica que a flexibilidade dos reatores também é condicionada pela especificidade do seu combustível e pela gestão das interrupções:

a) O combustível é adaptado à duração de um ciclo específico e a um certo número de modulações possíveis. O aumento da flexibilidade dos reatores exigiria a alteração do enriquecimento do combustível, o que não é possível, uma vez que o combustível já foi encomendado para toda a duração do projeto. Se as unidades OLP fossem «modernizadas» para aumentar o número de modulações disponíveis, o combustível teria de ser novamente encomendado, o que seria excessivamente oneroso.

b) Devido aos condicionalismos técnicos e jurídicos impostos pela AFNC/FANC ([20]), o operador nuclear dispõe de uma margem de manobra muito limitada para planear interrupções para manutenção, trabalhos e reabastecimento. A execução das interrupções programadas é muito complexa, e as mesmas têm de ser preparadas com meses ou mesmo anos de antecedência. Ao abrigo do REMIT ([21]), o participante no mercado deve divulgar pública e atempadamente as datas das interrupções, por exemplo, através da plataforma de mensagens de mercado urgentes (UMM) da Nord Pool ([22]); na prática, deve fazê-lo geralmente com três anos de antecedência. Além disso, as datas das interrupções dificilmente podem ser alteradas depois de anunciadas (tendo em conta os condicionalismos operacionais, como a disponibilidade de peças e contratantes), e estas alterações podem ser contestadas pelo ORT, que, se considerar que o desvio resulta numa perturbação da rede, pode solicitar uma compensação ao operador nuclear. Em qualquer caso, as datas das interrupções não podem ser alteradas após meados de julho do ano anterior sem a aprovação prévia do ORT.

c) Do lado operacional, as unidades OLP serão exploradas em ciclos de combustível de 12 meses (em vez dos atuais ciclos de combustível de 18 meses). Esta decisão resulta de um equilíbrio económico:

— Em primeiro lugar, maximizando o período de produção das unidades OLP durante os invernos seguintes, quando a procura — e também os preços — da eletricidade atingem o seu nível mais elevado e a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis é inferior. Por conseguinte, foi acordado que as unidades OLP seriam exploradas num ciclo de combustível de 12 meses, de modo que as interrupções periódicas devidas ao reabastecimento pudessem ser sincronizadas e ocorrer todos os anos durante o verão.

([18]) A Bélgica forneceu as autorizações do diretor-geral da BelV, uma organização subsidiária da AFNC/FANC, para modulações económicas até 30 vezes por ciclo:
para o Doel 4, ver BelV, 3078/2739/POI.851, «Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties», 26 de julho de 2017.
Para o Tihange 3, ver BelV, 2018-0330, «Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues», 28 de agosto de 2018.

([19]) Ver, por exemplo, i) SFEN/RGN, «9. Parc nucléaire: la manoeuvrabilité au détriment de la performance?», 25 de julho de 2023; ii) C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, P. da Costa, «Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience», *Energy*, volume 151, 2018, pp. 289-296; iii) Alexey Lokhov, «Suivi de charge dans les centrales nucléaires», *AEN Infos*, 2011, n.º 29.2.

([20]) Ver nota de rodapé 18.

([21]) Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (JO L 326 de 8.12.2011, p. 1), artigo 2.º, ponto 1, alínea b).

([22]) A seguinte ligação fornece todas as mensagens de mercado urgentes do Tihange 3 e do Doel 4 para o futuro: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— Em segundo lugar, para ter em conta os sinais do mercado a médio e longo prazo, é prática corrente na indústria nuclear programar as interrupções para meses com preços mais baixos. Por conseguinte, desde o início, o planeamento global das interrupções do Doel 4 e do Tihange 3 foi otimizado para limitar tanto quanto possível o impacto no preço de mercado, graças à transição de um ciclo de combustível de 18 meses para um ciclo de combustível de 12 meses (tal como explicado no ponto *supra*).

2.2. **Eliminação progressiva da energia nuclear na Bélgica**

(18) Tal como descrito na secção 2.1 da decisão de início do procedimento, em 2003 o Parlamento Federal belga adotou uma lei que proíbe a construção de novas unidades nucleares destinadas à produção industrial de eletricidade através da fissão nuclear na Bélgica e limitou a 40 anos a operação dos reatores já existentes, estabelecendo assim uma eliminação progressiva da energia nuclear entre 2015 e 2025 («Lei de 2003» ou «Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear») ([23]). Tal como inicialmente previsto na Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear, o Doel 3 e o Tihange 2 foram permanentemente desconectados da rede em 23 de setembro de 2022 e 31 de janeiro de 2023, respetivamente. Através das leis de 18 de dezembro de 2013 e de 28 de junho de 2015 ([24]), a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear foi alterada e a vida útil dos três reatores mais antigos, o Tihange 1, o Doel 1 e o Doel 2, foi prorrogada por 10 anos, até 30 de setembro de 2025, 14 de fevereiro de 2025 e 30 de novembro de 2025, respetivamente (prolongamento de 10 anos da vida útil) ([25]).

(19) De acordo com a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear, o Doel 4 e o Tihange 3 deveriam encerrar em 2025. Consequentemente, desde 2020, os objetivos estratégicos da Engie no que respeita às atividades nucleares visaram i) retirar a empresa das atividades de produção de energia nuclear na Bélgica para reduzir o risco de exposição, enquanto operador nuclear, à volatilidade dos preços do mercado e ii) retirar a produção de energia nuclear das atividades principais da Engie. Desde 2020, esta retirada levou à interrupção de todos os estudos relacionados com o prolongamento das centrais nucleares da Engie (todas localizadas na Bélgica). A comunicação financeira da Engie desde 2020 adequou-se a este objetivo estratégico de retirada e foi utilizada nos pressupostos contabilísticos utilizados para elaborar as demonstrações financeiras consolidadas, em especial nos testes de imparidade ([26]).

(20) O quadro 1 apresenta os sete reatores nucleares belgas, incluindo os proprietários atuais, a sua capacidade líquida e as datas iniciais de desativação, em conformidade com a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear e suas revisões subsequentes.

Quadro 1

Apresentação das centrais nucleares na Bélgica

Reator nuclear	Propriedade	Capacidade líquida em 2023 (MWe)	Data de desativação (Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear)	Data de desativação (revista)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 de fevereiro de 2015	14 de fevereiro de 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 de dezembro de 2015	30 de novembro de 2025

([23]) Ver «Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie/Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», 31 de janeiro de 2003. De acordo com a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear, as datas de encerramento das centrais nucleares na Bélgica seriam 15 de fevereiro de 2015 (Doel 1), 1 de dezembro de 2015 (Doel 2), 1 de outubro de 2022 (Doel 3), 1 de julho de 2025 (Doel 4), 1 de outubro de 2015 (Tihange 1), 1 de fevereiro de 2023 (Tihange 2) e 1 de setembro de 2025 (Tihange 3).

([24]) Em 5 de março de 2020, a lei de 28 de junho de 2015 foi anulada pelo Tribunal Constitucional (processo 34/2020), após uma decisão prejudicial do Tribunal de Justiça da União Europeia (processo C-411/17), porque as obrigações relativas à avaliação de impacto ambiental não foram respeitadas, mantendo-se os efeitos da lei até 31 de dezembro de 2022. Em 11 de outubro de 2022, após uma avaliação de impacto ambiental, foi aprovada uma «Lei de reparação» que alterou as datas de desativação. A Lei de reparação adiou a desativação dos reatores Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 para 2025.

([25]) Ver Decisão da Comissão de 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica, Prolongamento da vida útil das centrais nucleares Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (JO C 142 de 5.5.2017, p. 1).

([26]) Ver elementos de prova nas notas de rodapé 7 e 8 da decisão de início do procedimento.

Reator nuclear	Propriedade	Capacidade líquida em 2023 (MWe)	Data de desativação (Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear)	Data de desativação (revista)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 de outubro de 2022	*Desativação em 23 de setembro de 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1 de julho de 2025	31 de outubro de 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1 de outubro de 2015	30 de setembro de 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1 de fevereiro de 2023	*Desativação em 31 de janeiro de 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 de setembro de 2025	31 de outubro de 2035 (*)

Fonte: autoridades belgas. Ver sítio Web do Serviço Público Federal («SPF») Economia sobre a produção de energia nuclear na Bélgica, consultado pela última vez em 18 de junho de 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Conforme indicado, o Doel 3 e o Tihange 2 foram desativados. O relatório seguinte inclui a sua anterior capacidade líquida: Agência Internacional da Energia Atómica, «Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States», Viena (2022) (acessível no sítio Web do SPF Economia).

(*) Data de desativação revista se os reatores nucleares estiverem operacionais em 1 de novembro de 2025; a última data possível para a desativação é 31 de dezembro de 2037.

2.3. Decisão da Bélgica de manter a energia nuclear

(21) Em 18 de março de 2022, o Governo Federal belga (a seguir, também designado por «Governo belga») decidiu reavaliar a eliminação progressiva da energia nuclear, permitindo o prolongamento da vida operacional (operação a longo prazo, «OLP») dos dois reatores nucleares mais jovens, o Doel 4 e o Tihange 3, por um período de 10 anos («projeto OLP»). A decisão da Bélgica foi tomada no contexto da resposta europeia à guerra da Rússia contra a Ucrânia (nomeadamente, a necessidade de os Estados-Membros da UE reduzirem o seu consumo e dependência do gás) e da crise do gás daí resultante, bem como das preocupações já existentes sobre a segurança do aprovisionamento na Bélgica (ver também a secção 2.4 *infra*), tendo em conta o aumento das necessidades de eletrificação (para permitir a transição energética) e a baixa disponibilidade do parque nuclear francês em 2021-2022 (devido a problemas de corrosão imprevistos e a uma extensa manutenção para prolongar o seu tempo de vida) ([27]).

(22) Posteriormente, em 2022, o Governo belga encetou negociações com o operador nuclear belga, a Electrabel, sobre a aplicação do prolongamento da vida útil. As razões para a não organização de um concurso, que foram apresentadas pela Bélgica e que não suscitaram dúvidas à Comissão na decisão de início do procedimento, são mencionadas no considerando 38 dessa decisão e incluem:

a) Existência do saber-fazer e das licenças necessários: a capacidade de produção nuclear exige saber-fazer especializado, incluindo sobre as especificidades nacionais, que não está acessível a todos os intervenientes no mercado, facto que a Comissão reconheceu anteriormente em relação à Electrabel em particular (ver nota de rodapé 30 da decisão de início do procedimento) e aos operadores nucleares em geral (ver nota de rodapé 31 da decisão de início do procedimento); o saber-fazer, a propriedade intelectual e as licenças pertinentes relativamente às instalações nucleares na Bélgica são únicos e apenas a Electrabel os possui atualmente.

([27]) Ver Decisão da Comissão de 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Bélgica, Alterações no mecanismo de remuneração da capacidade (JO C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) Calendário: o período que medeia entre a decisão do Governo belga sobre o projeto OLP e a data prevista de reinício das unidades OLP é muito curto, e o reinício até setembro (Tihange 3) e novembro (Doel 4) de 2025 exige determinados trabalhos preparatórios e estudos de viabilidade («atividades de desenvolvimento», ver nota de rodapé 32 da decisão de início do procedimento) antes do início efetivo dos trabalhos. A Electrabel, enquanto única operadora nuclear na Bélgica, era a única empresa que dispunha dos conhecimentos, recursos e ferramentas únicos necessários para levar a cabo estas atividades de forma rápida e eficaz. Por conseguinte, um procedimento de concurso não teria permitido selecionar outro operador que não fosse a Electrabel e o lançamento de um concurso para selecionar o operador das unidades OLP não teria tido qualquer resultado significativo, dadas as especificidades e os condicionalismos do projeto OLP.

(23) A Engie, a empresa-mãe da Electrabel, estava inicialmente hesitante em encetar negociações com a Bélgica sobre o projeto OLP, alegando que a tecnologia nuclear se tinha tornado demasiado dispendiosa e demasiado arriscada e que a Engie tinha a intenção de cessar as operações nucleares na Bélgica após 2025 (ver considerando 19). Por conseguinte, o Estado belga acordou com a Engie criar um mecanismo para partilhar, de forma equilibrada e transparente, os riscos e as vantagens decorrentes do prolongamento da vida útil dos dois reatores. Segundo a Bélgica, a Engie deixou claro desde o início que, sem um mecanismo de partilha de riscos e um acordo sobre os resíduos nucleares provenientes da exploração das sete centrais nucleares na Bélgica, não ponderaria o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares, que a obrigaria a alterar substancialmente a sua estratégia empresarial e a sua exposição ao risco ([28]).

(24) O processo de negociação foi descrito em pormenor na secção 3.1 da decisão de início do procedimento e resultou num acordo de execução em 13 de dezembro de 2023, com vista a reiniciar o funcionamento das unidades OLP antes do inverno de 2025-2026. Tal como referido no considerando 36 da decisão de início do procedimento, o acordo de execução contém três componentes principais, que têm o mesmo objetivo de apoiar a execução do projeto OLP:

a) «Componente 1»: o conjunto de submedidas relacionadas com a remuneração e as disposições financeiras que permitem receitas estáveis para os dois reatores nucleares, bem como as alterações na estrutura acionista através da criação da BE-NUC (ver secção 3.3.1);

b) «Componente 2»: o conjunto de submedidas relacionadas com a desativação das centrais nucleares e o armazenamento a longo prazo e a eliminação final dos resíduos nucleares e do combustível irradiado transferidos (incluindo a alteração do pacote de segurança para acompanhar a situação financeira do operador nuclear em função do perfil de risco alterado devido ao limite máximo acordado) (ver secção 3.3.2);

c) «Componente 3»: os acordos sobre partilha de riscos e indemnização em caso de certas alterações legislativas (ver secção 3.3.3).

(25) O acordo de execução foi alterado duas vezes no decurso de 2024 ([29]). O seu conteúdo é descrito mais pormenorizadamente na secção 3.

(26) Seguem-se algumas etapas importantes do projeto OLP:

a) Após a conclusão do acordo, serão efetuados novos trabalhos preparatórios para reiniciar a produção em 1 de setembro (Tihange 3) e 1 de novembro (Doel 4) 2025, o mais tardar.

b) O período compreendido entre a data inicial de desativação dos reatores (tal como estabelecido na Lei de 2003 sobre a eliminação progressiva da energia nuclear, ou seja, 1 de julho de 2025 para o Doel 4 e 1 de setembro de 2025 para o Tihange 3 — ver quadro 1) e a data de reinício da produção será utilizado para preparar as unidades OLP para o reinício, sendo designado por «período de paragem».

([28]) Ver elementos de prova na nota de rodapé 10 da decisão de início do procedimento.

([29]) Em 10 de maio de 2024, um primeiro acordo de alteração incidiu nas seguintes questões: alteração de certas condições do pedido de propostas para avaliação especializada, adiamento da data prevista de encerramento, determinadas confirmações, alterações técnicas, correção de um erro no SPA («acordo de aquisição de ações») II, tempo adicional para a celebração do ASA e do AGSE. Em 15 de julho de 2024, um segundo acordo de alteração incidiu sobre as seguintes questões: adiamento da data de vencimento para 21 de fevereiro de 2025, acordo sobre os termos do processo de concurso do AGSE, determinadas confirmações, alteração técnica do SPA I.

c) O período de três anos compreendido entre setembro de 2025 e 31 de dezembro de 2028 («data de acerto» ([30])) corresponde à «fase de reinício» e será utilizado para tornar as unidades OLP conformes com os requisitos da Autoridade de Segurança Nuclear belga.

d) A partir de 1 de janeiro de 2029, prevê-se que as unidades OLP funcionem em plena capacidade até 1 de novembro de 2035 durante a «fase operacional».

(27) Consequentemente, a produção de eletricidade durante o período de 2026-2028 será relativamente baixa devido ao número mais frequente de interrupções programadas dos dois reatores durante a fase de reinício («interrupções programadas OLP» ([31])). Prevê-se que a indisponibilidade das unidades OLP durante as interrupções programadas OLP seja de 24 semanas por ano, durante os primeiros três anos após a data de reinício da OLP.

(28) Para além das interrupções programadas no quadro da OLP, prevê-se a interrupção normal anual das centrais nucleares («interrupções programadas não OLP» ([32])) para todo o período de prolongamento da vida útil (ou seja, durante a fase de reinício e a fase operacional), até um ano antes do final das operações para o Doel 4 e até ao último ano de operações para o Tihange 3. Prevê-se que cada interrupção programada não OLP tenha uma duração de seis semanas. Consequentemente, durante os primeiros três anos após o reinício da OLP, prevê-se que os dois reatores nucleares sejam desligados durante 30 semanas por ano.

(29) Além das interrupções programadas (OLP e não OLP), podem existir problemas não planeados e imprevistos que exijam novas paragens das unidades OLP. Foi presumida uma taxa de paragens forçadas («TPF») de 10 % no modelo financeiro de assinatura do acordo de remuneração («RA») ([33]). Tal implica que tanto o Doel 4 como o Tihange 3 têm uma taxa de disponibilidade de referência de 90 % ao longo de 10 anos, se não forem consideradas as interrupções programadas OLP e não OLP.

(30) Se forem incluídas todas as interrupções programadas e não programadas, o Doel 4 e o Tihange 3 apresentam uma taxa de disponibilidade de referência de cerca de 68,4 % e 67,4 %, respetivamente.

(31) A capacidade nominal de produção de eletricidade, a produção anual de eletricidade e a quota na procura nacional de eletricidade na Bélgica do Doel 4 e do Tihange 3, antes e depois do prolongamento da vida útil, estão resumidas no quadro 2. Como se depreende claramente do quadro 2, prevê-se que a produção anual estimada de eletricidade das unidades OLP duplique após a fase de reinício.

Quadro 2

Principais características do Doel 4 e do Tihange 3 (antes e depois da OLP)

	Doel 4	Tihange 3
Antes do prolongamento da vida útil		
Capacidade nominal (*valores de 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Produção anual de eletricidade (*valores de 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Quota na procura de eletricidade na Bélgica (*valores de 2022*)	11 %	9 %

([30]) Um «acerto» é um processo utilizado para garantir a exatidão e o equilíbrio de todas as contas e todos os registos. Implica comparar os valores estimados ou iniciais com os valores reais e finais e efetuar os ajustamentos necessários.

([31]) «Interrupções programadas OLP», as interrupções planeadas que são necessárias para tornar as unidades OLP conformes com os requisitos da autoridade de segurança.

([32]) «Interrupções programadas não OLP» são as interrupções normais anuais (principalmente para efeitos de reabastecimento) que são consideradas logo a partir do ano 1, do ano 2 e do ano 3 após a data de reinício da OLP para o Doel 4 e o Tihange 3, respetivamente, até um ano antes do final das operações para o Doel 4 e até ao último ano de operações para o Tihange 3.

([33]) O modelo financeiro de assinatura é o modelo financeiro do acordo de remuneração assinado em 13 de dezembro de 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Após o prolongamento da vida útil		
Capacidade nominal (*valores de 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Produção anual de eletricidade (*estimativas*)	2026-2028: 3 435 GWh após 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh após 2029: 7 186 GWh
Quota na procura de eletricidade na Bélgica (*estimativas*)	2026-2028: 3 %-4 % após 2029: 6 %-8 %	2026-2028: 3 %-4 % após 2029: 6 %-8 %

Fonte: dados PRIS da AIEA, Associação Nuclear Mundial; «Adequacy and flexibility study for Belgium (2024-2034)» da Elia.

2.4. **Problemas de adequação dos recursos na Bélgica**

(32) Tal como referido no considerando 17 da decisão de início do procedimento, desde 2019, o ORT belga Elia realizou três estudos nacionais sobre a adequação dos recursos («NRAA 2019», «NRAA 2021» e «NRAA 2023»), que identificaram a necessidade de novas capacidades até ao inverno de 2025-2026, em consequência da eliminação progressiva (parcial) da energia nuclear na Bélgica, que começou com a desativação do Doel 3 e do Tihange 2 em 2022 e 2023 (ver quadro 1), reforçada pela desativação de capacidades de produção térmica nos países vizinhos e por problemas com os ativos nucleares franceses.

(33) A fim de dar resposta a estes problemas de adequação dos recursos, a Bélgica criou um mecanismo de capacidade («MC»), aprovado pela Comissão em 2021, e alterado duas vezes desde então ([34]). O MC é um indicador à escala do mercado que permite remunerar as centrais dispostas a fornecer eletricidade em períodos predefinidos, independentemente de produzirem ou não essa eletricidade. O MC visa dar resposta às preocupações em matéria de adequação dos recursos no setor da eletricidade, apoiando simultaneamente a transição energética, e entrará em funcionamento no inverno de 2025, quando as duas unidades OLP deverão também reiniciar (ver considerando 26).

2.5. **Mercado da eletricidade na Bélgica**

(34) O cabaz energético da Bélgica é atualmente dominado pela produção de eletricidade a partir de gás e de energia nuclear, embora a quota das energias renováveis tenha vindo a aumentar de forma constante nos últimos anos. Em 2023, a quota da energia nuclear, do gás e das energias renováveis no cabaz de produção foi de 39,9 %, 21,4 % e 32,7 %, respetivamente ([35]).

(35) Segundo a Bélgica, os principais intervenientes no mercado da produção de eletricidade, em termos de capacidade instalada conectada à rede de transporte, são a Electrabel (9,3 GW em 2023 — 65 %), a Luminus (2,2 GW em 2023 — 15 %), a RWE (0,7 GW em 2023 — 5 %), a Eneco (0,7 GW em 2023 — 5 %) e a TotalEnergies (0,6 GW em 2023 — 4 %). A Bélgica alega que o indicador IHH ([36]) da concentração do mercado diminuiu de 5 510 em 2016 para 4 431 em 2023, em parte devido ao maior desenvolvimento de fontes de energia renováveis (solar e eólica) por intervenientes no mercado não históricos ([37]).

([34]) Ver Decisão da Comissão de 27.8.2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Bélgica, Mecanismo de remuneração da capacidade (JO L 117 de 19.4.2022, p. 40). Primeira decisão de alteração: Decisão da Comissão de 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Bélgica, Alterações no mecanismo de remuneração da capacidade (JO C, C/2023/265, 18.10.2023). Segunda decisão de alteração: Decisão da Comissão de 17.9.2024, SA.114003 (2024/N), Bélgica, Segundo conjunto de alterações no mecanismo de remuneração da capacidade (JO C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) «Belgian Energy Data Overview» (SPF Economia 2024). Nas secções 2.2.1 e 2.2.2 da decisão de início do procedimento são fornecidas mais informações sobre o mercado grossista e retalhista da eletricidade na Bélgica e a posição no mercado dos principais operadores (com base nos dados de 2022).

([36]) O índice Herfindahl-Hirschman é uma medida da concentração do mercado, calculada elevando ao quadrado a quota de mercado de cada empresa concorrente no mercado e somando em seguida os números resultantes. Os mercados com um IHH superior a 2 500 são geralmente considerados como mercados altamente concentrados. Os valores IHH são extraídos dos relatórios anuais da CREG e baseiam-se na capacidade instalada e na produção a partir de instalações conectadas à rede de transporte.

([37]) Relatório anual da CREG (2024).

(36) Segundo a Bélgica, os principais intervenientes em termos de produção de eletricidade a partir de instalações conectadas à rede de transporte na Bélgica são a Electrabel (39,1 TWh em 2023 — 70 %), a Luminus (6,8 TWh em 2023 — 12 %), a Eneco (2,5 TWh em 2023 — 4 %), a TotalEnergies (2,4 TWh em 2023 — 4 %) e a RWE (2 TWh em 2023 — 4 %). A Bélgica alega que o indicador IHH da concentração do mercado diminuiu de 6 372 em 2016 para 5 143 em 2023, devido ao aumento da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis ([38]).

(37) De acordo com a Bélgica, a nível retalhista, existiam no total 16 fornecedores de eletricidade presentes na Bélgica em 2023. Os principais, em termos de eletricidade fornecida, são a Electrabel (47 % em 2023), a Luminus (18,2 % em 2023), a TotalEnergies (5,5 % em 2023) e a Eneco (5,3 % em 2023), existindo muitas empresas de dimensão muito reduzida ([39]).

3. DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DA MEDIDA

3.1. Objetivos da medida e deficiências do mercado

(38) O prolongamento da vida útil das duas unidades OLP facilitará o desenvolvimento de uma atividade económica e contribuirá para resolver os problemas de adequação dos recursos na Bélgica (ver secção 2.4). Além disso, a Bélgica alega que o prolongamento da vida útil dos reatores nucleares também visa em geral reduzir a dependência das importações e em particular dos combustíveis fósseis importados (em consonância com os objetivos REPowerEU), contribuindo assim para a descarbonização do sistema elétrico belga, bem como para o fornecimento de capacidade de carga de base no contexto do aumento das necessidades de eletrificação num futuro próximo na Bélgica.

(39) A Bélgica alega que o objetivo da medida de auxílio é ultrapassar um certo número de deficiências no mercado que impedem a Electrabel de continuar a explorar os reatores nucleares na Bélgica sem uma contribuição adicional do Governo belga ([40]).

a) Em primeiro lugar, a Bélgica alega que existem várias deficiências no mercado da eletricidade bem documentadas que, de um modo geral, impedem os mercados de oferecer incentivos suficientes ao investimento na capacidade de produção necessária para cumprir as normas de adequação dos recursos, tal como descrito mais pormenorizadamente nas decisões da Comissão relativas ao MC belga (ver nota de rodapé 34).

b) Em segundo lugar, a Bélgica alega que os mercados da eletricidade e do carbono apresentam deficiências de mercado adicionais que afetam particularmente os incentivos ao investimento em tecnologias hipocarbónicas, como a falta de cobertura a longo prazo (o que afeta particularmente as tecnologias limpas, que exigem capitais elevados devido à sua exposição a fluxos de receitas voláteis), a cobertura insuficiente das externalidades negativas dos gases com efeito de estufa [por exemplo, porque o preço do carbono no Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da União Europeia («CELE») é inferior ao custo social do carbono e porque não existe um sinal previsível a longo prazo do preço do carbono devido à volatilidade estrutural do CELE] e a falta de incentivos para investir num cabaz energético diversificado, dada a natureza de fixação de preços das centrais elétricas fósseis (gás) nos mercados da eletricidade, que proporcionam uma cobertura natural.

c) Em terceiro lugar, a Bélgica alega que os investimentos em energia nuclear enfrentam vários riscos específicos que são particularmente difíceis de cobrir ou gerir pelos investidores comerciais, tais como: i) riscos técnicos e de gestão de projetos, ii) riscos relacionados com a gestão de resíduos e a desativação e iii) riscos regulamentares e políticos.

(40) A Bélgica alega que, tendo em conta estas deficiências gerais do mercado relacionadas com os investimentos em tecnologias hipocarbónicas nos mercados da eletricidade, bem como os riscos adicionais a que um operador nuclear está exposto, é necessário um compromisso do Governo belga no sentido de apoiar o prolongamento da vida útil das unidades OLP. Por conseguinte, a Bélgica alega que o objetivo da medida notificada é superar estas deficiências do mercado.

([38]) Relatório anual da CREG (2024).
([39]) «Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique» (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) Os considerandos 23 e 24 da decisão de início do procedimento contêm uma descrição mais pormenorizada das deficiências do mercado.

3.2. Alterações da medida pela Bélgica na sequência da decisão de início do procedimento

(41) Em resposta às dúvidas suscitadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento (ver secção 3.8), a Bélgica alterou determinadas partes da medida.

(42) Em especial, essas alterações dizem respeito aos seguintes aspetos:

a) A transferência do poder de decisão em matéria de modulações económicas da BE-NUC, a *joint venture* entre o Estado belga e a Electrabel (ou seja, a entidade que deterá 89,807 % das unidades OLP e que inicialmente estava contratualmente obrigada a efetuar uma modulação sempre que as condições estabelecidas nos acordos estivessem preenchidas), para o parceiro signatário do acordo de gestão dos serviços de energia («AGSE») (que venderá a eletricidade de origem nuclear no mercado) e a introdução de incentivos financeiros a favor da remuneração do parceiro do AGSE, a fim de garantir uma utilização mais eficiente da reserva de modulações (ver secção 3.3.1.5). Consequentemente, o limiar fixo de modulação preestabelecido de menos 20EUR/MWh foi suprimido, uma vez que o parceiro do AGSE terá incentivos adequados para decidir quando a modulação do reator nuclear é mais eficiente. A estrutura de remuneração alterada foi igualmente tida em conta na estratégia revista em matéria de licitações e desequilíbrios («ELD»).

b) A intensificação do mecanismo de partilha de perdas/ganhos (o «ajustamento pelo risco de preços de mercado» ou «ARPM»), de modo que o apoio financeiro acompanhe mais de perto as alterações nos preços de mercado (através do ajustamento da taxa de rendibilidade efetiva do projeto) (ver secção 3.3.1.3.2).

c) Um limite para o montante do pagamento mínimo de despesas operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX) («pagamento mínimo» ou «MOCP»), a fim de evitar que o custo deste pagamento suportado pelo Estado belga se torne excessivo (ver secção 3.3.1.3.3).

(43) As alterações acima referidas são descritas em pormenor na secção 3.3 da presente decisão.

3.3. Descrição pormenorizada das componentes da medida

(44) A presente subsecção descreve as diferentes componentes do pacote de apoio ao projeto OLP, incluindo as alterações introduzidas pela Bélgica na sequência das dúvidas suscitadas pela Comissão na decisão de início do procedimento (ver secções 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3), bem como as opções de financiamento alternativas consideradas pela Bélgica (ver secção 3.3.4).

3.3.1. *Componente 1: disposições financeiras e estruturais*

(45) Foi previsto um conjunto de mecanismos de apoio financeiro para permitir o financiamento de um prolongamento atempado e seguro da vida útil dos dois reatores nucleares. Todas as submedidas da componente 1 são descritas em pormenor no resto da presente secção.

(46) Durante a investigação formal, a Bélgica apresentou a lógica subjacente a todas as partes do apoio financeiro:

a) A Bélgica recorda que os investimentos em energia nuclear são grandes investimentos em infraestruturas com pegadas centenárias, caracterizadas por custos iniciais de capital significativos e períodos de construção com riscos e incertezas significativos, bem como longos períodos de amortização ([41]). Uma vez que os investimentos comerciais em ativos nucleares estão expostos a riscos incontroláveis e com impactos potencialmente elevados relacionados com as políticas, a regulamentação e a tecnologia, com uma estrutura de custos predominantemente fixa, o seu desempenho financeiro é particularmente sensível à disponibilidade efetiva e às potenciais derrapagens de custos. Por conseguinte, historicamente, os reatores nucleares eram financiados no contexto da propriedade pública e/ou de um quadro regulamentar de apoio que reduzisse a exposição aos riscos e garantisse um compromisso governamental a longo prazo.

([41]) Ver Associação Mundial Nuclear, «Financing Nuclear Energy», 2 de maio de 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) Na maior parte dos casos recentes de investimento em ativos nucleares, o financiamento foi apoiado através de um conjunto de medidas regulamentares destinadas a atenuar o efeito potencial dos riscos de mercado e de mecanismos específicos que limitam a exposição a riscos específicos da tecnologia, das políticas e da regulamentação no domínio nuclear. Por exemplo, alguns projetos foram desenvolvidos ao abrigo de um modelo de base de ativos regulados («BAR») ([42]), que a Bélgica considera altamente protetor. A Bélgica optou por um modelo de contrato bilateral para diferenciais («CD»). A fim de assegurar a viabilidade económica do projeto, o pacote de medidas do projeto OLP foi adaptado às necessidades do investimento em energia nuclear em causa.

c) Através das medidas previstas no AR, a Bélgica explica que tenciona proporcionar proteções adicionais em comparação com um regime de CD autónomo para fornecer garantias contra potenciais insolvências ou falências. No entanto, a Bélgica especifica que

— o AR não garante o desempenho financeiro da JV, nomeadamente em caso de problemas de disponibilidade alargados ou de derrapagens significativas dos custos, por exemplo, devido a determinados riscos regulamentares, e

— os acionistas continuam expostos a riscos significativos e a incentivos financeiros que promovam o desempenho e um comportamento conforme com o mercado, que diferem dos modelos habituais de BAR, que normalmente oferecem garantias sólidas em matéria de recuperação de custos e de retorno do investimento, para além de financiamento e liquidez suficientes.

d) Além disso, a Bélgica observa que os investimentos em energia nuclear são altamente escrutinados pelas instituições financeiras, com requisitos abrangentes em matéria de dever de diligência para avaliar o potencial impacto dos diferentes tipos de riscos e incertezas, bem como uma ênfase crítica na estruturação global dos projetos. A experiência na Europa sugere, em especial, que a obtenção de financiamento para investimentos nucleares é particularmente difícil, dada a ausência de mecanismos de proteção adequados ([43]).

3.3.1.1. Acordo de desenvolvimento conjunto («ADC»)

(47) Tal como referido no considerando 22, devido ao calendário rigoroso para o reinício da OLP, o operador nuclear, Electrabel, identificou e acordou com a Bélgica a realização de determinadas atividades de desenvolvimento, que são necessárias para permitir que a OLP reinicie atempadamente e para satisfazer as exigências e expectativas da autoridade de segurança, antes de iniciar a transação final. Estas atividades de desenvolvimento foram definidas num ADC, que foi alterado pela última vez em 18 de julho de 2024 (ADC++) ([44]).

(48) O ADC++ estabelece as condições em que a Bélgica pré-financia os custos e as despesas da Electrabel com as atividades de desenvolvimento ([45]) até que todas as alterações legislativas necessárias tenham sido adotadas e entrem em vigor (a «condição legislativa»). Pouco depois de cumprir a condição legislativa (em 15 de julho de 2024), a Electrabel começou a financiar os seus próprios custos e despesas com as atividades de desenvolvimento e continuará a fazê-lo até que o montante do financiamento por esta empresa seja igual ao montante pré-financiado pelo Estado belga (o que deverá acontecer no início de 2025), após o que a Electrabel e o Estado belga financiarão os custos e as despesas das atividades de desenvolvimento a 50/50.

([42]) Os modelos BAR foram amplamente descritos pela literatura. Ver, por exemplo, Meshkat, Mustafa, «Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models», *Comparative Law Review,* 14.2 (2023), pp. 1001-1022; Thomas, Steve *et al.*, «The proposed RAB financing method», *Nuclear Consult* (2019).

([43]) A Bélgica alega que os bancos comerciais não querem expor-se a ativos nucleares, ou seja, assumir o risco associado a investimentos avultados no setor nuclear num contexto de políticas e regulamentos incertos e de riscos tecnológicos, e que os investidores hesitam frequentemente em fazê-lo, mesmo quando existem acordos de partilha de riscos com o Estado.

([44]) As atividades de desenvolvimento, descritas no anexo 1 do ADC++, dizem respeito a estudos técnicos principalmente relacionados com a conceção e o envelhecimento das instalações, a melhoria da conceção, as competências de gestão, os programas de ensaio e inspeção, a avaliação de impacto ambiental (incluindo a preparação dos necessários documentos de licenciamento e autorização) e as avaliações periódicas de segurança das unidades OLP.

([45]) Correspondente a 89,807 % (ou seja, a percentagem de propriedade das unidades OLP) do custo total, suportando a Luminus os restantes 10,193 %.

(49) A Bélgica alega que o pré-financiamento pelo Estado belga dos custos e despesas com as atividades de desenvolvimento se limita a quaisquer custos e despesas efetivamente suportados (ou a suportar) pela Electrabel, correspondentes a 89,807 % dos custos totais com as atividades de desenvolvimento. É criado um mecanismo de controlo, bem como um «acerto» no final do período contratual. A Bélgica alega igualmente que as modalidades de financiamento ao abrigo do ADC++ se baseiam em condições de plena concorrência e na relação custo-benefício.

3.3.1.2. *Joint venture* («JV») e financiamento pelos acionistas

(50) O Estado belga investirá, juntamente com o operador nuclear Electrabel, numa *joint venture* («JV»), denominada BE-NUC, que deterá 89,807 % das unidades OLP (como acontece atualmente com a Electrabel). Os restantes 10,193 % das unidades OLP continuarão a ser detidos pela Luminus. A Electrabel e o Estado belga deterão, cada um, 50 % da BE-NUC e agirão como acionistas iguais em termos de participação financeira (fornecimento de capitais próprios e empréstimos de acionistas) e de quota dos lucros das vendas de energia. A BE-NUC, enquanto coproprietária, suportará 89,807 % dos investimentos necessários para prolongar o funcionamento e, por conseguinte, o Estado belga suportará indiretamente 44,9035 % dos custos de investimento relacionados com o projeto OLP. Os restantes 10,193 % serão suportados pela Luminus.

(51) A Electrabel é e continuará a ser o único operador dos dois reatores nucleares através de um acordo de exploração e manutenção («E&M») (ver secção 3.3.1.4). A BE-NUC não se tornará um operador nuclear, mas terá direitos de controlo sobre os custos de funcionamento através do acordo E&M.

(52) A Bélgica alegou que não prevê qualquer possibilidade de obter crédito externo para financiar o projeto OLP. O projeto OLP será integralmente financiado pelos seus acionistas através de capitais próprios e de empréstimos de acionistas (ver secção 3.3.1.2.2 *infra*).

3.3.1.2.1. Joint venture

(53) Não haverá aquisição pelo Estado belga de participações de copropriedade nas unidades OLP, mas sim uma transferência (cisão parcial dos ativos relevantes) da Electrabel para a JV, de acordo com as etapas descritas no considerando 49 da decisão de início do procedimento.

(54) A Electrabel transferirá os seus direitos de propriedade a 89,807 % sobre as unidades OLP (bem como as respetivas licenças e quaisquer outros ativos necessários) para a BE-NUC, em troca da distribuição de ações da BE-NUC à Engie (que será nessa altura o único acionista da Electrabel). A contribuição da Electrabel para a BE-NUC será avaliada tendo em conta o valor residual do edifício, o valor do terreno e o valor das instalações fixas, tal como descrito no considerando 51 da decisão de início do procedimento.

(55) Esta avaliação da contribuição da Electrabel reflete-se no preço de compra de 24,7 milhões de EUR (sujeito a ajustamentos) a pagar pelo Estado belga para adquirir novas ações e reter uma participação de 50 % na BE-NUC. O conselho de administração da BE-NUC solicitará a um revisor (oficial) de contas ou a um contabilista certificado que elabore um relatório sobre a contribuição em espécie, em que analise nomeadamente a avaliação aplicada e os métodos de avaliação utilizados para o efeito.

(56) A Bélgica alega que a avaliação dos ativos não tem impacto na análise do cenário contrafactual e forneceu provas de que a transferência de ativos (edifícios e terrenos) no âmbito do projeto OLP é neutra. Segundo a Bélgica, a utilização de métodos conservadores de avaliação dos ativos (com base no valor residual ou justo) garante que a Engie não retira qualquer vantagem da transferência de ativos.

(57) Além disso, as instalações imobiliárias correspondem a equipamentos OLP, que são adquiridos no âmbito dos serviços OLP, dos serviços E&M e dos serviços ADC e que foram instalados e incorporados nas unidades OLP antes da cisão parcial. Por razões relacionadas com o direito imobiliário belga e para evitar a dupla contabilização, estes equipamentos OLP específicos não são pagos diretamente, mas sim tidos em conta na cisão parcial, juntamente com os terrenos e edifícios. Além disso, a Bélgica confirma que os fluxos de caixa conexos para estes equipamentos OLP já estão refletidos no modelo financeiro de assinatura.

(58) Foi celebrado um acordo de acionistas entre a Electrabel, o Governo belga e a BE-NUC para estabelecer a administração da BE-NUC e os direitos de cada um dos seus acionistas. Nos termos deste acordo, o conselho de administração da BE-NUC é composto por quatro administradores, dois nomeados pelo Governo belga e dois nomeados pela Electrabel. O presidente e o diretor financeiro da BE-NUC serão sempre administradores nomeados pelo Governo belga. O quórum no conselho de administração é uma maioria simples, sendo as suas resoluções aprovadas por maioria simples. Foram adotadas disposições em matéria de conflitos de interesses.

(59) Tal como referido no considerando 55 da decisão de início do procedimento, os ativos não europeus atualmente detidos pela Electrabel serão transferidos para a Engie. A Engie, enquanto empresa-mãe da Electrabel, garante que permanecem na Electrabel ativos no valor de, pelo menos, 4 mil milhões de EUR no momento do encerramento da transação (com base num valor de capitais próprios calculado em 30 de junho de 2023). Além disso, após o encerramento, aplicam-se outras salvaguardas, tais como a monitorização contínua e reforçada da situação financeira do operador nuclear pela CPN/CNV e a garantia não limitada e não cancelável de empresa-mãe concedida pela Engie para determinadas obrigações do operador nuclear.

(60) A Bélgica alega que a JV constitui um investimento *pari passu*, uma vez que os dois acionistas participam na JV nas mesmas condições e, enquanto acionistas, com o mesmo nível de risco e de remuneração.

3.3.1.2.2. Financiamento pelos acionistas: injeção de capital e empréstimos de acionistas

(61) O estatuto do Estado belga enquanto acionista pressupõe, nomeadamente, o financiamento das despesas de capital (CAPEX) e das despesas de funcionamento (OPEX) da BE-NUC, a gestão das ações e o exercício dos direitos dos acionistas (por exemplo, direitos de voto), bem como o apoio dos dois administradores da BE-NUC, nomeados pelo Estado belga (ver considerando 58).

(62) A contribuição para o capital social consiste no seguinte:

a) Uma injeção de capital: o Governo belga e a Electrabel, enquanto acionistas da BE-NUC, fornecerão capitais próprios à BE-NUC através de um aumento do capital social, a fim de financiar quaisquer despesas previstas no acordo de acionistas; e

b) Empréstimos de acionistas: tanto a Electrabel como o Governo belga concederão empréstimos de acionistas à BE-NUC (o «empréstimo de acionista da Electrabel» e o «empréstimo de acionista do Governo belga», respetivamente) para financiar quaisquer despesas previstas no acordo de acionistas.

(63) A Bélgica explica que os termos e condições do empréstimo de acionista da Electrabel e do empréstimo de acionista do Governo belga são idênticos. Ambos os empréstimos de acionistas serão concedidos em condições de mercado, a taxas de juro que ainda não foram fixadas, mas que serão, nos termos dos acordos de empréstimos de acionistas, fixadas pelo conselho de administração da BE-NUC em conformidade com o acordo de acionistas com base nas taxas de mercado em vigor e em qualquer financiamento por empréstimos de terceiros comparável que possa estar disponível no momento pertinente. No âmbito do procedimento acordado entre o Governo belga e a Engie, esta elaborou uma ficha descritiva que estabelece os termos e condições de ambos os empréstimos de acionistas. A ficha descritiva descreve a metodologia para fixar a taxa de juro. A Bélgica alega que esta metodologia é coerente com as políticas da Engie em matéria de preços de transferência para empréstimos e está em conformidade com o princípio BEPS da OCDE ([46]), garantindo que a taxa de juro seja fixada a um nível de plena concorrência. Nos termos da ficha descritiva, espera-se que a taxa de juro seja variável, sendo fixada à taxa Euribor a seis meses (com um limite mínimo de 0 %) acrescida de uma margem esperada de aproximadamente [0-3] %.

(64) A Bélgica alega que a introdução de um empréstimo de acionista, para além da injeção de capital, decorre de considerações financeiras e transacionais. Por um lado, a concessão dos empréstimos de acionistas confere maior flexibilidade na determinação dos calendários de levantamento e reembolso. Em especial, as disposições relativas ao reembolso dos empréstimos podem ser acordadas com menos restrições regulamentares do que os pagamentos de dividendos ou reembolsos de capitais próprios. Por outro lado, o empréstimo pode otimizar a estrutura financeira no que diz respeito ao rendimento tributável (até 30 % dos EBITDA são reembolsáveis para deduzir juros).

([46]) BEPS refere-se à erosão da base tributável (Base Erosion)[redução do rendimento tributável (ou matéria coletável) num país] e transferência de lucros (Profit Shifting) (para países onde os impostos são muito inferiores ou inexistentes). Os princípios BEPS da OCDE referem-se a um conjunto de orientações internacionais destinadas a combater a elisão fiscal por parte de empresas multinacionais. Asseguram que as empresas pagam impostos onde efetivamente obtêm lucros e exercem as suas atividades comerciais reais, em vez de transferirem os lucros para países com baixos impostos.

(65) Com base nos cálculos preliminares do modelo financeiro de assinatura, a contribuição total para o capital social (injeção de capital e empréstimos de acionistas) ascende a [2 000-2 500] milhões de EUR ([47]), a disponibilizar a 89,807 % pelo Governo belga e pela Electrabel em condições *pari passu* em […] prestações de […] a […], para financiar, nomeadamente, as despesas de capital do projeto OLP (sendo os restantes 10,193 % financiados pela Luminus). A contribuição para o capital social deve ser devolvida aos acionistas da BE-NUC através de uma série de reduções do capital social e do reembolso do empréstimo de acionista e deve ser remunerada através da distribuição de dividendos e dos juros do empréstimo de acionista. A repartição da contribuição para o capital social ([2 000-2 500] milhões de EUR) em injeções de capital e empréstimos de acionistas ainda não foi decidida.

(66) A Bélgica alega que as obrigações de financiamento dos acionistas e os empréstimos de acionistas podem ser considerados como financiamento *pari passu* e que os empréstimos de acionistas serão concedidos em condições de mercado, de modo que o financiamento dos acionistas não conceda uma vantagem seletiva aos beneficiários.

3.3.1.3. Acordo de remuneração

(67) Foi celebrado um Acordo de Remuneração (AR) entre a BE-NUC, a Luminus e a contraparte no AR, que será um serviço autónomo com independência contabilística no Estado belga («BE-WATT»). O AR visa fazer face à incerteza dos preços de mercado e reduzir os riscos das receitas do projeto OLP para os proprietários das unidades OLP, ou seja, a BE-NUC e a Luminus. Assim, a BE-NUC e a Luminus devem receber receitas suficientes provenientes da exploração das unidades OLP para garantir o seu funcionamento seguro e fiável e a sua viabilidade económica, permitindo simultaneamente que os acionistas possam obter o rendimento financeiro exigido em conformidade com o mercado.

(68) Em especial, a Bélgica esclarece que os princípios de financiamento da operação são os seguintes:

a) As CAPEX necessárias do projeto OLP são financiadas principalmente pelos acionistas da BE-NUC numa base *pari passu* (e pela Luminus na proporção da sua copropriedade), quer através de capitais próprios quer através de empréstimos de acionistas (ver secção 3.3.1.2).

b) Os custos de exploração e manutenção do projeto OLP são financiados principalmente através das receitas de exploração da OLP, sendo um fluxo de receitas de exploração garantido através do CD (na medida em que as unidades OLP estejam disponíveis) (ver secção 3.3.1.3.2). O preço de exercício do CD é estimado ao nível que permite que a taxa interna de rendibilidade («TIR») esperada dos fluxos de caixa do projeto LFP atinja a TIR alvo de 7 % (nominal e após impostos), dentro do limiar do intervalo de 6 %-8 % (ver secção 3.3.1.3.1).

c) O MOCP e os empréstimos para os «custos dos períodos de paragem» (ou «empréstimos SDC») complementam as receitas de exploração da OLP e consistem em medidas de proteção destinadas a assegurar que a BE-NUC dispõe, em qualquer momento, de liquidez suficiente para pagar os seus custos de exploração, manutenção e combustível, a fim de permitir um funcionamento seguro e fiável das unidades OLP.

— Os empréstimos SDC destinam-se a financiar os custos antes do reinício das unidades OLP e a assegurar uma liquidez suficiente durante o período de arranque de três anos (até 31 de dezembro de 2028), altura em que ainda têm de ser realizadas obras significativas e as unidades OLP não podem funcionar a plena capacidade.

— O MOCP só é desencadeado em caso de redução (significativa) da disponibilidade das unidades OLP, o que assegura a estabilidade financeira a longo prazo durante todo o período de prolongamento da vida útil. Um mecanismo de fundo de maneio («MFM») serve de ponte intra-anual para o MOCP anual.

(69) Os mecanismos de apoio financeiro (CD, MOCP e empréstimos SDC) são explicados mais pormenorizadamente nas secções 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 e 3.3.1.3.4 *infra*.

([47]) Sem IVA. Os valores do modelo financeiro de assinatura não incluem o IVA.

3.3.1.3.1. Taxa de rendibilidade do projeto OLP

(70) Em termos gerais, a taxa interna de retorno («TIR») (alvo) é o nível mínimo de rendibilidade que os investidores aceitam como compensação por um determinado nível de risco num projeto de investimento. A TIR alvo é frequentemente designada por «taxa mínima de rendibilidade», ou seja, o limiar a que a TIR de um projeto tem de ser igual ou superior antes de o projeto ser realizado. Em teoria, a taxa mínima é igual à soma do custo do capital (por exemplo, custo médio ponderado do capital, ou «CMPC») e de um prémio mínimo. Por outras palavras, é uma combinação das taxas de rendibilidade de projetos/ativos comparáveis e ajustamentos para se alinhar com um perfil de risco específico, incluindo prémios específicos do projeto para cobrir riscos adicionais não diversificáveis.

(71) No caso em apreço, o custo nivelado da eletricidade («LCOE») corresponde ao nível mínimo do preço médio da eletricidade (ou do preço de exercício na conceção do CD) a obter para o projeto OLP atingir a sua TIR alvo. Tal como referido no considerando 72 da decisão de início do procedimento, o preço de exercício preliminar no modelo financeiro de assinatura, com base no pressuposto de um custo de modernização das unidades OLP de aproximadamente [2-2,5] mil milhões de EUR, foi fixado em [80-90] EUR por MWh (em valores de 2022). A Bélgica alega que, ao considerar a aplicação do mecanismo (intensificado) de partilha de perdas/ganhos (ARPM), o preço de exercício, com base no modelo financeiro de assinatura, pode variar entre [80-90] EUR por MWh e [80-90] EUR por MWh (em valores de 2022).

(72) A Bélgica argumenta que a TIR alvo é uma taxa de rendibilidade prudente, tendo em conta a exposição ao risco do projeto OLP, com base no seguinte: i) uma avaliação comparativa das taxas de rendibilidade de outros investimentos em energia nuclear a nível mundial e de outros ativos do setor da energia na Bélgica (ver secção 3.3.1.3.1.1), ii) uma avaliação do custo de capital da BE-NUC [tanto o CMPC como o custo dos capitais próprios («CoE»)], com base no modelo de avaliação CAPM (ver secção 3.3.1.3.1.2), e iii) uma simulação da TIR esperada sujeita ao ARPM, tendo em conta as circunstâncias de mercado atualizadas, que mostra que a TIR esperada do projeto OLP diminuiu em comparação com o momento da negociação do acordo de execução (ver secção 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Avaliação comparativa

(73) A Bélgica apresentou um valor de referência internacional das taxas de rendibilidade alvo e do custo de capital para empresas que exploram centrais nucleares em várias zonas geográficas, bem como para as centrais elétricas a gás remuneradas ao abrigo do MC belga e para as empresas que exploram outros tipos de infraestruturas de transporte e armazenamento de energia na Bélgica. A avaliação comparativa foi aperfeiçoada após a adoção da decisão de início do procedimento, incluindo agora nomeadamente uma descrição mais pormenorizada da natureza dos quadros regulamentares e de eventuais regimes adicionais que afetem a repartição dos riscos para as empresas e os projetos considerados. O quadro 3 apresenta uma taxa de rendibilidade alvo pública e estimativas do CMPC dos projetos e empresas de referência.

Quadro 3

Estimativas públicas do CMPC para projetos/empresas de referência

Empresa/projeto considerado e propriedade	Quadro regulamentar e período pertinente	Taxa de rendibilidade alvo após impostos/CMPC e ano de decisão [1]	Prémio sobre a taxa isenta de risco [2]
Empresas de serviços públicos norte-americanas verticalmente integradas (Georgia Power e Duke Energy), maioritariamente privadas	Modelo BAR [Período de três anos de 2023-2025 para a Georgia Power, a partir de 2023 para a Duke Energy na Carolina do Sul e a partir de 2024 para a Duke Energy na Carolina do Norte (ano final sujeito a revisão)]	6,36 %- 7,06 % (2022 e 2023)	2,8 %- 4,2 %

Empresa/projeto considerado e propriedade	Quadro regulamentar e período pertinente	Taxa de rendibilidade alvo após impostos/CMPC e ano de decisão (1)	Prémio sobre a taxa isenta de risco (2)
Serviço público canadiano OPG (carteira de produção inclui, nomeadamente, centrais nucleares e hidroelétricas)	Modelo BAR (período de cinco anos de 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5 %- 4,3 %
Central nuclear canadiana renovada Bruce A, privada	CD bilateral com preço de exercício baseado na TIR alvo (contrato de 25 anos, a partir do reinício da atividade)	10,6 %- 13,8 % (2007)	6,0 %- 9,7 %
Nova central nuclear Hinkley Point C (Reino Unido), não detida pelo Estado britânico	CD bilateral com preço de exercício baseado na TIR alvo (contrato de 35 anos, a partir da entrada em serviço)	9,25 %- 9,75 % (2014)	5,8 %- 7,5 %
Nova central nuclear húngara Paks II, construção financiada a 100 % pelo Estado	Remuneração baseada no mercado, apoio estatal para o financiamento de 100 % das CAPEX	7,38 %- 8,4 % (2017)	3,9 %- 5,2 %
Ativos nucleares existentes da EDF em França, EDF 100 % pública	Regulação parcial dos preços (ARENH — em processo de modernização); maioritariamente exposto ao mercado até 2026, desconhecido posteriormente	7,6 % (2022)	4,9 %- 6,2 %
Prolongamento do reator nuclear belga Tihange 1, não detido pelo Estado belga	Remuneração baseada no mercado com imposto sobre ganhos excecionais (até 2025)	9,3 % (2013)	5,9 %- 6,9 %
MC belga (centrais elétricas a gás)	Contrato de capacidade (até 15 anos para capacidades recém-construídas)	7,6 %- 8,6 % (2023) (3)	5,5 %- 6,5 %

Fonte: Memo Compass Lexecon, 29 de novembro de 2024, «SA.106107 BE — Prolongation of two nuclear reactors — Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment».

(1) Em alguns casos, a decisão regulamentar da empresa/projeto em causa refere-se à taxa de rendibilidade alvo (por exemplo, para efeitos de determinação do preço de exercício do CD) ou ao CMPC (por exemplo, tal como considerado no modelo BAR para determinar as receitas autorizadas). Para cada empresa/projeto considerado, é apresentada a taxa de rendibilidade ou o CMPC considerado no respetivo regime regulamentar. O ano entre parênteses refere-se ao ano da avaliação/decisão sobre a taxa de rendibilidade alvo/CMPC.

(2) Para efeitos de comparabilidade dos resultados, centramo-nos no prémio sobre a taxa isenta de risco, ou seja, na diferença entre a taxa de rendibilidade alvo após impostos/CMPC avaliada e a taxa isenta de risco contemporânea (prémio sobre a taxa isenta de risco na data da avaliação/decisão da entidade reguladora relativa ao ativo/empresa considerado).

(3) O CMPC após impostos foi calculado com base no CMPC real antes de impostos específico da tecnologia (proposto pela CREG e pela Elia, fixado pelo ministro da Energia), tal como aplicado para determinar os parâmetros de leilão do MC.

(74) O quadro 4 apresenta os elementos de resposta aos riscos dos projetos ou empresas comparados.

Quadro 4

Elementos de resposta aos riscos dos projetos/empresas comparados

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	MC belga	Ativos nucleares existentes **da EDF francesa**	Paks II	Unidades OLP	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy na Carolina do Sul e do Norte
Carteira/ /riscos	4 unidades nucleares renovadas	1 unidade nuclear renovada	1 nova central nuclear (2 unidades)	/	Parque nuclear (57 unidades)	1 nova central nuclear (2 unidades)	2 unidades nucleares renovadas	Unidades nucleares renovadas e instalações hidroelétricas	Verticalmente integrada, incluindo redes, energia nuclear e outras tecnologias
Cálculo	Ajustamento do preço de exercício	—	—	—	—	Financiamento a 100 % pelo Estado + montante fixo para engenharia, aquisição e construção	Ajustamento do preço de exercício	BAR	BAR
Mercado	CD bilateral	—	CD bilateral	Contrato de capacidade	ARENH (regulação parcial dos preços)	—	CD bilateral	BAR	BAR
Operação	Indexação/ /ajustamento do preço de exercício; repercussão do custo do combustível	—	Indexação/ /ajustamento do preço de exercício	—	—	—	Indexação/ /ajustamento do preço de exercício + MOCP	BAR	BAR
Financiamento	—	—	Garantia de crédito	Contrato de capacidade	Propriedade do Estado	100 % financiado pelo Estado	MOCP/ /Empréstimo SDC	BAR	BAR
Políticas	—	Proteção jurídica	Proteção jurídica	—	Propriedade do Estado	100 % financiado pelo Estado	Proteção jurídica	BAR	BAR

Fonte: Memo Compass Lexecon, 29 de novembro de 2024, «SA.106107 BE — Prolongation of two nuclear reactors — Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment».

(*) A Compass Lexecon observa que não pode apreciar o perfil de risco exato com base no quadro regulamentar para as empresas de serviços públicos dos EUA e do Canadá, uma vez que não dispõe de informações pormenorizadas.

(75) Segundo a Bélgica, esta avaliação comparativa destaca três elementos:

a) As empresas e os projetos regulamentados incluídos neste indicador de referência não são diretamente comparáveis com a BE-NUC, uma vez que diferem em termos do quadro regulamentar/regime de financiamento e da consequente repartição dos riscos, e/ou porque incluem outros tipos de ativos (que diversificam e diluem os riscos relacionados com a energia nuclear). Não existe uma empresa diretamente comparável, mas o indicador de referência consiste numa seleção de empresas e projetos com características individuais relevantes, como a geografia, a tecnologia de ativos, os ativos existentes/novos, o mercado e o quadro regulamentar/de apoio. No entanto, estas empresas e projetos comparáveis não se assemelham à BE-NUC em todos os aspetos. Apesar destas limitações, o indicador de referência continua a fornecer informações pertinentes para avaliar os parâmetros de remuneração (taxa de rendibilidade alvo/CMPC), tendo em conta as especificidades de cada empresa ou projeto e os perfis de risco associados. Por conseguinte, o indicador de referência apresentado deve ser considerado relevante para avaliar e contextualizar intervalos razoáveis, baseados no mercado, dos parâmetros de remuneração.

b) O indicador de referência evidencia que os prémios sobre a taxa isenta de risco diminuem com a diversificação da carteira e a menor exposição aos riscos (em matéria de construção, mercado, funcionamento, financiamento e políticas) e, possivelmente, em função da natureza do proprietário/ /operador, uma vez que as empresas de serviços públicos históricas, estatais ou financiadas pelo Estado podem beneficiar de custos de financiamento mais baixos (ver quadro 3 e quadro 4).

— No extremo inferior, as empresas de serviços públicos da América do Norte (OPG, Georgia Power e Duke Energy), que têm carteiras de ativos diversificadas e estão sujeitas a um modelo BAR que oferece uma cobertura de risco abrangente, apresentam prémios relativamente baixos sobre a taxa isenta de risco (cerca de 2,8 %-4,3 %).

— O projeto nuclear Paks II e o parque nuclear existente da EDF apresentam prémios mais elevados (cerca de 3,9 %-6,2 %). A sua remuneração é, pelo menos em parte, comercial e os ativos considerados são apenas centrais nucleares. No entanto, o facto de serem detidos/financiados pelo Estado pode, em certa medida, reduzir os custos de financiamento.

— As novas centrais elétricas a gás ao abrigo do MC belga apresentam um prémio de risco relativamente elevado (5,5 %-6,5 %). Estas centrais térmicas recém-construídas estão expostas a riscos em matéria de construção, funcionamento e políticas, enquanto os riscos de mercado tendem a ser reduzidos devido a contratos de capacidade e pagamentos plurianuais.

— No extremo superior, a unidade nuclear única Tihange 1 apresenta um prémio elevado (5,9 %-6,9 %), uma vez que os proprietários suportam riscos de investimento e de exploração, as receitas de mercado são incertas e as vantagens de mercado estão sujeitas a limites. Hinkley Point C apresenta igualmente um prémio relativamente elevado (5,8 %-7,5 %) que pode ser explicado pela natureza dos ativos (nova central nuclear única) e pelos riscos significativos de construção/exploração suportados pelos acionistas, apesar do CD e de outras proteções. Do mesmo modo, o prémio de risco para o operador exclusivamente nuclear Bruce Power, uma empresa privada que beneficia de um CD (incluindo outros regimes de partilha de riscos), é relativamente elevado (6,0 %-9,7 %). Dito isto, a remuneração desta central foi fixada em 2007, num contexto de financiamento e de mercado diferente.

c) De um modo geral, a Bélgica salienta que a exposição ao risco da BE-NUC nas diferentes dimensões se situa entre a exposição ao risco dos ativos e das empresas de serviços públicos que beneficiam de um modelo BAR e dos que beneficiam de um CD e/ou de outros tipos de remuneração baseada no mercado. A TIR nominal alvo após impostos da BE-NUC («TIR do projeto») de 7 % (e o seu intervalo de variação de 6 % a 8 %) tem um prémio de 3 %-5 %, considerando uma taxa média isenta de risco de cerca de 3 %. Com base nos dados empíricos, o prémio implícito da TIR do projeto no AR situa-se no extremo inferior dos requisitos do investidor para os projetos/empresas de referência e próximo dos prémios estimados para os ativos diversificados das empresas de serviços públicos ao abrigo dos regimes BAR, que têm menos exposição a riscos específicos da energia nuclear e, previsivelmente, menores riscos de perda do seu investimento e rendibilidade.

(76) Por conseguinte, a Bélgica considera que a TIR do projeto alvo de 6 %-8 % se situa no intervalo provável de rendibilidades baseadas no mercado que não resultarão numa sobrecompensação.

3.3.1.3.1.2. Comparação da TIR alvo com o custo de capital da BE-NUC

(77) Além da avaliação comparativa, a fim de confirmar se a TIR alvo de 7 % se situa no intervalo provável de rendibilidades conformes com o mercado, a Bélgica apresentou uma avaliação do custo do capital utilizando dois parâmetros, o CMPC e o CoE não alavancado, uma vez que a BE-NUC não é financiada por dívida.

(78) A Bélgica obteve estimativas para o CMPC e o CoE não alavancado que se situam entre 6,2 % e 7,4 % (o que equivale a um prémio de risco para o projeto de 3,1 % a 4,3 % acima da taxa isenta de risco). Segundo a Bélgica, tal demonstra e confirma que a TIR alvo de 7 % é proporcionada e não resulta em sobrecompensação. As secções que se seguem explicam mais pormenorizadamente a forma como o CMPC e o intervalo do CoE foram estimados.

3.3.1.3.1.2.1. Estimativa do CMPC do projeto OLP

(79) O primeiro parâmetro para estimar o custo do capital é o CMPC, que representa a taxa mínima de rendibilidade que o projeto deve oferecer para atrair capital. Esta rendibilidade mínima representa a rendibilidade que os potenciais investidores poderiam obter se decidissem investir noutro projeto com características equivalentes em termos de fluxo de caixa, calendário e risco. O CMPC após impostos é calculado utilizando a seguinte fórmula:

CMPC = w_E * (taxa isenta de risco + β_E * prémio de risco sobre capitais próprios) + (1– w_E) * custo da dívida após impostos

w_E: parte do financiamento por capitais próprios

B_E: coeficiente beta alavancado, ou seja, a exposição da empresa a riscos sistemáticos

(80) O CMPC é, assim, a soma i) do CoE ponderado proporcionalmente ao valor de mercado dos capitais próprios no capital total (w_E) e ii) do custo da dívida (após impostos) ponderado pela parte do valor de mercado da dívida no capital total ($1-w_E$). O CoE é calculado com base no modelo de avaliação de ativos financeiros («CAPM»), um modelo normalizado para medir a rendibilidade exigida por um investidor para cobrir o custo de oportunidade do valor do dinheiro ao longo de um determinado horizonte de investimento (a taxa isenta de risco) e relativamente à exposição ao risco de mercado ([48]). A exposição ao risco de mercado é refletida pelo coeficiente beta alavancado (β_E). Devido à volatilidade dos parâmetros, os dados do CAPM foram calculados em intervalos.

(81) No que diz respeito ao cálculo do coeficiente beta alavancado, a Bélgica argumenta que, uma vez que a JV é uma nova empresa privada detentora de duas unidades OLP nucleares existentes com uma produção prevista de 10 anos, o seu beta não pode ser calculado a partir de dados históricos ou de mercado e, por conseguinte, tem de ser estimado através de um grupo de empresas cotadas comparáveis. No entanto, uma vez que não existem empresas de serviços públicos comparáveis com uma exposição de 100 % à produção nuclear, a Bélgica considerou uma amostra de cinco empresas de serviços públicos europeias cotadas com a maior exposição a atividades nucleares, ou seja, projetos comparáveis com 15 %-65 % de produção com recurso a centrais nucleares, no âmbito de uma carteira diversificada (ver quadro 5).

([48]) O modelo CAPM é amplamente reconhecido e aceite na literatura académica e pelos profissionais do setor como uma abordagem sólida para estimar o custo dos capitais próprios.

Quadro 5

Valores beta dos ativos para empresas de serviços públicos comparáveis com diferentes níveis de exposição à energia nuclear

Empresa	% de energia nuclear no cabaz 2022/2023	Valores beta dos ativos (não alavancados)
Grupo ČEZ	[60-70] %	[0,40-1,00]
Fortum Oyj	[50-60] %	[0,40-1,00]
UPM-Kymmene Oyj	[40-50] %	[0,40-1,00]
Endesa, S.A.	[40-50] %	[0,40-1,00]
Iberdrola, S.A.	[10-20] %	[0,40-1,00]
Média simples	—	[0,40-1,00]
Mediana	—	[0,40-1,00]

Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment», Compass Lexecon, 29 de novembro de 2024.

(82) A Bélgica explicou que cada uma das empresas de serviços públicos é uma empresa cotada em bolsa e diversificada, com alguma exposição significativa a ativos de rede abrangidos pelo modelo BAR e/ou ativos de energias renováveis apoiados, ao contrário da EC, que é uma entidade privada com uma exposição de 100 % à produção nuclear sujeita ao AR. Por conseguinte, os riscos sistémicos estimados com base nestas empresas comparáveis subestimariam provavelmente o risco sistémico da BE-NUC.

(83) A Bélgica utilizou os parâmetros do quadro 6 na fórmula do CMPC e, com base nestes e noutros dados, observados ao longo de 2023, obteve um CMPC teórico que se situa entre 6,2 % e 7,4 %, incluindo um prémio de 3,1 %-4,3 % sobre a taxa isenta risco.

Quadro 6

Estimativa do CMPC da BE-NUC e principais parâmetros subjacentes

Parâmetro	Pressuposto/Abordagem	Estimativa (*)
Taxa isenta de risco	Intervalo de rendimentos das obrigações do Estado belga a 10 anos (OLO) em 2023	2,5 %- 3,6 %
Prémio de risco do mercado de ações	Estimativas especializadas para mercados maduros	4,6 %- 6,0 %
Coeficiente beta (não alavancado)	Mediana e média entre elementos comparáveis	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Alavancagem alvo	Mediana e média entre elementos comparáveis	53,0 %- 54,4 %
Coeficiente beta (alavancado)	Fórmula Hamada com alavancagem alvo	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Custo dos capitais próprios (alavancado)	CAPM	7,4 %-9,3 %
Custo da dívida antes de impostos	Taxa isenta de risco + prémio de risco das empresas do setor energético	5,3 %- 5,5 %
Parte da dívida no capital total	Derivado da alavancagem alvo	34,6 %- 35,2 %

Parâmetro	Pressuposto/Abordagem	Estimativa (*)
Taxa de imposto	Taxa de imposto sobre as sociedades da Bélgica	25 %
CMPC antes de impostos	Utilização do custo dos capitais próprios alavancado e do custo da dívida antes de impostos	6,7 %-7,9 %
CMPC após impostos	Utilização do custo dos capitais próprios alavancado e do custo da dívida após impostos	**6,2 %-7,4 %**

Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment», Compass Lexecon, 29 de novembro de 2024.

(*) O intervalo corresponde à evolução histórica entre o início e o final de 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Estimativa do custo dos capitais próprios do projeto OLP

(84) A segunda metodologia baseia-se no CoE, que mede a rendibilidade exigida pelos acionistas para o projeto, partindo do princípio de que não existe financiamento por dívida, como é o caso do projeto OLP. Embora a abordagem do CoE também utilize o CAPM, baseia-se no CoE não alavancado (ou seja, sem endividamento) ([49]). O CoE não alavancado é calculado do seguinte modo:

CoE (não alavancado) = taxa isenta de risco + β_A × prémio de risco sobre capitais próprios

β_A: coeficiente beta não alavancado, ou «beta dos ativos»

(85) Utilizou-se a seguinte abordagem para estimar cada parâmetro da equação do CoE (ver quadro 7):

a) A taxa isenta de risco é expressa por aproximação pelos rendimentos das obrigações do Estado belga a 10 anos (OLO ([50])), que flutuaram ao longo de 2023 entre 2,5 % e 3,6 %. Para a estimativa do prémio de risco (do mercado) de ações, foram consideradas várias fontes externas, das quais foi retido um intervalo de 4,6 % a 6 %:

— estimativas de Damodaran: 5,9 % em janeiro de 2023 e 4,6 % em janeiro de 2024,

— as estimativas de Kroll situam-se entre 5,5 % e 6 % em 2023.

b) A estimativa do beta dos ativos (não alavancado) baseou-se nos mesmos pressupostos que o cálculo do CMPC acima referido, conduzindo a um valor mediano e médio de [0,40-1,00] e [0,40-1,00] para cinco empresas de serviços públicos cotadas com alguma exposição à produção de energia nuclear (ver quadro 5).

(86) A inclusão das estimativas acima na equação do CoE fornece uma estimativa para o CoE não alavancado no intervalo de 6,2 % a 7,5 % (ver quadro 7), incluindo um prémio de 3,1 % a 4,3 % acima da taxa isenta de risco, o que está em consonância com os resultados obtidos para o CMPC.

([49]) Ao contrário do «coeficiente beta alavancado», também designado apenas por «beta», que compara a volatilidade das rendibilidades da dívida e dos capitais próprios de uma empresa com a do mercado mais vasto (por exemplo, uma empresa com um beta de 1,4 tem rendibilidades 140 % tão voláteis como as do mercado com que é comparada), o «coeficiente beta não alavancado», também designado por «beta dos ativos», mede o risco de mercado da empresa sem o impacto da dívida para isolar o risco decorrente apenas dos ativos da empresa.
O CoE não alavancado é geralmente utilizado para avaliar projetos ou investimentos que são financiados exclusivamente com capitais próprios. Como tal, a comparação do CMPC com o custo de capital não alavancado fornece informações sobre o impacto da dívida no custo de capital de uma empresa.

([50]) OLO significa «Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie».

Quadro 7

Estimativas do custo dos capitais próprios não alavancado da BE-NUC e parâmetros subjacentes (intervalo completo)

Parâmetro	Pressuposto/Abordagem	Estimativa
Taxa isenta de risco	Intervalo de rendimentos das OLO a 10 anos em 2023	2,5 %- 3,6 %
Prémio de risco do mercado de ações	Estimativas especializadas para mercados maduros	4,6 %- 6,0 %
Coeficiente beta (não alavancado)	Mediana e média entre elementos comparáveis	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Custo dos capitais próprios (não alavancado)	CAPM	6,2 %- 7,5 %

Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment», Compass Lexecon, 29 de novembro de 2024.

(87) Tendo em conta os parâmetros acima estimados (para possíveis intervalos ao longo de 2023), a Bélgica estima três cenários plausíveis para o CoE não alavancado no momento do acordo entre as partes em 2023, o que corresponde a um intervalo de 6,8 % a 7,3 % (ver quadro 8).

Quadro 8

Três cenários para o custo dos capitais próprios não alavancado da BE-NUC (intervalo reduzido)

	Limite inferior	Cenário de base	Limite superior
Taxa isenta de risco (média em 2023)	3,11 %		
Prémio de risco sobre capitais próprios (média de 2023)	5,27 % (Média de Damodaran 2023)	5,51 % (Média de Damodaran e Kroll)	5,75 % (Média de Kroll 2023)
Beta não alavancado (média comparável)	[0,40-1,00] (média simples, excluindo Iberdrola)	[0,40-1,00] (mediana de 5 empresas)	[0,40-1,00] (média simples de Fortum e CEZ)
Endividamento	0 %		
Custo dos capitais próprios (não alavancado)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Fonte: «SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates» Compass Lexecon, 5 de dezembro de 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Limitações das estimativas baseadas no CAPM do custo de capital da BE-NUC

(88) A Bélgica reconhece as limitações da abordagem CAPM para estimar o custo de capital da BE-NUC, dada a falta de empresas cotadas diretamente comparáveis e as especificidades do perfil de risco e da abordagem de financiamento do projeto ([51]). Em especial, a Bélgica menciona a especificidade do setor nuclear e a comparabilidade limitada com outros grupos de ativos.

([51]) Nem sempre é viável exprimir todos os riscos de mercado possíveis no âmbito de um único parâmetro, especialmente para os investimentos privados cujo beta só pode ser estimado a partir de um grupo de ativos com comparabilidade limitada.

(89) Além disso, a Bélgica analisa diferentes prémios normalmente exigidos pelos investidores para investir na prática em projetos de investimento a longo prazo comparáveis além da estimativa do CMPC calculada através da aplicação da abordagem CAPM. A Bélgica apresenta uma justificação possível para a necessidade de ter em conta este prémio além da estimativa do CMPC em relação ao risco de retenção do capital para projetos de investimento a longo prazo que não podem ser diversificados e não são recompensados ao abrigo do CAPM ([52]). Além disso, outro argumento apresentado para justificar a necessidade de ter em conta um prémio prende-se com a escassez de capital para atingir os objetivos da política energética na Europa, uma vez que existe uma concorrência substancial pelos investimentos entre os projetos disponíveis, o que aumenta a taxa de rendibilidade necessária para atrair capital. A Bélgica argumenta que é prática corrente das empresas de serviços públicos acrescentar um prémio entre 1,5 % e 4 % e apresenta alguns exemplos para o demonstrar ([53]). Por último, a Bélgica alega igualmente que outra justificação para ter em conta um prémio de financiamento além da estimativa do CMPC é o prémio de iliquidez ([54]), dada a natureza deste investimento, o que é apoiado tanto por estudos académicos (que apontam para um intervalo relevante de 0,7 % a 7,3 % ([55])) como por profissionais do setor ([56]). Estes prémios podem ser adicionados às estimativas do CMPC ou do CoE obtidas através da abordagem CAPM, tal como explicado nas secções anteriores, e justificam o argumento da Bélgica de que a TIR alvo é uma taxa de rendibilidade prudente, tendo em conta a exposição ao risco do projeto.

3.3.1.3.1.3. TIR esperada sujeita ao ARPM com base nas atuais expectativas de preços de mercado

(90) A Bélgica explica que a TIR alvo após o ARPM varia dinamicamente entre um intervalo de 6 % a 8 %. A Bélgica argumenta que, mesmo que a TIR alvo seja fixada em 7 % antes do ARPM, nas atuais circunstâncias do mercado (com preços de mercado previstos mais baixos do que à data do modelo financeiro de assinatura), pode esperar-se uma TIR inferior à estimada no momento da negociação do AR.

(91) Para o demonstrar, a Bélgica apresentou uma análise da evolução das expectativas do mercado durante o período de 2025-2035 desde a negociação do AR com base em várias fontes, bem como o impacto destas projeções revistas na TIR esperada do projeto OLP (através da aplicação do ARPM).

(92) A figura 1 mostra as curvas de preços iniciais no final de 2023 (ou seja, no momento da assinatura dos acordos). Nas várias projeções de preços, os preços de mercado começam — no cenário central, apresentado em linhas contínuas — a um valor de 120 EUR por MWh em 2025, diminuindo para um valor médio de 87 EUR por MWh no período até 2033.

([52]) De acordo com a Bélgica, a rendibilidade estimada da análise baseada no CAPM do conjunto de comparação em causa não recompensará os riscos pelos seguintes fatores: i) natureza privada do investimento na EC; ii) riscos específicos da produção nuclear; e iii) perfil de risco especificado pelo AR.

([53]) Ver, por exemplo, CEER, 2017, pp. 115-119: «Os prémios sobre o custo do capital para as redes elétricas variaram entre 0,6 % e 3,5 %, consoante a idade do investimento (ou seja, novo investimento) e a qualidade da oferta». Elia, «Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024-2034», p. 382: no estudo sobre adequação e flexibilidade para a Bélgica, o comportamento dos investidores foi modelizado com uma abordagem de aversão ao risco, adicionando ao CMPC um prémio mínimo de 3,0 % a 8,0 % para compensar riscos adicionais. Para os projetos nucleares em particular, a Oxera estimou um prémio adicional de 2,0 %-4,0 %, metade do qual poderia ser imputável ao custo dos capitais próprios de qualquer produtor «face aos mercados liberalizados da eletricidade» e a outra metade aos «riscos tecnológicos e de construção» (Oxera, 2005:4). A Engie exige uma TIR não alavancada média realizada de [0-5] % acima do seu CMPC. A Fortum exige um prémio de [0-5]-[0-5] %, consoante a tecnologia. O diferencial alvo da Iberdrola em relação ao CMPC é fixada em [0-5] %.

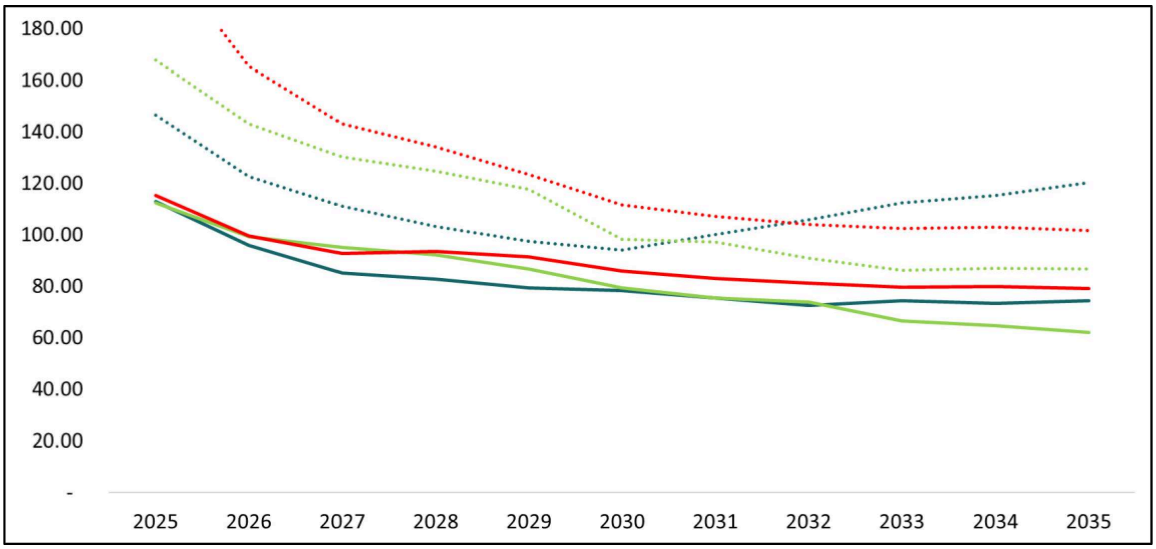
([54]) A negociabilidade ou liquidez de um ativo refere-se ao grau em que pode ser rapidamente convertido em numerário sem incorrer em grandes custos de transação ou concessões de preços. De acordo com a Bélgica, a iliquidez é importante para os investidores, uma vez que estes exigem rendibilidades mais elevadas de ativos menos líquidos do que de ativos mais líquidos semelhantes. Por outras palavras, são necessárias rendibilidades mais elevadas como compensação pelo custo de oportunidade do não investimento num ativo negociável e pela assunção do risco de perda no investimento ilíquido.

([55]) Os dados de estudos académicos mostram que os investidores exigem rendibilidades pelo nível de iliquidez de um investimento. O Estado belga forneceu extensas referências académicas sobre esta matéria, entre as quais Nair e Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio e Surata (2014), Ilmanen, Chandra e McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) Os reguladores belgas acrescentaram um prémio de iliquidez ao determinarem a rendibilidade dos ativos de gás regulados. Mais recentemente, devido à iliquidez e ao facto de o operador da instalação de GNL não estar cotado, a CREG aplicou um fator de 1,2 à taxa isenta de risco e ao prémio de risco para o período regulamentar de 2020-2023.

Figura 1

Curvas do preço de base iniciais no modelo financeiro de assinatura (EUR/MWh) (valores de 2022)



Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA», Compass Lexecon, 11 de dezembro de 2024.

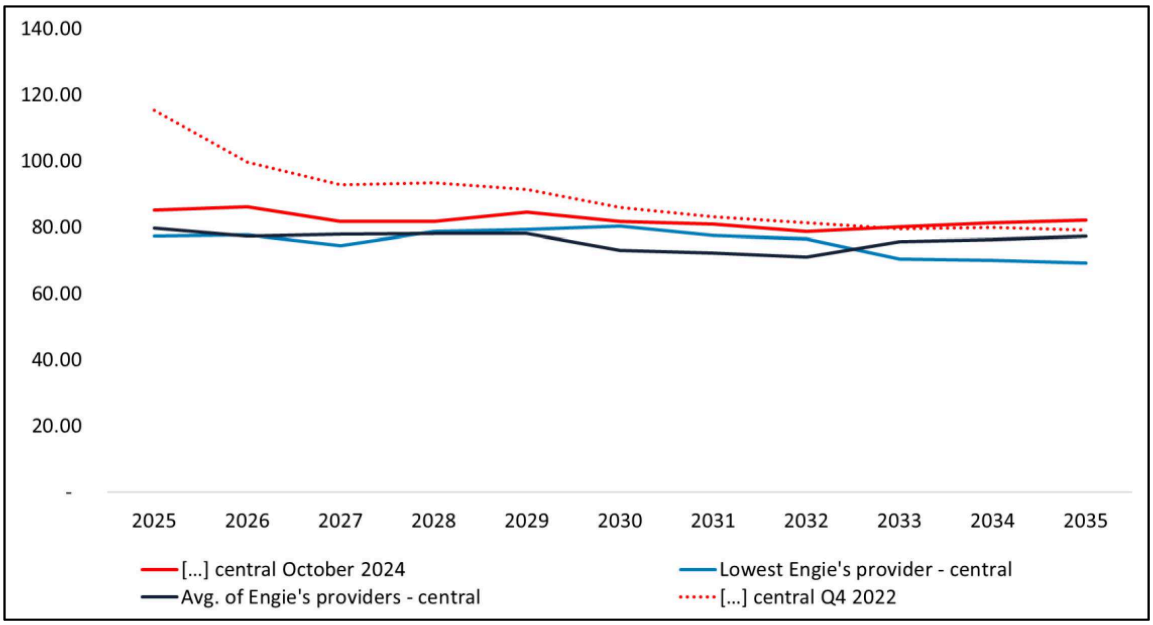
Nota: não é possível apresentar o nome de cada prestador de serviços por razões de confidencialidade. As linhas contínuas representam as projeções de preços de vários prestadores no cenário central e as linhas pontilhadas correspondem ao cenário otimista. A zona cinzenta [suprimida por razões de confidencialidade] representa o corredor de preços para os ARPM do preço de exercício, ou seja, o intervalo de preços de mercado dentro do qual o preço de exercício é ajustado, tal como inicialmente previsto no AR, sem ter em conta a atualização mencionada na secção 3.3.1.3.2. Acima (abaixo) deste intervalo, o preço de exercício é ajustado ao limite superior (inferior).

(93) A figura 2 mostra que as atuais projeções dos preços da energia no cenário central ([57]), apresentadas com linhas contínuas, diminuíram em comparação com as utilizadas à data do modelo financeiro de assinatura. […] A projeção de preços no cenário central no quarto trimestre de 2022, utilizada, nomeadamente, como curva de referência no modelo financeiro de assinatura, é apresentada, por exemplo, com uma linha pontilhada a vermelho neste gráfico. Embora, no final de 2022, os preços tenham sido projetados em 120 EUR por MWh para 2025, prevê-se atualmente que sejam de 85 EUR por MWh ou mesmo mais baixos em 2025. A evolução do mercado desde 2022 reduziu os preços grossistas da eletricidade projetados para a próxima década, nomeadamente devido à diminuição das projeções dos preços das matérias-primas (gás e CO_2), entre outros desenvolvimentos. A figura 2 mostra igualmente que as atuais projeções do cenário central preveem preços relativamente estáveis entre 2025 e 2035, variando entre 69 EUR por MWh e 86 EUR por MWh.

([57]) Do terceiro ou do quarto trimestres de 2022, consoante o prestador.

Figura 2

Curvas do preço de base atualizadas no outono de 2024 (EUR/MWh) (valores de 2022)



Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA», Compass Lexecon, 11 de dezembro de 2024.

Nota: as linhas contínuas representam as projeções de preços no cenário central no outono de 2024. A título de comparação, a linha pontilhada corresponde à projeção de preços de […] no quarto trimestre de 2022, utilizada no modelo financeiro de assinatura. A zona cinzenta [suprimida por razões de confidencialidade] representa o corredor de preços para os ARPM do preço de exercício, ou seja, o intervalo de preços de mercado dentro do qual o preço de exercício é ajustado, tal como inicialmente previsto no acordo de remuneração, sem ter em conta a atualização mencionada na secção 3.3.1.3.2. Acima (abaixo) deste intervalo, o preço de exercício é ajustado ao limite superior (inferior).

(94) A Bélgica conclui, com base nos valores acima referidos, que as expectativas de preços de mercado diminuíram.

(95) A Bélgica alega que a zona cinzenta apresentada nas figuras acima representa o corredor de preços (tal como inicialmente previsto no AR) para os ARPM da TIR alvo, ou seja, o intervalo de preços de mercado dentro do qual a TIR alvo é ajustada ([58]). As expectativas mais baixas para os preços de mercado sugerem assim uma descida da TIR esperada sujeita ao ARPM. De acordo com os parâmetros do ARPM inicialmente previstos no acordo, a TIR esperada do projeto OLP seria de 6,7 % no terceiro trimestre de 2024 (se todos os pressupostos do modelo financeiro de assinatura forem satisfeitos). Com os parâmetros do ARPM atualizados (ver secção 3.3.1.3.2), que tornam as receitas e a TIR da BE-NUC mais sensíveis às condições dos preços de mercado, a TIR esperada seria reduzida para 6,5 % (se todos os pressupostos do modelo financeiro de assinatura forem satisfeitos) tendo em conta as mesmas projeções de preços (ver quadro 9).

([58]) Os preços fora do corredor implicam o mesmo ajustamento que o limite exterior mais próximo do corredor. Este ajustamento está em consonância com uma TIR alvo, sendo o limite superior do corredor fixado em 8 % e o limite inferior em 6 %.

Quadro 9

TIR esperada (com ARPM original e atualizado) em relação à TIR alvo (terceiro trimestre de 2024)

TIR alvo antes do ARPM	Perspetivas	Preço médio de mercado (EUR/MWh) (valores de 2022)	Preço de exercício preliminar (EUR/MWh) (valores de 2022)	TIR esperada com os parâmetros do ARPM originais (±30 %)	TIR esperada com os parâmetros do ARPM atualizados (±20 %)
7 %	Média dos prestadores; cenário central; Terceiro trimestre de 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

Fonte: «Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA», Compass Lexecon, 11 de dezembro de 2024.

3.3.1.3.2. Contrato bilateral para diferenciais («CD»)

(96) O CD aplicar-se-á entre o Estado belga e a BE-NUC, bem como entre o Estado belga e a Luminus, o outro coproprietário dos dois reatores nucleares. Isto significa que um preço indicativo predefinido («preço de exercício»), que será indexado ao longo do período do AR, será garantido pelo Estado belga para a produção agregada de eletricidade medida pelas unidades OLP. Se o preço de referência do mercado («PMR») for superior ao preço de exercício, a diferença positiva multiplicada pela produção efetiva medida será paga pela BE-NUC e pela Luminus ao Estado belga. Se o PMR for inferior, a diferença negativa multiplicada pela produção efetiva medida será paga pelo Estado belga à BE-NUC e à Luminus. Os pagamentos de diferenciais devem ser realizados na primeira data de fornecimento de energia (data em que a unidade OLP em causa injeta eletricidade na rede de alta tensão pela primeira vez após a data de paragem legal inicial), proporcionalmente à quota da BE-NUC e da Luminus na energia produzida pelas unidades OLP.

(97) Os principais parâmetros do CD são os seguintes:

a) O PMR, referente ao preço à vista do mercado para o dia seguinte («MDS») na zona de ofertas belga;

b) O preço de exercício, definido pela BE-NUC com base num modelo financeiro a aprovar pela contraparte no AR para refletir os custos reais de funcionamento, de capital e de financiamento da BE-NUC relativos ao prolongamento da OLP a partir de 21 de julho de 2022 (estimado, portanto, como o custo nivelado da eletricidade, «LCOE»). O preço de exercício será inicialmente dimensionado para atingir uma taxa interna de rendibilidade («TIR») alvo média de 7 % (nominal e após impostos) (ver secção 3.3.1.3.1).

(98) Segundo a Bélgica, com base numa análise independente efetuada pela Compass Lexecon ([59]), a escolha inicial do MDS para o PMR no CD é adequada no contexto do projeto OLP, em especial no período dos trabalhos OLP (a fase de reinício até 31 de dezembro de 2028). Além disso, a Bélgica alega que a flexibilidade incorporada no AR abre a porta a opções alternativas de PMR durante a vigência do contrato, em função da evolução do contexto e das necessidades do mercado belga, mantendo simultaneamente o equilíbrio entre risco e retorno da conceção inicial do CD. A Bélgica justifica ainda a utilização do MDS com base nos seguintes elementos:

a) O MDS é uma referência adequada na Bélgica, uma vez que é transparente e robusta e que o MDS é relativamente líquido em comparação com outros mercados na Bélgica. A Bélgica observa ainda que o MDS não confere qualquer poder discricionário na escolha dos compradores, uma vez que o volume é oferecido num leilão anónimo. Além disso, o leilão do MDS concentra a oferta e a procura durante um período que maximiza a profundidade do mercado.

([59]) Compass Lexecon, nota de 28 de maio de 2024, *Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice*.

b) O PMR escolhido em combinação com alguns mecanismos específicos do CD, como o ARPM e os incentivos à modulação, preserva os incentivos à operação e participação eficazes no mercado da eletricidade, ao promover, na medida do possível, a produção em alturas de preços de mercado elevados e a modulação em períodos de preços baixos.

c) A escolha inicial do MDS para o PMR, juntamente com os acordos de comercialização previstos na ELD (ver secção 3.3.1.5), permite uma gestão adequada do risco de mercado para a BE-NUC, uma vez que é granular e permite a correspondência entre o PMR e os preços efetivos do MDS. A este respeito, o preço do MDS é particularmente adequado enquanto PMR no período inicial dos trabalhos OLP, nomeadamente em comparação com os produtos a longo prazo. Segundo a Bélgica, a venda no MDS reduz o risco de mercado da BE-NUC em comparação com a utilização de futuros, uma vez que permite uma melhor correspondência com o padrão de disponibilidade específico durante o período inicial dos trabalhos OLP. A utilização de futuros poderia induzir riscos de mercado adicionais para a BE-NUC devido ao risco mais elevado de interrupções não planeadas no período inicial dos trabalhos OLP (ou seja, se a eletricidade vendida antecipadamente não puder ser fornecida e tiver de ser recomprada, possivelmente a um preço de mercado mais elevado, por exemplo, no MDS).

(99) O Serviço Público Federal («SPF») Economia encomendou um estudo sobre a estratégia de gestão do risco de mercado da BE-WATT (a contraparte no CD). O estudo em curso visa a adoção de medidas preparatórias na operacionalização da BE-WATT, especificamente no que diz respeito à tarefa desta entidade em matéria de gestão de riscos. Em particular:

a) O estudo identificará e analisará os principais riscos de mercado enfrentados pela BE-WATT no contexto dos seus próximos CD relativos à energia nuclear e à energia eólica marítima, centrando-se nos riscos de volume e de preços.

b) O estudo identificará e analisará uma série de potenciais estratégias de gestão de riscos para a BE-WATT (carteira de instrumentos/produtos de cobertura, quota, duração, calendário de cobertura, opções de conceção), nomeadamente tendo em conta i) o seu potencial papel na gestão dos riscos de mercado resultantes da posição aberta da BE-WATT devido aos CD, e ii) o seu potencial contributo para a liquidez do mercado e o desenvolvimento do mercado. O estudo considera principalmente dois tipos de produtos de cobertura: i) CAE e ii) contratos a prazo, estes últimos principalmente sob a forma de instrumentos normalizados negociados em plataformas organizadas geralmente denominados «futuros». Em ambos os casos, são considerados os contratos financeiros.

c) As estratégias de cobertura baseadas em contratos de futuros contribuirão para a liquidez do mercado a prazo belga numa série de prazos de vencimento dos contratos (semanas, meses, anos), tendo em conta os volumes significativos em causa (vários GW de capacidade nuclear e eólica marítima ao abrigo de CD). O impacto exato na liquidez do mercado a prazo dependerá do volume de contratos vendido pela BE-WATT para os vários prazos de vencimento.

(100) A escolha inicial do PMR pode ser revista pelo Governo belga, enquanto contraparte no AR, até três vezes ao longo da duração do contrato, sob reserva do acordo da BE-NUC e da Luminus, a partir do final do período inicial dos trabalhos OLP, por exemplo, em função da evolução do contexto e das necessidades do mercado belga, mantendo simultaneamente o equilíbrio entre risco e retorno da conceção inicial do CD.

(101) O preço de exercício será indexado anualmente por referência a um cálculo de indexação ponderada e pode ser revisto em momentos específicos:

a) «Preço de exercício preliminar»: no cenário de base, a Bélgica pressupõe que os custos de modernização das unidades OLP ascendem a cerca de [2-2,5] mil milhões de EUR, o que, juntamente com outros custos relacionados com o projeto OLP (por exemplo, custos de E&M durante o período da OLP), resulta num preço de exercício preliminar de [80-90] EUR por MWh.

b) «Preço de exercício inicial»: o valor real do preço de exercício será fixado pela BE-NUC com base num modelo financeiro aprovado pela contraparte no AR no decurso de 2025, antes da data de reinício da OLP, com base no custo do prolongamento da operação ao abrigo dos requisitos de segurança nuclear (sendo o âmbito destes últimos definido pela agência belga de segurança nuclear), bem como com base em custos não relacionados com a segurança, estimados com base em orçamentos apresentados pelos contratantes ou avaliados pelas equipas técnicas do operador nuclear.

c) «Preço de exercício revisto»: o preço de exercício inicial será recalculado o mais rapidamente possível após 31 de dezembro de 2028 («data de acerto»), a fim de refletir o calendário efetivo para o reinício, as interrupções da OLP, os custos operacionais, de capital e de financiamento até essa data (com base nas faturas efetivas) e as projeções revistas desses custos para o resto do período de prorrogação de 10 anos), através de um acordo escrito entre a BE-NUC e a contraparte no AR.

d) «Eventos de reabertura»: após a data de acerto, o preço de exercício será, em princípio, fixo e não será recalculado, exceto no caso de eventos elegíveis específicos, os eventos de reabertura.

(102) O preço de exercício será calculado com base nas informações do modelo financeiro pormenorizado que será elaborado e atualizado pela BE-NUC, dentro dos parâmetros notificados pela Bélgica. O modelo financeiro (e eventuais atualizações do mesmo) está sujeito à aprovação da contraparte no AR. Se essa aprovação for recusada, a BE-NUC e a contraparte no AR podem remeter a determinação do problema desse modelo financeiro para um perito independente, em conformidade com um procedimento específico de determinação especializada.

(103) A Bélgica alega que o CD reduz a exposição da BE-NUC ao risco de mercado e às variações dos preços de mercado.

a) Os pagamentos efetuados pela contraparte no AR à BE-NUC são efetuados quando o PMR é inferior ao preço de exercício, e a BE-NUC será responsável pelos pagamentos à contraparte no AR quando o PMR for superior ao preço de exercício.

b) O modelo do AR prevê uma taxa de rendibilidade alvo razoável para o projeto OLP: o preço de exercício é dimensionado para alcançar uma TIR alvo no intervalo de 6 %-8 %, o que está em consonância com os valores de referência do setor (ver quadro 3), bem como com as estimativas do CMPC (ver quadro 6) e do CoE (ver quadro 7) do projeto OLP.

(104) A Bélgica alega que, embora o CD reduza a exposição da BE-NUC ao risco de mercado e às variações dos preços de mercado, inclui mecanismos de partilha de riscos que devem assegurar que a BE-NUC continua exposta a alguns riscos e incentivos de mercado. Em especial, o AR inclui um mecanismo de partilha de perdas/ganhos (ARPM) quando os preços de mercado se revelarem inferiores ou superiores ao preço de exercício.

a) Quando o PMR se situa entre o preço de exercício e um limite mínimo definido, a rendibilidade alvo (sob a forma de um preço de exercício mais baixo) diminui de 7 % para uma TIR mínima de 6 %.

b) Quando o PMR se situa entre o preço de exercício e um limite máximo definido, a rendibilidade alvo (sob a forma de um preço de exercício mais elevado) aumenta para uma TIR máxima de 8 %.

(105) O objetivo do ARPM é incentivar a BE-NUC a otimizar a sua estrutura de custos antes de fixar e rever o preço de exercício (2025/2029), maximizar a produção dos reatores quando se esperam preços elevados e o sistema elétrico se aproxima da escassez e atenuar os lucros excecionais.

(106) O ARPM é derivado e calculado do seguinte modo:

a) Em primeiro lugar, o preço de exercício é calculado com uma taxa de rendibilidade interna (TIR) nominal e após impostos de 7 %, um preço de exercício hipotético mais baixo com uma TIR alvo de 6 % (limiar inferior) e um preço de exercício hipotético superior com uma TIR alvo de 8 % (limiar superior).

b) Em seguida, o intervalo entre o preço de exercício e o limiar superior (ou inferior, respetivamente) é dividido em 20 valores positivos (ou negativos, respetivamente) («valores ARPM»). Estes valores são utilizados para ajustar o preço de exercício para a liquidação do pagamento do diferencial ao abrigo do CD.

c) O ajustamento do preço de exercício depende do rácio entre o PMR e o preço de exercício (o rácio do PMR):

— se o rácio for igual ou superior a 1,20, o preço de exercício do ARPM é aumentado para o limiar superior, adicionando ao preço de exercício os 20 valores positivos do ARPM;

— se o rácio for igual ou inferior a 0,80, é reduzido para o limiar mais baixo;

— entre estes limiares, o preço de exercício sujeito ao ARPM é ajustado dentro do intervalo calculado. Por exemplo, um rácio de 1,19 conduz a um ajustamento em alta de 19 valores ARPM, enquanto um rácio de 1,10 conduz a um ajustamento de 10 valores ARPM.

d) Consequentemente, quando o PMR é superior ao preço de exercício, o preço de exercício sujeito ao ARPM conduz a uma TIR do projeto mais elevada, até 8 %, tendo em conta os mesmos pressupostos do cenário de base.

e) Em alternativa, quando o PMR é inferior ao preço de exercício, o preço de exercício sujeito ao ARPM conduz a uma TIR do projeto inferior, até 6 %.

(107) Na conceção inicial do ARPM (o «ARPM inicial»), o intervalo entre o preço de exercício e o limiar superior (ou inferior, respetivamente) foi dividido em 30 «valores ARPM» positivos (ou negativos, respetivamente). Em comparação com o «ARPM inicial», o «ARPM atualizado» é desencadeado mais rapidamente, ou seja, o mecanismo de partilha de perdas/ganhos corresponde a um corredor de preços de mercado de intervalos de ±20 % em vez de ±30 %.

(108) Consequentemente, a Bélgica alega que o ARPM (atualizado) proporciona à BE-NUC incentivos (mais) fortes para:

a) Otimizar a sua estrutura de custos antes de fixar e rever o preço de exercício. A revisão do preço de exercício terá lugar, respetivamente, antes da data de reinício da OLP (2025) e após a data de acerto (2028). A Bélgica alega que um custo mais baixo conduz a um preço de exercício menor e a uma maior probabilidade de o preço de mercado ser mais elevado do que o preço de exercício, o que proporcionará uma TIR mais elevada (e reduzirá o montante potencialmente pago pelo Estado belga a título dos pagamentos dos diferenciais).

b) Programar a manutenção durante os períodos de preços esperados mais baixos.

c) Atenuar os potenciais lucros excecionais. Tal como explicado pela Bélgica, o ARPM é fixado dentro de um intervalo predeterminado (rácio do PMR entre 0,80 e 1,20). Qualquer PMR fora deste intervalo não conduz a um ajustamento do preço de exercício e, por conseguinte, passa a ser parte integrante do pagamento do diferencial. Assim, não é possível obter lucros excecionais a partir de preços de mercado elevados.

(109) Além disso, a Bélgica alega que, na conceção alterada do CD, o poder de decisão sobre o momento em que deve ser tomada uma decisão de modulação económica é transferida para o parceiro do AGSE (ver secção 3.3.1.5). A remuneração do AGSE não será apenas fixa como inicialmente previsto, mas incluirá, para além da parte fixa, uma componente variável, pelo que serão concedidos incentivos para utilizar da melhor forma a reserva limitada de modulações de 30 por ciclo de combustível (ver considerando 13). Em comparação com a conceção inicial do CD, através da qual as decisões de modulação eram tomadas com base no limiar de modulação fixo, a conceção alterada do CD deixa de depender de um limiar de modulação fixo, incentivando antes a execução das modulações nos momentos em que são mais rentáveis (ou seja, quando se prevê que os preços sejam acentuadamente negativos durante um período de tempo suficientemente longo). A remuneração do AGSE é descrita em pormenor na secção 3.3.1.5.2.

(110) Por último, a Bélgica alega que, pelas razões indicadas no considerando 80 da decisão de início do procedimento, o CD é um instrumento adequado e proporcionado para fazer face às deficiências do mercado identificadas e aos riscos nucleares específicos, alcançando os objetivos da medida e preservando, simultaneamente, sinais de mercado eficientes. A Bélgica esclarece que quaisquer receitas do CD reverterão para o orçamento geral do Estado, mas serão sujeitas a uma contabilidade separada. Serão utilizadas principalmente para financiar os pagamentos da contraparte no AR ao abrigo do CD. Se as receitas do CD excederem os montantes necessários para financiar os custos do CD, poderão ser utilizadas para financiar os custos de outro CD. A Bélgica compromete-se a assegurar que quaisquer receitas remanescentes do CD sejam utilizadas para efeitos de distribuição às empresas. A Bélgica compromete-se ainda a informar a Comissão caso as receitas do CD sejam distribuídas às empresas e, se necessário, a notificar essa medida. A Bélgica confirma igualmente que incluiu cláusulas de penalização em caso de rescisão unilateral antecipada e indevida do CD.

3.3.1.3.3. MOCP e MFM

(111) Se as receitas da BE-NUC não forem suficientes para cobrir os custos a pagar em qualquer mês ao abrigo do acordo E&M, bem como quaisquer outras CAPEX de funcionamento, combustível e manutenção necessárias para o funcionamento das unidades OLP, a contraparte no AR tem de efetuar um pagamento compensatório à BE-NUC, a fim de assegurar um fluxo de caixa suficiente para cobrir esses custos e garantir, dessa forma, a viabilidade económica a longo prazo da EC ([60]).

([60]) A BE-NUC deve, a este respeito, apresentar um relatório anual de conciliação. Se o montante indicado no referido relatório for inferior aos montantes agregados mínimos dos custos de funcionamento, a contraparte no AR pagará à BE-NUC um montante igual ao valor absoluto do défice relevante. Será efetuado um pagamento equivalente à Luminus.

(112) O MOCP é composto por duas componentes: OPEX mínimas: i) um pagamento por défice de receitas para assegurar fluxos de caixa suficientes para cobrir os custos necessários para o funcionamento das unidades OLP e salvaguardar a viabilidade económica a longo prazo da JV e (ii) uma proteção de 50 % dos custos do capital investido em relação aos custos de capital amortizados do prolongamento da OLP (de três em três anos).

(113) A Bélgica alega que qualquer acontecimento que reduza a disponibilidade das unidades OLP durante um período significativo ao longo do ano e/ou interrupções repetidas ao longo de vários anos pode resultar em perdas significativas para a BE-NUC.

(114) A Bélgica solicitou à Electrabel que avaliasse o risco de grandes acontecimentos inesperados ao longo da vida útil das unidades OLP com base em dados históricos. A Electrabel alega que existe uma elevada probabilidade de um evento imprevisto significativo ([61]) para o período de 10 anos do prolongamento da vida útil das unidades OLP. Para o demonstrar, a Electrabel identificou casos históricos de indisponibilidade para cada um dos sete reatores nucleares durante o período de 11 anos entre 2012 e 2022 (ver quadro 10). A Electrabel alega que esta abordagem histórica fornece informações úteis pelas seguintes razões:

a) Não existe uma definição/metodologia unificada para estimar ou calcular a probabilidade de eventos de indisponibilidade imprevistos, nem para estimar a duração do período de indisponibilidade associado a esses eventos;

b) Só estão disponíveis dados homogéneos para o período de 2012-2022; no entanto, o parque nuclear belga sempre enfrentou eventos/períodos de indisponibilidade significativos desde o início das operações;

c) A legislação belga estabelece que deve ser efetuada uma avaliação da segurança de 10 em 10 anos a contar da data em que a central nuclear recebe autorização para funcionar em pleno. Esta avaliação é conhecida como «avaliação periódica de segurança» («APS») ou «avaliação decenal» ([62]). As APS mais recentes do Tihange 3 e do Doel 4 foram realizadas em 2015, durante o período considerado (2012-2022) para a análise de risco. Uma vez que o período de 11 anos de 2012-2022, durante o qual foi efetuada uma APS para cada reator, corresponde mais ou menos à duração do prolongamento da vida útil das unidades OLP, este período é considerado adequado como ponto de comparação.

Quadro 10

Eventos de indisponibilidade inesperados nas sete unidades nucleares belgas (2012-2022)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[10-15] %	[0-5] %	[60-70] %	[0-5] %	[5-10] %	[0-5] %	[0-5] %
D2	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[10-15] %	[0-5] %	[0-5] %
D3	[40-50] %	[40-50] %	[60-70] %	[90-100] %	[0-5] %	[10-20] %	[50-60] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
D4	[0-5] %	[5-10] %	[30-40] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[30-40] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %
T1	[10-20] %	[0-5] %	[0-5] %	[5-10] %	[40-50] %	[50-60] %	[0-5] %	[0-5] %	[40-50] %	[0-5] %	[30-40] %
T2	[20-30] %	[40-50] %	[60-70] %	[90-100] %	[0-5] %	[5-10] %	[10-20] %	[60-70] %	[0-5] %	[10-20] %	[0-5] %
T3	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[60-70] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %	[0-5] %

Fonte: «SA.106107 — Technical meeting with the European Commission — Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP», 8 de outubro de 2024.

([61]) Entende-se por «evento de indisponibilidade imprevisto significativo» qualquer evento imprevisto que resulte numa indisponibilidade da instalação superior a 30 % por ano, equivalente a 3,6 meses.

([62]) No sítio Web da FANC/AFCN estão disponíveis informações pormenorizadas sobre a avaliação periódica de segurança exaustiva que é realizada a cada 10 anos: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Os dados apresentados no quadro 10 mostram que houve eventos de indisponibilidade imprevistos significativos fora do controlo do operador nuclear nas sete unidades nucleares durante o período de 2012-2022, que resultaram numa indisponibilidade média de 59 % por unidade (para além das interrupções planeadas), o que corresponde a uma indisponibilidade média de sete meses por evento. No conjunto das sete unidades nucleares belgas, registaram-se 11 eventos de indisponibilidade imprevistos significativos durante o período de 2012-2022. As razões para eventos de indisponibilidade imprevistos incluíram flocos de hidrogénio no recipiente sob pressão do reator, degradação do betão (exigindo reparações importantes), falhas do equipamento, fugas e sabotagem. Por conseguinte, a Bélgica alega que houve uma média de cerca de 1,6 (11/7) eventos de indisponibilidade imprevistos significativos por cada reator e por década.

(116) A Bélgica alega que, quando existem várias unidades nucleares (ou um parque nuclear) em funcionamento, a perda de receitas durante um período de falha de uma ou mais unidades pode ser parcialmente compensada pelas receitas geradas pelas outras unidades. No entanto, no caso do projeto OLP, prevê-se que estes riscos sistémicos (de eventos de indisponibilidade que afetam a maioria das unidades ao mesmo tempo) se intensifiquem à medida que o parque nuclear da Bélgica diminui a partir de 2025 e se torna menos diversificada, tanto mais que as duas unidades OLP se baseiam na mesma tecnologia. Por conseguinte, não se considera improvável um evento importante que afete ambas as unidades OLP durante uma parte substancial do ano.

(117) A probabilidade de 59 % de indisponibilidade da unidade, equivalente a cerca de sete meses, corresponde à duração média de um evento de indisponibilidade imprevisto significativo. A Electrabel considera que esta duração é uma estimativa realista baseada na sua própria experiência com o funcionamento das unidades OLP na Bélgica, uma vez que eventos significativos exigem obras de engenharia importantes, a aquisição de peças sobresselentes, uma análise de impacto sobre a segurança e discussões alargadas com a autoridade responsável pela segurança nuclear antes de os reatores nucleares poderem ser reiniciados.

(118) A Bélgica explica ainda que as APS regulares, baseadas na Orientação SSG-25 da AIEA ([63]), que têm sido realizadas a cada 10 anos desde o início do funcionamento, resultaram em melhorias significativas da conceção e investimentos para fazer face ao envelhecimento e à obsolescência das unidades nucleares e ajudar a manter a sua segurança e fiabilidade. No entanto, apesar destas avaliações periódicas, o operador nuclear não pode excluir a possibilidade de ocorrerem novos problemas que desencadeiem períodos de indisponibilidade significativos para as unidades nucleares.

(119) A fim de estimar o impacto na BE-NUC da ocorrência de um evento de indisponibilidade imprevisto significativo durante o período de prolongamento da vida útil das unidades OLP, e o efeito do MOCP, a Bélgica considerou cenários plausíveis de eventos de indisponibilidade importantes (ver quadro 11) com base nos dados do quadro 10. Tal como noutras avaliações, para os cálculos ilustrativos, a Bélgica baseou-se no modelo financeiro de assinatura de 13 de dezembro de 2023.

a) O cenário 1 pressupõe a indisponibilidade média de 59 %, para além das interrupções programadas, no Doel 4 e no Tihange 3, separadamente, em anos diferentes (2030 e 2033). Nesse cenário, o MOCP não seria desencadeado. O projeto OLP continuaria a gerar um excedente de receitas anual (em relação aos custos) de [0-200] milhões de EUR para o Doel 4 e de [0-200] milhões de EUR para o Tihange 3, mas a TIR do projeto não excederia [0-5] %.

b) O cenário 2 refere-se a uma situação em que ambas as unidades OLP estão simultaneamente indisponíveis para um ano inteiro durante o período de 2029-2035 (ou seja, produção completa após os trabalhos OLP). Neste caso, o MOCP é desencadeado e resultaria em pagamentos à BE-NUC de [700-1 000] milhões de EUR a [1 000-1 300] milhões de EUR por ano, dependendo do ano de indisponibilidade. A Bélgica apresentou dois exemplos concretos (cenário mais ou menos negativo) para simular o impacto no projeto OLP:

— Em 2029 (cenário mais negativo), o projeto OLP geraria um valor atual líquido («VAL») negativo de [0-200] milhões de EUR, resultando numa TIR de [0-5] %.

— Em 2034 (cenário menos negativo), o impacto de um evento de indisponibilidade imprevisto significativo nos acionistas da JV e na BE-NUC seria relativamente menor, uma vez que o projeto OLP atingiu o final do período de 10 anos. O projeto OLP geraria um VAL negativo de [0-200] milhões de EUR, resultando numa TIR de [5-10] %.

([63]) Normas de Segurança da AIEA, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants*, STI/PUB/1588.

c) O cenário 3 refere-se a uma situação em que ambas as unidades OLP estão simultaneamente indisponíveis para todo o ano durante a fase de reinício, que é o período de 2026-2028, caracterizado por uma produção limitada durante os trabalhos OLP. Neste período, prevê-se que as unidades OLP funcionem a menos de 50 % da sua capacidade e é mais provável (do que durante a fase de exploração) que qualquer outra indisponibilidade imprevista torne as unidades OLP indisponíveis para todo o ano, sendo quaisquer perdas cobertas em primeiro lugar pelo empréstimo SDC. Neste caso, o MOCP é desencadeado, mas nem a BE-NUC nem a Luminus deverão gerar lucros durante a fase de reinício; eventuais acontecimentos imprevistos não teriam qualquer impacto adicional sobre a sua rendibilidade.

Quadro 11

Impacto ilustrativo de três cenários plausíveis de eventos de indisponibilidade imprevistos significativos na BE-NUC e na contraparte no AR com base no modelo financeiro de assinatura

	Impacto na BE-NUC		Impacto no pagamento do MOCP pela contraparte no RA
	Desempenho da OLP	TIR	
Cenário 1 Indisponibilidade de 59 % para T3 em 2030 e D4 em 2033	2030: Excedente de receitas em relação aos custos de [0-200] milhões de EUR 2033: Excedente de receitas em relação aos custos de [0-200] milhões de EUR (VAL de menos [100-300] milhões de EUR)	[0-5] %	Não desencadeado
Cenário 2 Contágio que afeta ambas as unidades simultaneamente durante um ano inteiro na fase de exploração	**2029**		
	Sem receitas de mercado em 2029 (VAL de menos [0-200] milhões de EUR)	[0-5] %	Desencadeado: [700-1 000] milhões de EUR Sem o MOCP: falência da BE-NUC
	2034		
	Sem receitas de mercado em 2034 (VAL de menos [0-200] milhões de EUR)	[5-10] %	Desencadeado: [1 000-1 300] milhões de EUR Sem o MOCP: falência da BE-NUC
Cenário 3 Contágio que afeta ambas as unidades simultaneamente durante um ano inteiro (2028) no período de arranque	Receitas de mercado em 2028 (VAL de 0 milhões de EUR)	[5-10] %	Desencadeado: [600-800] milhões de EUR Sem o MOCP: falência da BE-NUC

Fonte: «SA.106107 — Technical meeting with the European Commission — Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP», 8 de outubro de 2024; «SA.106107 — Belgium's Response to RFI of 1 October 2024», 1 de novembro de 2024 (versão atualizada).

(120) De acordo com a Bélgica, a análise acima mostra que o MOCP se destina a cobrir os efeitos de potenciais acontecimentos importantes que ameacem a viabilidade económica da JV e imputa a esta última muitos riscos de indisponibilidade: no cenário 1, o MOCP não é desencadeado se ocorrer um evento importante de médio impacto e não garante os rendimentos dos acionistas, que continuam a suportar o risco de não recuperação dos seus investimentos.

(121) O MOCP pode, em alguns cenários, conduzir a um custo relativamente significativo para o Estado belga, uma vez que será desencadeado para fazer face aos eventos de indisponibilidade de elevado impacto, tal como acima ilustrado. A fim de dar resposta a esta preocupação, a Bélgica introduziu um limite máximo para os pagamentos MOCP. Por conseguinte, a contraparte no AR (Estado belga) exercerá o seu direito de rescisão ao abrigo do AR ([64]) caso o MOCP atinja um montante pago de 2 mil milhões de EUR («fator de desencadeamento do MOCP»), desde que tal se afigure adequado tendo em conta, nomeadamente:

— as causas do fator de desencadeamento do MOCP,

— o seu potencial impacto a curto e a longo prazo,

— as perspetivas aplicáveis em relação aos pagamentos MOCP de acordo com o AR (na ausência de rescisão),

— o montante (previsto) dos pagamentos por rescisão devidos, e

— as implicações para a segurança do aprovisionamento.

(122) A Bélgica alega que existem circunstâncias em que uma rescisão não seria adequada:

— quando, dependendo do direito de rescisão que será aplicável, o pagamento correspondente (se for caso disso) é superior aos futuros pagamentos MOCP esperados,

— quando os encargos e os custos, nomeadamente para o Estado belga, da capacidade de substituição são superiores aos pagamentos MOCP previstos, e

— quando não está disponível capacidade de substituição.

(123) Caso a contraparte no AR decida não exercer o(s) seu(s) direito(s) de rescisão, a Bélgica apresentará a respetiva fundamentação à Comissão para efeitos de avaliação.

(124) O montante do fator de desencadeamento do MOCP corresponde ao limite superior dos pagamentos MOCP num cenário em que ambas as unidades OLP estão simultaneamente indisponíveis durante dois anos consecutivos. Os pagamentos MOCP previstos por encerramentos de dois anos dependerão, de facto, do ano em que se realizam os referidos encerramentos. A Bélgica forneceu cálculos anuais para os pagamentos MOCP anuais e os totais ao longo de dois anos consecutivos (ver quadro 12) com base nas previsões preliminares do modelo financeiro de assinatura de 13 de dezembro de 2023.

Quadro 12

Simulação de pagamentos MOCP

Período de 100 % de indisponibilidade	Custo MOCP no ano 1 (milhões de EUR)	Custo MOCP no ano 2 (milhões de EUR)	Custo total MOCP (milhões de EUR)
2026-2027	[600-800]	[600-800]	[1 100-1 300]
2027-2028	[600-800]	[600-800]	[1 200-1 400]
2028-2029	[600-800]	[800-1 000]	[1 400-1 600]
2029-2030	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 600-1 800]
2030-2031	[800-1 000]	[1 000-1 100]	[1 800-2 000]
2031-2032	[900-1 100]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2032-2033	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2033-2034	[800-1 000]	[1 000-1 200]	[1 900-2 100]
2034-2035	[1 000-1 200]	[600-800]	[1 700-1 900]

Fonte: autoridades belgas.

([64]) A Bélgica apresentou pormenorizadamente os direitos de rescisão ao abrigo do AR e declarou que o AR também inclui, para além dos direitos de rescisão, um «Protocolo Único de Unidade OLP» que reflete de muitas formas o regime de direitos de rescisão, mas que se aplica apenas à retirada de uma única unidade OLP do âmbito de aplicação do AR antes da data de reinício da OLP.

(125) A fim de estimar o período de referência de dois anos utilizado para calcular o limite máximo proposto de 2 mil milhões de EUR para o MOCP, a Bélgica apresenta alguns exemplos de reatores nucleares que foram permanentemente encerrados por razões técnicas nos Estados Unidos (uma vez que tal nunca ocorreu na Europa até à data) ([65]). De acordo com a Bélgica, estes exemplos mostram que o período de referência de dois anos está em consonância com a realidade industrial, uma vez que um período de dois anos após a deteção de um problema que exija o encerramento de ambas as unidades OLP pode normalmente ser considerado um limite razoável para questionar a continuação das reparações ou considerar a paragem final.

(126) A fim de tornar o MOCP operacional, a BE-NUC contratará, junto dos seus acionistas ou de uma parte externa, um mecanismo de fundo de maneio (MFM), o mais tardar, na primeira data de reinício da OLP. O MFM serve para suprir a necessidade de fundo de maneio decorrente do funcionamento das unidades OLP. A BE-NUC será autorizada a retirar o MFM se a diferença entre as suas entradas de caixa e saídas de caixa for inferior às despesas operacionais estimadas do próximo período de despesas estabelecido no AR. O montante do MFM deve corresponder, pelo menos, à estimativa média agregada das despesas operacionais para um período de três meses. Com efeito, o MFM serve de ponte intra-anual para o MOCP anual, atuando como uma facilidade de crédito renovável que seria reembolsada anualmente, se fosse utilizada, pelo MOCP fornecido pela Bélgica.

(127) Ainda não são conhecidos os termos do MFM, que deve ser contratado em condições de mercado, o mais tardar, na primeira data de reinício da OLP. No entanto, a Bélgica esclareceu ainda que a taxa de juro do MFM será determinada utilizando a mesma metodologia acordada para os empréstimos de acionistas (ver considerando 63).

3.3.1.3.4. Empréstimos SDC

(128) Para além do MOCP, que proporciona estabilidade financeira ao longo de todo o período de 10 anos do prolongamento da vida útil, durante os primeiros três anos do projeto OLP (fase de reinício), o Governo belga concederá um empréstimo à BE-NUC e à Luminus em condições idênticas. Os empréstimos serão dimensionados em função da sua parte proporcional nas unidades OLP e, consequentemente, à respetiva quota nos custos de paragem e de funcionamento em 1 de julho de 2025. Tal como referido pela Bélgica, os empréstimos SDC são concedidos para garantir liquidez até 2028, uma vez que os custos de funcionamento não podem ser financiados através de fluxos de caixa devido aos trabalhos OLP.

(129) Os empréstimos SDC, que são concedidos a uma taxa de juro limitada e reembolsáveis de acordo com um calendário de reembolso especificado, são compostos por duas facilidades diferentes (ou seja, uma por unidade OLP), cada uma constituída por duas tranches:

a) Uma tranche relativa aos custos de paragem da unidade em causa incorridos pela BE-NUC e pela Luminus desde a data de paragem legal até à data de reinício da unidade em causa: esta tranche deve financiar e pagar os custos necessários para manter as unidades OLP até à data de reinício. Se os custos do período de paragem forem superiores ao previsto, a contraparte no AR deve assegurar que a tranche é redimensionada.

b) Uma tranche relacionada com a cobertura dos custos de funcionamento e uma parte das CAPEX incorridas relativamente à unidade em causa até à data de acerto de 31 de dezembro de 2028: esta tranche será utilizada para cobrir os défices de tesouraria operacional ocorridas antes de 31 de dezembro de 2028. No entanto, quaisquer outras perdas causadas por interrupções não programadas devem ser cobertas pelo MOCP.

(130) Os termos dos empréstimos SDC são apresentados no considerando 96 da decisão de início do procedimento e não foram alterados. Os empréstimos SDC são reembolsáveis com juros até 6 %, acompanhando *pari passu* os rendimentos dos acionistas. No que respeita à metodologia utilizada para determinar a taxa de juro, a Bélgica explica que esta foi o resultado de uma negociação entre as partes no AR e que a taxa máxima de 6 % corresponde ao limite inferior do intervalo da TIR alvo de 6 % a 8 % (tendo em conta o ARPM).

([65]) Por exemplo, Crystal River 3 foi definitivamente encerrada em 2013, ou seja, 3,5 anos após a deteção de um problema grave. Do mesmo modo, San Onofre 2 e 3 foram encerradas em 2013, ou seja, 1,5 anos após a deteção de um problema grave.

(131) Tal como referido no considerando 97 da decisão de início do procedimento, espera-se que sejam mobilizados empréstimos SDC num montante agregado de [500-700] milhões de EUR em […] prestações de […] a […], reembolsado em três prestações de […] a […], incluindo os juros capitalizados. Estes cálculos e montantes serão atualizados no modelo financeiro aprovado pela contraparte no AR no decurso de 2025, antes da data de reinício da OLP, com base no custo do prolongamento do funcionamento ao abrigo dos requisitos de segurança nuclear estabelecidos pela Agência de Segurança Nuclear belga, estimado com base em orçamentos apresentados pelos contratantes.

(132) A Bélgica alega que os empréstimos SDC não beneficiam desproporcionadamente os acionistas: os riscos de não realização dos rendimentos esperados são repartidos proporcionalmente pelos acionistas da JV e pela contraparte no AR, uma vez que, com lucros mais baixos, a TIR tanto do projeto OLP como dos empréstimos SDC diminuirá. Com efeito, os empréstimos SDC não serão reembolsados (de todo) se o projeto OLP não gerar lucros suficientes para pagar quaisquer retornos sobre o investimento dos acionistas ([66]). Por conseguinte, a Bélgica alega que os empréstimos SDC não acarretam riscos adicionais para o prestador do AR para além dos riscos do desempenho e da rentabilidade do projeto OLP, uma vez que o mecanismo não é utilizado para financiar as despesas de capital (apenas os custos de capital amortizados do prolongamento da OLP durante a fase de reinício).

3.3.1.4. Acordo de exploração e manutenção («E&M»)

(133) Nos termos do acordo E&M, a Electrabel deve prestar à BE-NUC:

a) «Serviços OLP»: a partir da data de encerramento da transação, os trabalhos e os serviços necessários para prolongar a vida operacional de cada unidade OLP por 10 anos; e

b) «Serviços E&M»: a partir do final da vida útil inicial legal de cada unidade OLP, os serviços de exploração e manutenção das unidades OLP, os sistemas comuns e os ativos comuns, na medida em que sejam utilizados em ligação com as unidades OLP (incluindo os serviços de tratamento de resíduos).

(134) Determinados serviços estão explicitamente excluídos do acordo E&M, incluindo serviços, trabalhos ou atividades relacionados com a desativação e desmantelamento das unidades OLP, que continuam a ser da responsabilidade da Electrabel (ver secção 3.3.2.4).

(135) Nos termos do artigo 12.1 do acordo E&M, sob reserva de certos ajustamentos e exceções, a BE-NUC pagará à Electrabel 89,807 % (refletindo o facto de a Luminus deter 10,193 % das unidades OLP) de todos os custos incorridos com a prestação dos serviços OLP e dos serviços E&M, acrescidos da margem relevante, a saber:

— [0-5] % para os custos de seguros e impostos,

— [0-5] % para os bens e serviços fornecidos pelos membros do grupo Engie, e

— [10-20] % para todos os outros custos.

(136) A Bélgica alega que os níveis das margens estão alinhados com os aplicados ao abrigo do acordo de parceria OLP com a Luminus (que, por sua vez, abrange uma vasta gama de serviços, incluindo, mas não exclusivamente, serviços E&M). O acordo inicial relativo a serviços semelhantes prestados a um terceiro, a Luminus, celebrado em 26 de junho de 2003 e reconfirmado em 13 de dezembro de 2023, constitui uma referência pertinente para apoiar a posição de que o acordo E&M reflete os custos de plena concorrência para as operações nucleares. Além disso, a Bélgica alega que os riscos financeiros suportados pela Electrabel são superiores aos do acordo de parceria com a Luminus, uma vez que, nos termos do acordo E&M, a margem da Electrabel será reduzida em caso de derrapagens (não justificáveis) de custos (ou seja, custos não incluídos no orçamento tal como proposto pela Electrabel e validado pelas partes) e em caso de indisponibilidade da fábrica para além de um determinado objetivo.

(137) Além disso, a Bélgica alega que o acordo E&M inclui determinados controlos de custos, incluindo os direitos da BE-NUC de auditar o cálculo dos honorários e da prestação dos serviços efetuado pela Electrabel e de solicitar uma análise de referência dos preços cobrados pela Electrabel pelos serviços técnicos associados.

([66]) Tal só aconteceria se houvesse vários anos de indisponibilidade substancial, por exemplo, menos de 60 % em cada ano entre 2029 e 2035.

(138) Por último, enquanto operador (único) das unidades OLP e prestador de serviços à BE-NUC ao abrigo do acordo E&M, a Electrabel será incentivada a alcançar desempenho técnico e económico nas unidades OLP. Em especial, ao abrigo do acordo E&M:

a) A Electrabel será responsável pelo pagamento de uma indemnização fixa se a disponibilidade das unidades OLP durante um ano contratual for inferior a [90-100] % (excluindo interrupções OLP, interrupções normais e eventos justificáveis). Em consequência do pagamento desta indemnização fixa, a margem obtida pela Electrabel para esse ano contratual diminui numa escala progressiva de [10-20] % para [0-5] %;

b) Em caso de derrapagens de custos, a Electrabel não tem direito a receber qualquer margem relevante aplicável na medida de qualquer derrapagem de custos, com exceção de qualquer derrapagem de custos justificável; e

c) Em caso de derrapagens de custos apenas durante a fase de reinício, serão aplicáveis penalizações à margem da Electrabel (até [50-60] % da margem sobre os serviços E&M até [70-80] % da margem sobre os serviços OLP).

(139) Consequentemente, a Bélgica conclui que o acordo E&M se limita à cobertura dos custos incorridos e que as condições financeiras do acordo E&M são fixadas de modo a refletir as condições de mercado.

3.3.1.5. Contrato de serviços de gestão da energia («AGSE»)

(140) Embora a BE-NUC seja a proprietária técnica de 89,807 % da eletricidade produzida pelas unidades OLP (sendo os restantes 10,193 % propriedade da Luminus), transfere a propriedade dessa eletricidade para o gestor da energia, que a venderá ([67]). Para o efeito, a BE-NUC celebrará um AGSE com um parceiro que adquirirá a eletricidade à BE-NUC e a venderá.

(141) O AGSE definirá os principais termos, condições e atribuições de riscos e, consequentemente, estabelecerá de forma pormenorizada uma ELD e o papel do gestor de vendas de energia («parceiro do AGSE») nesse contexto, dentro dos parâmetros estabelecidos. O parceiro do AGSE nomeado ao abrigo do mesmo será o comprador e o proprietário da parte da BE-NUC na eletricidade produzida pelas unidades OLP e está sujeito a uma ELD predefinida. A ELD pode ser revista e alterada periodicamente de acordo com um procedimento especificado no AR. O Governo belga (BE-WATT), na sua qualidade de contraparte no AR, pode impor a ELD na medida em que esta respeite as condições de ELD estabelecidas no AR. O parceiro do AGSE tem um papel consultivo nesta matéria.

(142) A fim de colocar a eletricidade produzida no mercado grossista da eletricidade de forma competitiva e transparente, a Electrabel e o Estado belga aceitaram realizar um concurso público para estes serviços, de forma a garantir a transparência e a concorrência (ver secção 3.3.1.5.1). O procedimento de concurso está sujeito à legislação em matéria de contratos públicos e a todas as salvaguardas conexas necessárias.

3.3.1.5.1. Procedimento de concurso

(143) A Bélgica alega que o procedimento de concurso está a ser realizado voluntariamente em conformidade com a lei belga sobre os contratos públicos, de 17 de junho de 2016, e com o Decreto Real de 18 de junho de 2017 relativo aos contratos públicos para os setores dos serviços públicos ([68]).

([67]) A Luminus é proprietária da sua quota (10,193 %) da eletricidade produzida pelas unidades OLP. A Luminus gere a venda da eletricidade de forma independente e não está ligada ao AGSE, cujo objetivo é vender a parte da BE-NUC na produção das unidades OLP.

([68]) *Loi relative aux marchés publics*. Disponível em: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. A lei sobre os contratos públicos, de 17 de junho de 2016, transpõe a Diretiva 2014/25/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa aos contratos públicos celebrados pelas entidades que operam nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais e que revoga a Diretiva 2004/17/CE.

(144) O AGSE será adjudicado através de um procedimento por negociação com abertura prévia de concurso ([69]), que é um procedimento normal no setor dos serviços públicos. O convite à apresentação de propostas foi publicado nas plataformas belga ([70]) e da UE ([71]) pertinentes, permitindo a participação de todos os potenciais candidatos no processo de concurso.

(145) Dada a importância do serviço objeto de concurso e a sensibilidade do ponto de vista da concorrência, a Bélgica aplicou disposições e salvaguardas adicionais para assegurar que os objetivos do AGSE serão alcançados e que os serviços esperados serão prestados de forma adequada:

a) Antes da elaboração dos documentos do concurso, foi lançado, em 3 de setembro de 2024, um pedido de informações («PI»), até 2 de outubro de 2024, sobre o AGSE, a fim de recolher pontos de vista do mercado sobre vários assuntos relacionados com o AGSE ([72]). O PI prosseguia dois objetivos principais: i) notificar previamente o mercado do iminente procedimento de concurso, garantindo tempo suficiente para que os candidatos interessados preparassem a sua participação ([73]) e proporcionando maior transparência; ii) os resultados do PI são, se for caso disso, tidos em conta na elaboração dos documentos do concurso, ajudando assim a BE-NUC a propor uma proposta aperfeiçoada e testada pelo mercado, bem como melhorando a clareza dos critérios e evitando que quaisquer condições ou critérios impostos sejam discriminatórios. O PI revelou, por exemplo, que não devem ser organizados concursos separados para as unidades OLP, mas que estas podem ser submetidas a concurso como um pacote.

b) Em 11 de dezembro de 2024, foi apresentado um convite à apresentação de candidaturas («CAC»), que instava as partes interessadas a manifestarem o seu interesse em participar no concurso até 13 de janeiro de 2025. A pedido de várias partes, o prazo para apresentação de propostas foi adiado para 3 de fevereiro de 2025, a fim de assegurar uma concorrência suficiente no procedimento de concurso. Posteriormente, as partes interessadas serão convidadas a apresentar as suas propostas, com base nos futuros documentos contratuais (incluindo a estrutura de remuneração alterada, tal como explicado na figura 3). A Bélgica alega que a descrição pormenorizada dos serviços objeto de concurso lhe permite dispor de um único critério de adjudicação baseado no preço. Uma vez que o contrato será adjudicado através de um procedimento por negociação, a entidade adjudicante pode, depois de os candidatos terem apresentado as suas propostas em resposta ao pedido de propostas (incluindo o projeto de AGSE e quaisquer documentos complementares), convidar os candidatos a apresentarem uma melhor proposta, o que garante o resultado mais competitivo.

(146) Além disso, a Bélgica alega que o concurso inclui um conjunto de critérios de seleção para garantir que qualquer candidato cumpre as condições de profissionalismo e dispõe das infraestruturas necessárias para a boa execução do AGSE. No entanto, estes critérios de qualificação limitam-se ao mínimo possível, referindo-se cada um deles a um requisito necessário para os serviços previstos, a fim de garantir a máxima concorrência durante o concurso.

(147) Em complemento das informações de que a Comissão dispunha aquando da decisão de início do procedimento, a Bélgica forneceu mais pormenores sobre os critérios de qualificação. O proponente (para os quatro primeiros critérios a seguir descritos, através das capacidades de outra entidade) deve:

a) Apresentar, pelo menos, duas referências de experiência (de, pelo menos, um ano de atividade) na gestão de energia de uma carteira de ativos de produção térmica ou nuclear de, pelo menos, 1 000 MW no total (ou seja, tendo em conta todas as referências), localizados em países da União Europeia, no Reino Unido ou em países da EFTA ([74]);

([69]) Em conformidade com o artigo 120.º da lei belga sobre os contratos públicos, de 17 de junho de 2016.
([70]) *Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications*.
([71]) Suplemento do *Jornal Oficial da União Europeia*.
([72]) Estas questões incluem, nomeadamente, o perfil de risco, as garantias em relação à contraparte e ao risco de contraparte, o mecanismo de preços, os termos de pagamento, a frequência de faturação e os juros de mora, a ELD, as reservas internas de compensação da carteira, a divisão da proposta em dois lotes (um por ativo energético), a estrutura de crédito e respetivas garantias e o agrupamento de partes responsáveis pelo equilíbrio (PRE).
([73]) O Estado belga identificou ativamente os participantes no mercado relevantes que deseja contactar e incentivar a participar no PI, bem como no subsequente processo de concurso.
([74]) O critério dos 1 000 MW garante que os participantes qualificados/selecionados são financeiramente capazes de tratar os pedidos que serão atribuídos, que variarão entre 1 000 MW e 2 000 MW.

b) Apresentar, pelo menos, duas referências na gestão da energia (de, pelo menos, um ano de funcionamento) de ativos de produção térmica ou nuclear. Cada referência diz respeito a um ativo de, pelo menos, 350 MW, localizado em países da União Europeia, no Reino Unido ou em países da EFTA ([75]);

c) Apresentar pelo menos uma referência de gestão de energia (de, pelo menos, um ano de atividade) para terceiros relativamente a uma capacidade de produção de, pelo menos, 350 MW para um ativo de produção localizado em países da União Europeia, no Reino Unido ou em países da EFTA ([76]);

d) Dispor de uma notação de risco de «grau de investimento», ou seja, a seguinte notação de risco numa das seguintes agências de notação (ou equivalente): i) Fitch: mínimo BBB–, ii) S&P: mínimo BBB–, iii) Moody's: mínimo Baa3 ([77]); e

e) Ser membro ativo de, pelo menos, um operador nomeado do mercado da eletricidade («ONME») ativo na Bélgica, para o comércio de eletricidade ([78]).

(148) Durante o período de vigência do AGSE, são aplicáveis, entre outras, as seguintes condições ao parceiro do AGSE:

a) Dispor de um contrato de parte responsável pelo equilíbrio («PRE») na Bélgica com a Elia;

b) Dispor de uma notação de risco de «grau de investimento», ou seja, a seguinte notação de risco numa das seguintes agências de notação (ou equivalente): i) Fitch: mínimo BBB–, ii) S&P: mínimo BBB–, iii) Moody's: mínimo Baa3;

c) Ser membro ativo de, pelo menos, um ONME ativo na Bélgica, para o comércio de eletricidade.

(149) No que diz respeito ao calendário do concurso, a Bélgica alega que pretende concluir o concurso em tempo útil, o mais tardar até 15 de maio de 2025, de modo a proporcionar ao parceiro do AGSE tempo suficiente para realizar os trabalhos preparatórios necessários antes do reinício das unidades OLP.

(150) Os serviços objeto de concurso incluem nomeadamente, em relação aos ativos energéticos, i) «Serviços de representação para ativos energéticos futuros e realizados», ii) «Serviços de otimização e operações para os mercados para o dia seguinte (DS) e intradiários (ID)» iii) serviços relacionados com obrigações regulamentares do mercado, iv) serviços de contratação do ORT belga e v) serviços de negociação, acesso ao mercado e análise do mercado. Devido à interdependência entre as várias tarefas enumeradas e à prática habitual do mercado de combinar estes serviços num único contrato comercial para garantir a eficiência operacional, estes serviços serão integrados numa única definição de serviço do AGSE.

3.3.1.5.2. Vendas de eletricidade OLP e remuneração do parceiro do AGSE

(151) A Bélgica esclareceu que o parceiro do AGSE não negoceia como agente ou por conta da BE-NUC, mas vende a eletricidade adquirida, uma vez que é o seu proprietário. Além disso, na conceção alterada do CD, o parceiro do AGSE obtém o poder de decisão sobre as modulações económicas, a fim de incentivar uma utilização eficiente da reserva limitada de modulações e responder melhor aos sinais do mercado (ver considerando 153 e seguintes).

([75]) A gestão de pontos únicos de falha importantes no mercado exige uma configuração operacional específica com formação específica do pessoal. Embora, numa abordagem normalizada para ativos descentralizados de menor dimensão, um despachante, sempre que ocorra um problema, seja simplesmente obrigado a adquirir o volume em falta no mercado intradiário o mais rapidamente possível, tal abordagem não é adequada para ativos de maior dimensão.

([76]) Este critério garante que a contraparte é capaz de realizar operações por conta de terceiros e dispõe de um quadro contratual sólido.

([77]) O critério é introduzido para assegurar uma capacidade razoavelmente forte do parceiro do AGSE para o pagamento dos seus compromissos financeiros.

([78]) A filiação num ONME (Epexspot e Nord Pool, na Bélgica), ou seja, uma organização mandatada para gerir os mercados da eletricidade integrados para o dia seguinte e intradiário, assegura o acesso aos mercados da eletricidade. Este critério garante que o candidato pode aceder aos mercados de negociação em tempo útil e possui experiência suficiente e atualizada com o funcionamento do mercado europeu.

(152) A Bélgica alega que a liquidação entre o parceiro do AGSE e a BE-NUC se baseia no MDS, a fim de limitar o risco de base para a BE-NUC, uma vez que tal implica que, em combinação com o pagamento do diferencial da BE-NUC através de um CD em que o PMR é o preço do MDS, a BE-NUC recebe o preço de exercício (ver secção 3.3.1.3.2) ([79]). A Bélgica confirma que o parceiro do AGSE será livre de negociar no mercado da sua escolha e não é obrigado a licitar no MDS.

(153) Tal como explicado na secção 2.1 e no considerando 109, uma vez que as unidades OLP estão limitadas a 30 modulações por ciclo e, por conseguinte, não têm a possibilidade técnica e regulamentar de alterar a sua produção em qualquer momento, a remuneração do parceiro do AGSE foi alterada a fim de proporcionar incentivos à melhor utilização da quantidade limitada de modulações autorizadas. Em vez de apresentar apenas uma taxa fixa (determinada através do concurso), a fórmula de remuneração alterada inclui também uma taxa variável (baseada numa fórmula predeterminada e dependente do pagamento de liquidação por modulação e correção). Essa remuneração expõe o parceiro do AGSE a uma parte dos potenciais aumentos de receitas provenientes da modulação em períodos de preços negativos (bem como a uma parte das potenciais diminuições de receitas decorrentes das modulações em períodos de preços positivos, se for caso disso), expondo o parceiro do AGSE diretamente aos custos de desequilíbrio e dos mercados intradiários, como a seguir se indica. Por conseguinte, a taxa variável será constituída por uma percentagem fixa («alfa») dos aumentos de receitas que desencadeiam uma modulação no mercado DS e uma percentagem diferenciada («beta») dos custos e receitas intradiários e de desequilíbrio, ou seja, os pagamentos de liquidação por correção (que podem incluir aumentos de receitas decorrentes do desencadeamento de uma modulação no mercado ID), em que:

a) O alfa é determinado *ex ante* em 20 %. O alfa é fixado num nível suficientemente elevado para proporcionar incentivos suficientes para decisões de modulação otimizadas, mas não num nível demasiado elevado, a fim de evitar dissuadir proponentes avessos ao risco.

b) Os aumentos das receitas provenientes da modulação são calculados *ex post* como o produto do volume de recompra no MDS para modulação e a diferença entre zero e o preço do MDS.

c) O beta é diferenciado, mas também determinado *ex ante*, e reflete a responsabilidade financeira do parceiro do AGSE como PRE em caso de desequilíbrios. A este respeito, a Bélgica alega que os reatores são relativamente antigos e que os trabalhos necessários para o projeto OLP, bem como as modulações, podem aumentar os riscos de paragens não planeadas, que geram desequilíbrios. Além disso, as instalações estão sujeitas a requisitos de segurança particularmente elevados, o que aumenta ainda mais os riscos de paragens. Ao mesmo tempo, embora os mercados intradiários e de compensação belgas estejam cada vez mais integrados com os mercados vizinhos, continuam a ser bastante pequenos em comparação com a dimensão dos dois reatores. Consequentemente, qualquer paragem diminuirá a possibilidade de a PRE encontrar contrapartes para atenuar o impacto da paragem e aumentará de forma desproporcionada o risco de aumentos acentuados dos preços resultantes da paragem. Por conseguinte, a Bélgica argumenta que o beta deve ter valores diferentes em função da natureza e do impacto do evento que conduz a um desequilíbrio, mantendo simultaneamente os incentivos adequados para que o parceiro do AGSE (enquanto PRE) atenue os desequilíbrios ([80]). No entanto, o parceiro do AGSE continua totalmente exposto financeiramente a todos os desequilíbrios que resultam principalmente de desvios da produção em comparação com a produção prevista ou de erros de negociação.

d) A liquidação por correção é a soma dos pagamentos intradiários e de desequilíbrios, sendo o beta aplicável a ambos. Durante uma hora específica, pode ser positivo e/ou negativo.

([79]) Os gestores de energia utilizam sistemas de registo de transações e gestão de posições para racionalizar os fluxos de trabalho, que abrangem a previsão, otimização, licitação em leilões, despacho em tempo real e liquidação de transações. Especificamente, estes sistemas registam todas as transações entre a BE-NUC e o parceiro do AGSE, bem como vendas e trocas com o ORT relacionadas com o mercado. Os dados registados são tratados através de um módulo de liquidação, que converte os volumes das transações em liquidações financeiras utilizando fórmulas contratuais predefinidas. As declarações geradas pelo sistema são apresentadas por via eletrónica à BE-NUC para revisão. A BE-NUC pode proceder a uma verificação cruzada das declarações e, se necessário, solicitar ajustamentos.

([80]) Em especial, o beta ascenderá a 100 % em situações de «produção de carga de base», 20 % em situações de «modulação económica», ou seja, até 30 vezes por ano, e 8 % em situações de paragem imprevista, ou seja, em caso de eventos excecionais de elevado impacto, que normalmente ocorrem menos de uma vez por ano e por unidade.

Figura 3

Fórmula de remuneração alterada do AGSE

Remuneração dos parceiros do AGSE = Taxa fixa + Taxa variável

Taxa variável = montante alfa*aumento das receitas + beta*liquidação por correção
Aumento das receitas = volume de recompra * (0 – preço DS)
Liquidação por correção = custos ou receitas intradiários e de desequilíbrio

(154) A fórmula estabelecida na figura 3 aplica-se a todo o volume durante as modulações, incluindo se a modulação ocorrer quando os preços são positivos (por exemplo, durante os períodos de *ramping* ou aumento/diminuição de eletricidade produzida) e não apenas durante períodos de preços negativos ([81]). A taxa variável é paga pela BE-NUC ao abrigo do AGSE, mas estes custos e/ou receitas serão transferidos para a BE-WATT ao abrigo do AR.

(155) De acordo com a Bélgica, através da fórmula de remuneração modificada, o parceiro do AGSE é incentivado, nomeadamente, a utilizar modulações económicas de forma otimizada e ao longo do período para o dia seguinte e intradiário, bem como a reduzir os custos intradiários e de desequilíbrio. A Bélgica alega que os parâmetros alfa e beta são escolhidos para preservar o bom funcionamento do mercado, evitando ao mesmo tempo dissuadir proponentes avessos ao risco.

(156) A fórmula de remuneração alterada afetará o comportamento de oferta dos proponentes relativamente à taxa fixa. Os proponentes terão em conta as vantagens esperadas da modulação (valor da opção) nas suas propostas, bem como os custos e as receitas potenciais relacionados com os pagamentos intradiários e de desequilíbrios. A Bélgica alega que os documentos do concurso explicarão a estrutura de remuneração (incentivo), de modo que o potencial de aumento/diminuição da fórmula de remuneração alterada seja transparente para os proponentes. A Bélgica avaliará a adequação da fórmula de remuneração (modificada) do parceiro do AGSE e a conformidade com o mercado e a eficiência dos incentivos que proporciona nos diferentes mercados. A avaliação será efetuada o mais tardar dois anos após a entrada em funcionamento, de modo a permitir uma revisão atempada do contrato ou a organização de um novo concurso, o que é possível após 3,5 anos ([82]). No entanto, a fim de manter os incentivos adequados para o parceiro do AGSE, só é possível uma revisão em alta dos parâmetros alfa e beta ([83]).

(157) A Bélgica argumenta que a adaptação da remuneração do AGSE alinha os incentivos do parceiro do AGSE, que tem o poder de decisão em matéria de modulação económica (sob reserva da decisão final do operador, por exemplo, em caso de preocupações de segurança ou regulamentares), com os sinais do mercado, dando assim resposta às preocupações da Comissão a este respeito. Ao mesmo tempo, o parceiro do AGSE tem os incentivos adequados para desempenhar a sua função de PRE sem estar plenamente exposto a desequilíbrios fora do seu próprio controlo. Além disso, a Bélgica alega que haverá uma partilha contínua e rigorosa de informações (incluindo atualizações regulares sobre a disponibilidade, as capacidades técnicas, etc., das unidades OLP) entre a BE-NUC, o operador nuclear e o parceiro do AGSE, a fim de permitir que este último tome decisões informadas em matéria de modulação económica, capacitando-o para tomar decisões eficientes.

([81]) Esta situação está relacionada com os condicionalismos técnicos relacionados com as modulações (ver considerando 13).
([82]) O AGSE pode ser rescindido unilateralmente pela BE-NUC ao fim de 3,5 anos (42 meses) após a data de reinício da primeira unidade nuclear. A BE-NUC pode subsequentemente celebrar um novo contrato na sequência de um novo concurso com termos diferentes.
([83]) A avaliação dos parâmetros alfa e beta basear-se-á: i) numa avaliação da participação e dos resultados do concurso (os indicadores podem ser: número e tipo de proponentes, resultado do concurso em termos de preço/custos, etc.), ii) numa avaliação das decisões de (não) modulação, incluindo as respetivas consequências (financeiras) para as partes envolvidas, tendo em conta as condições de mercado (esperadas e realizadas) e os condicionalismos operacionais/de modulação, e iii) uma avaliação das decisões de negociação no mercado DS e intradiário, bem como os consequentes desequilíbrios no perímetro das PRE. As informações subjacentes a esta avaliação basear-se-ão em dados recolhidos junto do parceiro do AGSE durante o respetivo período de vigência, bem como em dados do operador Electrabel através da BE-NUC e no acordo E&M, e em quaisquer informações públicas/de mercado pertinentes relacionadas com o que precede.

(158) A Bélgica confirma igualmente que a contraparte no CD (BE-WATT) desenvolverá uma estratégia de gestão dos riscos para a sua posição aberta, tal como legalmente previsto, e que a aplicação dessa estratégia contribuirá para a liquidez dos mercados a prazo da eletricidade (ver considerando 99). A adoção da estratégia está sujeita a um parecer da entidade reguladora, que incluirá uma avaliação do impacto da estratégia nos mercados relevantes da eletricidade.

3.3.1.5.3. Salvaguardas adicionais relativas ao gestor de energia

(159) O parceiro do AGSE será, em princípio, selecionado através de um concurso transparente, aberto e concorrencial (ver secção 3.3.1.5.1). A entidade de negociação GEMS (Global Energy Management & Sales) da Engie, uma unidade de negócio do grupo Engie, administrativamente independente da unidade de negócio Nuclear, também pode participar no concurso. Foram previstas disposições e medidas específicas para a eventualidade de a GEMS participar no procedimento de concurso, a fim de assegurar um processo equitativo.

(160) A Bélgica alega que são e serão tomadas e aplicadas medidas suficientes para identificar e prevenir eficazmente eventuais conflitos de interesses. Essas medidas podem resumir-se da seguinte forma:

a) O PI permitia testes de mercado e qualquer parte interessada poderia apresentar, neste contexto, termos e propostas diferentes, o que assegura que o concurso não inclui obstáculos em detrimento de qualquer participante interessado face à GEMS (ou qualquer empresa do grupo Engie). A Electrabel (ou qualquer empresa do grupo Engie) não participa nem participará no processo de elaboração dos documentos do concurso («versão completa dos documentos do concurso») na sequência (dos resultados) do PI.

b) Durante o procedimento de concurso, se a GEMS nele participar, mesmo na qualidade de subcontratante ou em qualquer outra qualidade, a Electrabel (ou qualquer empresa do grupo Engie) e os seus diretores ou agentes estão impedidos de participar em qualquer decisão e/ou deliberação da BE-NUC sobre a proposta (por exemplo, a decisão de seleção e a decisão de adjudicação).

c) De um modo geral, no âmbito da organização da Electrabel, foram e continuarão a ser criados rigorosos obstáculos à informação e limites éticos entre as pessoas responsáveis pela apresentação de propostas na GEMS e as pessoas envolvidas na gestão da BE-NUC. Serão estabelecidas as mesmas salvaguardas caso a GEMS seja, em última análise, selecionada como parceiro do AGSE no processo de concurso.

d) Se a GEMS for selecionada como parceiro do AGSE, estará sujeita às mesmas obrigações, bem como ao mesmo conjunto de incentivos de mercado, que qualquer outro candidato enquanto PRE e parceiro do AGSE. Em especial, enquanto parceiro do AGSE, receberá uma remuneração fixa e uma remuneração variável, o que incentivará a otimização da reserva de modulações e das receitas da venda de eletricidade em conformidade com o mercado. Além disso, a GEMS atuará como parte ao abrigo de um mandato preciso especificado pela ELD, do qual não pode derrogar. Estas salvaguardas asseguram que a GEMS, caso ganhe o concurso do AGSE, agirá como qualquer outro participante nesse concurso e é — através da configuração do AGSE e da fórmula de remuneração alterada — incentivado a agir de acordo com os sinais do mercado.

(161) Se o procedimento de concurso não resultar na nomeação de um candidato adequado, em última instância, caso o AGSE não tenha sido celebrado em tempo útil, o mais tardar até 15 de maio de 2025, a GEMS prestará temporariamente os serviços do AGSE. Estes serviços serão prestados em conformidade com termos a acordar entre as partes durante um período limitado, para que a BE-NUC adjudique o AGSE através de outro procedimento de concurso. Caso o procedimento de concurso seja bem-sucedido, o candidato selecionado substituirá a GEMS na execução dos serviços do AGSE assim que termine o período relevante de prestação desses serviços pela GEMS. Não há limite para o número de repetições do concurso.

(162) A Bélgica argumenta que esta disposição é necessária e adequada para assegurar a continuidade do serviço público (ou seja, a venda da eletricidade produzida pelas unidades nucleares), mas esta solução é estritamente limitada no tempo e ao mínimo necessário.

(163) Em conclusão, a Bélgica alega que garantirá que a BE-NUC respeitará rigorosamente a legislação e os princípios em matéria de contratos públicos. O amplo processo de consulta prevê salvaguardas adicionais que garantem que a aquisição de serviços é efetuada através de um procedimento de concurso competitivo, transparente, não discriminatório e incondicional. Por conseguinte, a Bélgica considera que é evitado qualquer risco de encerramento do mercado e outras potenciais práticas anticoncorrenciais por parte da Engie e que foram adotadas todas as medidas e salvaguardas para assegurar a nomeação de um parceiro independente para o AGSE. A GEMS prestaria temporariamente estes serviços apenas em último recurso, o que é necessário e adequado para assegurar a continuidade do serviço público.

3.3.1.6. Outras submedidas

(164) A transação inclui duas outras submedidas, nomeadamente o acordo de serviços administrativos («ASA») entre a Electrabel e a BE-NUC e um acordo que prevê mecanismos de indemnização por perdas associadas à cobertura de custos em caso de não celebração do contrato. Estas submedidas foram explicadas nas secções 3.3.10 e 3.3.11 da decisão de início do procedimento.

3.3.2. *Componente 2: limitação da responsabilidade do operador nuclear pelo armazenamento a longo prazo e pela eliminação final dos resíduos nucleares e do combustível irradiado*

3.3.2.1. Princípios gerais da gestão dos resíduos nucleares

(165) Tal como explicado no considerando 121 da decisão de início do procedimento, o quadro legislativo aplicável aos resíduos radioativos e ao combustível irradiado na UE assenta nos dois princípios fundamentais seguintes: i) o princípio do «poluidor-pagador» ([84]) e ii) a responsabilidade final dos Estados-Membros (incluindo a responsabilidade financeira) pela gestão responsável e segura (incluindo a eliminação) do combustível irradiado e dos resíduos radioativos ([85]).

(166) Tal como explicado na secção 3.4.2 da decisão de início do procedimento, nos termos da regulamentação em vigor na Bélgica, o operador nuclear é financeiramente [através da empresa de fornecimento de energia nuclear Synatom, juntamente com a EDF Belgium e a Luminus (as «empresas contribuintes»)] e operacionalmente responsável pela desativação das sete centrais nucleares, bem como pelo acondicionamento e gestão dos resíduos radioativos e do combustível irradiado e pelo seu armazenamento a longo prazo após a sua aceitação pelo ONDRAF/NIRAS até à sua eliminação final. As disposições relativas ao combustível irradiado e aos resíduos da desativação são financiadas pela Electrabel e pelas empresas contribuintes, são geridas pela Synatom e estão sujeitas ao controlo prudencial de uma autoridade pública independente, a Comissão de Provisões Nucleares («CPN/CNV»). Tal como referido nos considerandos 123 a 125 da decisão de início do procedimento, a Bélgica alega que a Electrabel manterá determinadas responsabilidades enquanto único operador das unidades OLP, decorrentes i) da legislação europeia e belga e ii) das obrigações contratuais do acordo de execução, respeitando assim o princípio do «poluidor-pagador».

(167) A CPN/CNV e o ONDRAF/NIRAS são as autoridades de supervisão na Bélgica:

a) O ONDRAF/NIRAS elabora um relatório de inventário exaustivo para todos os produtores de resíduos radioativos na Bélgica (a cada cinco anos) e avalia os fundos para a gestão das responsabilidades nucleares correspondentes.

b) A CPN/CNV analisa (a cada três anos) os métodos utilizados para calcular as provisões nucleares, bem como a sua adequação e o VAL das responsabilidades futuras nas contas da Synatom (auditoria da metodologia, cenário de referência, etc.).

([84]) Artigo 4.º, n.º 3, alínea e), da Diretiva 2011/70/Euratom do Conselho, de 19 de julho de 2011, que estabelece um quadro comunitário para a gestão responsável e segura do combustível irradiado e dos resíduos radioativos (JO L 199 de 2.8.2011, p. 48), que estabelece que «*[o]s custos de gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioativos ficam a cargo daqueles que produziram esses materiais*».

([85]) Artigo 4.º, n.º 1, e artigo 9.º da Diretiva 2011/70/Euratom.

(168) Tal como referido no considerando 129 e no quadro 4 da decisão de início do procedimento, com base na última revisão trienal da CPN/CNV de julho de 2023, o atual montante total das provisões relacionadas com as responsabilidades nucleares ascende a 18,225 mil milhões de EUR, que consistem em provisões para atividades de desmantelamento (8,122 mil milhões de EUR), gestão do combustível irradiado (9,07 mil milhões de EUR) e resíduos operacionais (1,033 mil milhões de EUR) ([86]).

3.3.2.2. Acordo sobre o limite máximo para resíduos

(169) No âmbito das negociações sobre o projeto OLP, a Engie e o Estado belga acordaram num limite máximo para a responsabilidade a longo prazo dos produtores de resíduos radioativos resultantes da produção de eletricidade através da energia nuclear (acordo sobre o limite máximo para resíduos), a fim de reduzir a incerteza a este respeito (ver secção 3.4.3 da decisão de início do procedimento). O acordo sobre o limite máximo para resíduos prevê a transferência de responsabilidades financeiras relacionadas com a produção, detenção ou propriedade dos resíduos radioativos acondicionados e do combustível irradiado das sete unidades nucleares belgas, sob reserva e após cumprimento dos critérios de transferência contratuais pertinentes, do operador nuclear (Electrabel) para o Estado belga, mediante o pagamento de um montante fixo ([87]).

(170) Este montante fixo foi estabelecido por categoria de resíduos nucleares. Tal como explicado no considerando 131 da decisão de início do procedimento, os resíduos nucleares radioativos podem ser divididos em três categorias, em consonância com a classificação radiológica histórica do ONDRAF/NIRAS e com a classificação da Agência Internacional da Energia Atómica («AIEA»): resíduos da categoria A (resíduos de vida curta com um nível baixo ou intermédio de radioatividade); resíduos da categoria B (resíduos de vida longa com um nível baixo ou intermédio de radioatividade); e resíduos da categoria C (resíduos de vida curta e longa com um nível elevado de radioatividade) e combustível irradiado.

(171) O quadro 13 apresenta a repartição das provisões existentes de 18,225 mil milhões de EUR entre a Electrabel (8,41 mil milhões de EUR) e o Governo belga (9,815 mil milhões de EUR), nos termos do acordo sobre o limite máximo para resíduos, e inclui a repartição por categoria de resíduos.

Quadro 13

Repartição do acordo sobre o limite máximo para resíduos

Montante (em milhões de EUR)	Responsabilidade do Estado belga (após a transferência)				Responsabilidade da Engie	Provisões (final do exercício de 2022)
	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Total		
Estimativa dos custos de base *(sem contingências)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Contingências	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Montante de base	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Prémio de risco	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Montante limitado	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Fonte: resposta das autoridades belgas ao pedido de informações da Comissão de 1 de outubro de 2024.

([86]) As provisões relativas aos resíduos operacionais são auditadas pelos auditores externos da Engie (Deloitte) no âmbito da sua auditoria anual.

([87]) Na presente decisão, o «acordo sobre o limite máximo para resíduos» refere-se ao limite máximo para a responsabilidade a longo prazo dos produtores de resíduos radioativos resultantes da produção de eletricidade através de energia nuclear, enquanto o «acordo sobre resíduos» se refere à combinação de todas as submedidas no âmbito da componente 2, ou seja, incluindo também o acordo sobre desmantelamento e desativação, etc.

(172) Os princípios do acordo sobre o limite máximo para resíduos não foram alterados e são descritos no considerando 133 da decisão de início do procedimento. Podem ser resumidos da forma seguinte:

a) «Montantes limitados»: foi estabelecido um montante fixo, que inclui um prémio de risco e é indexado a 3 % por ano em 31 de dezembro de 2022, para cada categoria de resíduos radioativos que cumpre os critérios de transferência contratuais, num montante total de 15 mil milhões de EUR (3,5 mil milhões de EUR para a categoria A, mil milhões de EUR para a categoria B e 10,5 mil milhões de EUR para a categoria C — ver quadro 13). Tal como referido nos considerandos 134 e 135 da decisão de início do procedimento e tal como demonstrado no quadro 13, a Bélgica alega que:

— os volumes subjacentes aos montantes limitados baseiam-se no inventário de resíduos utilizado para a revisão da CPN/CNV de 2022 das provisões nucleares e no cenário de referência industrial do ONDRAF/NIRAS e do operador nuclear (que constituem a melhor estimativa atual do volume de resíduos nucleares acondicionados e de combustível irradiado produzidos (e a produzir) pelas sete centrais nucleares num cenário sem OLP), e

— o valor dos montantes limitados resulta da aplicação de um prémio de risco às provisões nucleares existentes;

b) «Créditos de volume»: o montante máximo (valor fixo) por categoria de resíduos corresponde a um crédito de volume para volumes predeterminados, o que incentiva o operador nuclear a minimizar a produção de resíduos nucleares;

c) «Taxas de ajustamento de volume»: quando o crédito de volume de uma categoria de resíduos tiver sido integralmente utilizado, deve ser pago um montante adicional por cada crédito de volume adicional necessário. Os montantes são estabelecidos como a média aritmética entre i) o «montante limitado» da categoria de resíduos dividida pelo número de «créditos de volume» dessa categoria e ii) o custo marginal de um crédito de volume adicional;

d) «Critérios de transferência contratuais» («CTC»): Para cada tipo de pacote de resíduos nucleares, foram estabelecidos critérios de transferência contratuais, que definem os requisitos que cada embalagem de resíduos e o combustível irradiado devem satisfazer para que a responsabilidade financeira seja transferida para a entidade pública Hedera (ver considerando 178 *infra*). A responsabilidade (e os custos associados) pela harmonização dos resíduos radioativos com os CTC cabe ao operador nuclear.

(173) Tal como mencionado no considerando 107, alínea a), e explicado em pormenor nas secções 3.4.5.1 e 3.4.5.2 da decisão de início do procedimento, o estabelecimento dos 15 mil milhões de EUR de montantes limitados baseia-se no montante atual das provisões nucleares do operador nuclear (montante de base) e num prémio de risco. A Bélgica esclareceu que o montante de base já inclui margens para contingências, incertezas e outros riscos que possam surgir em relação ao desmantelamento, à gestão dos resíduos radioativos e à gestão do combustível irradiado. As disposições relativas ao pagamento dos montantes limitados são explicadas na secção 3.4.5.3 da decisão de início do procedimento e não foram alteradas.

(174) A Bélgica esclareceu que os montantes limitados a transferir para o Estado belga já incluem todas as responsabilidades históricas e futuras estimadas em matéria de resíduos nucleares (até à data de paragem legal inicial de todas as centrais nucleares belgas em 2025). Por conseguinte, os montantes limitados já têm em conta todos os resíduos nucleares e combustível irradiado produzidos ou a produzir pelas centrais elétricas belgas durante a sua vida útil legal.

(175) A Bélgica esclarece igualmente que o volume real de resíduos só será conhecido quando os resíduos forem acondicionados e fisicamente transferidos para o Estado belga. Por conseguinte, o montante fixo de 15 mil milhões de EUR cobre apenas os volumes predeterminados dos resíduos em causa (os créditos de volume) estabelecidos no acordo de execução. Se o volume real dos resíduos em causa produzidos for superior aos créditos de volume, a Engie pagará uma taxa de ajustamento do volume por cada crédito de volume adicional (ver considerando 133 da decisão de início do procedimento).

(176) Do mesmo modo, todos os resíduos operacionais («resíduos OLP») e combustível irradiado («combustível irradiado OLP») resultantes do prolongamento da vida útil das unidades OLP serão financiados pela BE-NUC e pela Luminus para cada quantidade adicional de resíduos. Serão necessários dois conjuntos de pagamentos para cada quantidade adicional de resíduos OLP e de combustível irradiado OLP:

a) Resíduos OLP: os custos de resíduos operacionais OLP, tal como definidos no acordo E&M, abrangem dois tipos de custos:

— o pagamento dos custos de gestão de resíduos OLP a pagar à Electrabel pela movimentação, tratamento e acondicionamento dos resíduos operacionais OLP («serviços de movimentação de resíduos OLP») para a preparação de um pacote de resíduos OLP, e

— as taxas de ajustamento dos volumes de resíduos OLP, que cobrem o pagamento dos custos incorridos após a transferência das responsabilidades em matéria de resíduos nucleares para a Hedera ([88]).

b) Serviços de gestão de combustível irradiado OLP: os custos finais do combustível irradiado serão pagos com base numa taxa indexada para qualquer combustível irradiado adicional resultante do projeto OLP ([89]).

(177) A Bélgica esclarece ainda que o modelo financeiro de assinatura tem em conta os custos de gestão ou finais dos resíduos OLP e do combustível irradiado OLP, estimados em cerca de 0,9 milhões de EUR por conjunto (em valores de 2022), dos quais cerca de 0,3 milhões de EUR por conjunto para o armazenamento no local e cerca de 0,6 milhões de EUR por conjunto para a taxa de ajustamento dos volumes de resíduos de combustível irradiado OLP.

(178) Tal como explicado na secção 3.4.4 da decisão de início do procedimento, a Bélgica criou uma nova instituição pública *sui generis*, a Hedera, que tem uma dupla função:

a) Gerir e garantir os ativos destinados ao financiamento dos compromissos a longo prazo do Estado belga em matéria de resíduos nucleares e de combustível irradiado; e

b) Acompanhar e controlar os custos de gestão das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado, sob o controlo de uma autoridade pública independente (CPN/CNV).

(179) Os montantes do limite máximo para resíduos recebidos pela Hedera devem ser garantidos e investidos, a fim de gerar os rendimentos necessários para pagar os custos de gestão dos resíduos transferidos no momento em que são devidos. A Hedera é um fundo separado sob o controlo de supervisão da CPN/CNV, o organismo nacional específico que desempenha um papel fundamental para garantir e salvaguardar a gestão, o controlo e a utilização adequados dos fundos ([90]). Tal reflete-se no duplo papel da Hedera, assegurando que: i) os montantes recebidos são

([88]) Essas taxas de ajustamento dos volumes de resíduos OLP indexadas devem ser pagas à Electrabel logo que seja produzida uma embalagem de resíduos OLP ou que a sua produção se tenha tornado certa. Essa taxa cobrirá o armazenamento dos resíduos OLP. A taxa de ajustamento de resíduos OLP para cada categoria de resíduos já está prevista nos artigos 16.º a 18.º da Lei Phoenix.

([89]) Esta taxa inclui: i) todos os custos de armazenamento no local incorridos pela Electrabel até 2050 antes da transferência do local para o Estado belga e ii) todos os custos relacionados com o ONDRAF/NIRAS após a transferência, a pagar à Hedera. Os custos de armazenamento no local já foram estimados por conjunto e a taxa de ajustamento do volume do combustível irradiado foi fixada e está prevista nos artigos 16.º a 18.º da Lei Phoenix.

([90]) Aplicação da Recomendação da Comissão, de 24 de outubro de 2006, sobre a gestão dos recursos financeiros para o desmantelamento de instalações nucleares, a gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioativos (2006/851/Euratom) e da Convenção Conjunta sobre a Segurança da Gestão do Combustível Usado e a Segurança da Gestão dos Resíduos Radioativos.

garantidos e geram os rendimentos necessários ([91]) e ii) os custos da gestão dos resíduos e do combustível irradiado e das responsabilidades transferidas são suficientemente controlados ([92]). Além disso, os recursos financeiros terão de ser suficientemente separados do orçamento geral do Estado belga (tal como previsto na Lei Hedera), de modo que apenas sejam utilizados para pagar os custos de armazenamento a longo prazo e de armazenamento final e não possam ser utilizados para outros fins ou para absorver eventuais défices orçamentais futuros.

(180) A Bélgica alega que o acordo sobre o limite máximo para resíduos inclui e é acompanhado de outras medidas de redução dos riscos, nomeadamente:

a) A inclusão de rigorosos critérios de transferência contratuais («CTC»): A transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares está subordinada ao cumprimento dos CTC. O pagamento de um montante fixo do limite máximo para resíduos ocorre antes da transferência efetiva de futuras embalagens de resíduos nucleares para o Estado belga e está subordinado ao respeito dos CTC pelo operador nuclear. Tal implica que o operador nuclear continua a ser responsável por todos os custos dos resíduos nucleares relacionados com o incumprimento dos CTC.

b) Os CTC são estabelecidos a nível do fluxo de resíduos para os resíduos das categorias A, B e C: embora os créditos de volume sejam estabelecidos por categoria de resíduos, o cumprimento dos CTC está previsto a nível do fluxo de resíduos. Esse facto limita o risco de o Estado belga ter de gerir fluxos de resíduos imprevistos no futuro, proporcionando simultaneamente segurança ao operador nuclear nas próximas décadas.

c) Resíduos da categoria X: tal como referido na nota de rodapé 69 da decisão de início do procedimento, a fim de proteger ainda mais o Estado belga contra fluxos de resíduos imprevistos que possam surgir durante a desativação dos reatores nucleares, o acordo sobre os resíduos prevê igualmente um mecanismo para tratar todos os resíduos nucleares que não foram identificados em 31 de dezembro de 2022. Estes resíduos são designados por «resíduos da categoria X». Está previsto um mecanismo para tornar possível a transferência de resíduos da categoria X após acordo sobre as condições financeiras e técnicas da transferência.

d) Preservação dos conhecimentos e reforço das capacidades dos intervenientes nacionais: a transferência de conhecimentos do operador nuclear para a agência belga responsável pela gestão de resíduos nucleares (ONDRAF/NIRAS) tem sido um tema importante no âmbito do acordo sobre resíduos. A recolha e preservação dos conhecimentos do operador nuclear antes do encerramento definitivo da sua produção de energia em 2035 e das operações SF2 em 2050 tem sido uma prioridade para o Estado belga ([93]). A transferência de resíduos históricos implica a transferência de todas as informações disponíveis sobre as embalagens de resíduos já produzidas e todas as informações relacionadas com a sua produção, nomeadamente relatórios técnicos, desenhos técnicos e modelos utilizados para os cálculos informáticos. Foi estipulado que, aquando do encerramento, já terá de estar acordado um quadro para essa transferência entre o ONDRAF/NIRAS e o operador. A partilha de conhecimentos e a formação do pessoal do ONDRAF/NIRAS são consideradas como um objetivo comum para a gestão segura a longo prazo dos resíduos nucleares e do combustível irradiado pelo operador nuclear e pelo Estado belga. A preservação dos conhecimentos nucleares a longo prazo e o reforço das capacidades dos intervenientes nacionais serão fundamentais para manter os custos da gestão a longo prazo dos resíduos nucleares e do combustível irradiado em consonância com os pressupostos estabelecidos no acordo sobre os resíduos.

([91]) A fim de assegurar que o montante fixo cresce suficientemente ao longo do tempo, é criado no seio da Hedera um comité de investimento (com três peritos financeiros independentes, o presidente do comité de gestão do SPF Economia, o responsável pelos investimentos da Hedera, um representante da Agência de Dívida da Bélgica e um representante do SPFIM) para aconselhar o comité de gestão da Hedera sobre, nomeadamente, a estratégia de investimento e a gestão dos riscos.

([92]) De cinco em cinco anos, o ONDRAF/NIRAS deve apresentar à Hedera, para aprovação, um plano que especifique os serviços pelos quais a Hedera assumiu responsabilidade financeira, os recursos e os investimentos necessários para executar esse plano, bem como os respetivos cálculos de custos. A Hedera analisa o plano, solicita aconselhamento à CPN/CNV e aprova (ou não) o plano quinquenal. Todos os anos (durante o período de vigência desse plano quinquenal), o ONDRAF/NIRAS apresenta à Hedera, para aprovação, um plano anual pormenorizado para o ano civil seguinte. A Hedera aprova o plano, uma vez mais após ter recebido o parecer da CPN/CNV. Além disso, a Hedera só pagará as faturas que lhe são dirigidas pelo ONDRAF/NIRAS nas seguintes condições: i) os montantes reclamados estão em conformidade com o plano quinquenal aplicável e o plano anual pormenorizado, ii) os montantes reclamados são justificados pelo desempenho real e iii) os montantes reclamados dizem respeito aos custos reais das atividades realizadas.

([93]) Tal como exigido pela Diretiva 2011/70/Euratom. A referida diretiva exige que os Estados-Membros planeiem atividades de educação e formação, bem como atividades de investigação e desenvolvimento, que abranjam as necessidades do programa nacional de gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioativos, a fim de obter, preservar e continuar a desenvolver as necessárias competências e qualificações, permitindo assim uma gestão segura e protegida a longo prazo dos resíduos nucleares e do combustível irradiado.

e) Controlo prudencial dos fundos transferidos: o pagamento dos montantes limitados consiste num pagamento único que deverá cobrir todas as responsabilidades nucleares transferidas até ao encerramento do depósito final de resíduos nucleares na Bélgica para além de 2100. Por conseguinte, o controlo das despesas e dos retornos dos investimentos do montante transferido é importante para garantir a existência, a disponibilidade e a suficiência dos recursos financeiros necessários para cobrir todas as obrigações financeiras em causa. O Estado belga seguiu, a este respeito, o parecer da CPN/CNV baseado na Recomendação 2006/851/Euratom da Comissão (ver nota de rodapé 93):

— O fundo público que gere as provisões relativas aos resíduos nucleares, a Hedera, é um organismo público independente que responde diretamente perante o Parlamento belga, o que garante a transparência e a independência;

— Os recursos financeiros da Hedera são separados: só podem ser utilizados para os fins para os quais foram criados e geridos (ver considerando 179);

— O planeamento orçamental da Hedera está sujeito ao controlo e supervisão da CPN/CNV;

— A Hedera tem uma política de investimento diversificada e avessa ao risco que assegura um retorno positivo durante um longo período de tempo; e

— A Hedera apresenta os seus custos à CPN/CNV, a fim de assegurar a disponibilização atempada de recursos financeiros adequados ao ONDRAF/NIRAS.

f) Pacote de segurança para as responsabilidades nucleares não limitadas: ver ponto 3.3.2.4.

(181) Tal como referido no considerando 172 da decisão de início do procedimento, a Bélgica reconhece que o acordo relativo aos resíduos nucleares tem um impacto positivo no perfil de risco do operador nuclear, uma vez que uma parte significativa das suas responsabilidades nucleares será coberta pelos montantes limitados, e que este perfil de risco diferente justifica e exige uma revisão do pacote de medidas para garantir a segurança e a supervisão da situação financeira do operador nuclear: o pagamento de um montante fixo de 15 mil milhões de EUR à Hedera justifica a libertação dos ativos não europeus da Electrabel do perímetro da Electrabel (e a corresponde monitorização da CPN/CNV). A Engie, enquanto empresa-mãe francesa da Electrabel, assegurará que, no momento da conclusão do acordo entre o Estado belga e a Electrabel, pelo menos 4 mil milhões de EUR de ativos (valor de capitais próprios em 30 de junho de 2023) permanecerão na Electrabel. Além disso, a Engie concede uma garantia ilimitada e não cancelável de empresa-mãe à primeira solicitação para i) as obrigações de desativação da Electrabel (o que também inclui o risco de o valor das provisões ser insuficiente), ii) o risco de volume ao abrigo do limite máximo e iii) o reembolso de empréstimos (atuais ou futuros) à Synatom.

(182) A Bélgica considera que as responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e as responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP não proporcionam uma vantagem económica à Electrabel e às empresas contribuintes, uma vez que refletem adequadamente o risco de flutuações de custos subsequentes assumidas pelo Estado e que a configuração da transferência de riscos tornaria esta última aceitável para um investidor privado.

3.3.2.3. Justificações adicionais relativas ao fator de desconto e ao prémio de risco

3.3.2.3.1. Fator de desconto

(183) A Bélgica alega que as provisões nucleares recolhidas pelo operador nuclear/Synatom antes do acordo sobre o limite máximo para resíduos foram calculadas utilizando um fator de desconto de 2,5 % para as atividades de desmantelamento (incluindo os resíduos de desmantelamento) e um fator de desconto de 3 % para todas as atividades relativas ao combustível irradiado (tal como decidido pela CPN/CNV durante a revisão trienal do final de 2022).

(184) A Bélgica esclarece que a utilização de duas taxas de desconto diferentes para calcular as provisões (responsabilidades de desmantelamento contra responsabilidades de combustível irradiado) se justifica pela diferença de duração e reflete o valor temporal do dinheiro ([94]).

([94]) As provisões para desmantelamento são objeto de desconto a uma taxa de 2,5 % devido ao seu horizonte temporal mais curto (duração de 11,4 anos). Inversamente, as provisões para o combustível irradiado estão sujeitas a uma taxa de desconto mais elevada, de 3 %, para ter em conta um horizonte temporal mais longo (duração de 30 anos).

(185) Tal como referido no considerando 198, o acordo sobre o limite máximo para resíduos implica apenas uma transferência para o Estado belga das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e de combustível irradiado, enquanto as responsabilidades em matéria de desativação e desmantelamento continuam a caber ao operador nuclear (exceto no que diz respeito às assinergias causadas pelo projeto OLP, ver considerando 199). Por conseguinte, a Bélgica argumenta que, para o cálculo do valor atual das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado, foi mantido um fator de desconto único de 3 % (taxa real de 1 % + 2 % de inflação), a fim de ter em conta o facto de as responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado terem uma duração mais longa do que as responsabilidades de desmantelamento (ver considerando 148 da decisão de início do procedimento).

(186) A Bélgica solicitou o parecer da CPN/CNV sobre o fator de desconto mais adequado a utilizar para o cálculo do limite máximo para resíduos ([95]). Tal como referido no considerando 149 da decisão de início do procedimento, a CPN/CNV propôs ajustar o fator de desconto para as responsabilidades relativas aos resíduos nucleares/ /desativação e ao combustível irradiado, aplicando uma abordagem em duas fases, que consiste na aplicação de um fator de desconto baseado na taxa OLO efetiva a 30 anos de 3,17 % para os primeiros 30 anos e na aplicação de um fator de desconto de 2,17 % com base numa estimativa baseada na taxa OLO da taxa isenta de risco para os 30 anos seguintes.

(187) A Bélgica recorda que o período de negociação foi longo (1,5 anos) e que a escolha de um fator de desconto único de 3 % foi motivada pela necessidade de dispor de um certo grau de previsibilidade no que diz respeito ao fator de desconto utilizado nas negociações com a Engie, atendendo a que o fator de desconto tem um impacto direto no cálculo do montante fixo a transferir. A Bélgica explica que a metodologia utilizada pela CPN/CNV no seu parecer de 2023 foi posteriormente utilizada, juntamente com a taxa de juro a prazo final («UFR») da Autoridade Europeia dos Seguros e Pensões Complementares de Reforma («EIOPA») ([96]), como confirmação *ex post* de que o fator de desconto de 3 % era uma taxa prudente a longo prazo.

(188) Em primeiro lugar, a Bélgica solicitou a um consultor independente que calculasse o fator de desconto «único» equivalente à abordagem em duas fases da CPN/CNV, utilizando as taxas isentas de risco sugeridas pela CPN/CNV, bem como outros dados diferentes sobre a taxa OLO ([97]). A análise mostra que a abordagem sugerida pela CPN/CNV é particularmente sensível ao período considerado para o cálculo. Por exemplo, a abordagem em duas fases resulta num fator de desconto equivalente de 2,8 % utilizando as taxas isentas de risco sugeridas pela CPN/CNV, numa taxa equivalente de 3,1 % ao aplicar a metodologia da CPN/CNV com os dados da taxa OLO disponíveis no momento da decisão de início do procedimento e numa taxa equivalente de 3,2 % no momento da assinatura do acordo de execução. Tal como demonstrado no quadro 14, a abordagem em duas fases sugerida pela CPN/CNV produz duas taxas de desconto equivalentes, com uma diferença de 40 pontos de base, ao considerar dois períodos de tempo diferentes separados por apenas nove meses.

(189) Em segundo lugar, o quadro 14 mostra igualmente a comparação com a UFR da EIOPA, uma vez que a referência da EIOPA foi também utilizada no processo anterior alemão (SA.45296 ([98])), em que um fator de desconto de 4,58 % foi considerado proporcionado.

([95]) Parecer da CPN/CNV ao ministro da Energia, de 7 de março de 2023, pp. 4-6 («*Advies van de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen aan de Minister van Energie betreffende de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid van ENGIE aan de Belgische staat van het beheer van het radioactief afval en de verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales*»).

([96]) A EIOPA publica mensalmente a estrutura temporal das taxas de juro isentas de risco. A estrutura é utilizada pelas companhias de seguros no EEE para avaliar os seus passivos ao abrigo do quadro regulamentar Solvência II. A curva da EIOPA é a curva de rendimentos da taxa de juro isenta de risco para prazos de vencimento até 150 anos para os países do EEE. As taxas para os prazos de vencimento até 20 anos são calculadas com base nas taxas de *swap* (ou seja, as taxas fixas a que os intervenientes no mercado estão dispostos a trocar obrigações de taxa de juro variável). As taxas para prazos de vencimento mais longos são extrapoladas e convergem para a taxa de juro a prazo final (UFR) a muito longo prazo.

([97]) Ver a nota elaborada pela Compass Lexecon, de 28 de novembro de 2024 — «*Response to the EC concerns on discount rate — 281124*».

([98]) Decisão da Comissão de 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Alemanha, Transferência de responsabilidades em matéria de resíduos radioativos e combustível nuclear irradiado na Alemanha (JO C 254 de 4.8.2017, p. 1).

Quadro 14

Evolução da taxa equivalente da CPN e da taxa da EIOPA desde o parecer da CPN de março de 2023

	Parecer da CPN/CNV 7 de março de 2023	Assinatura 13 de dezembro de 2023	Notificação 21 de junho de 2024	Decisão de início do procedimento 22 de julho de 2024
Taxa equivalente da CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
UFR	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Fonte: análise da Compass Lexecon com base em dados de investing.com.

(190) Como se depreende claramente do quadro 14, o fator de desconto retido de 3 % situa-se entre

a) A sugestão da CPN/CNV no momento do parecer da CPN ao ministro da Energia (7 de março de 2023), considerada como limite inferior; e

b) a UFR, considerada uma referência mais otimista ([99]).

(191) Além disso, a taxa de 3 % afigura-se mais conservadora do que a sugestão da CPN/CNV e a UFR no momento da assinatura do acordo e posteriormente.

(192) A Bélgica alega ainda que um fator de desconto de 1 % em termos reais parece conservador em comparação com a taxa de rendibilidade que a Hedera pode esperar utilizando uma abordagem adequada e prudente de gestão dos ativos e passivos. A título de exemplo comparativo, a Bélgica refere-se à carteira de ativos específica da EDF para garantir o financiamento seguro das suas responsabilidades nucleares a longo prazo, descrita no documento de registo universal de 2023 da EDF ([100]). Esta carteira é gerida com base numa abordagem de gestão dos ativos e passivos e consiste numa carteira de ativos diversificados comparável à descrição da carteira hipotética gerida pela Hedera, relativamente à qual se pode razoavelmente presumir uma rendibilidade comparável.

(193) Por último, a Bélgica pressupõe, no cálculo do limite máximo para resíduos, uma taxa de inflação constante de 2 %, que é a meta explícita de inflação a longo prazo do Banco Central Europeu («BCE»). O BCE considera que o índice de preços no consumidor (IPC) é a medida adequada da inflação. Tal como mencionado no considerando 150, alínea b), da decisão de início do procedimento, a CPN/CNV manifestou preocupações quanto ao facto de a inflação real dos custos de construção nuclear (com base no índice ABEX) poder ser superior à inflação medida pelo IPC. A Bélgica argumenta que a meta de inflação de 2 % do BCE é o indicador correto da inflação para o cálculo do limite máximo para resíduos, pelas seguintes razões:

a) Em primeiro lugar, a Bélgica alega que o índice ABEX abrange o custo da construção de casas e edifícios residenciais na Bélgica e, por conseguinte, constitui apenas um indicador pouco fiável dos custos de construção nuclear, tendo em conta as diferenças materiais entre a construção de um projeto nuclear e de habitações. Além disso, a Bélgica acrescenta que os riscos de aumento dos custos das futuras instalações nucleares para a gestão dos resíduos nucleares estão incluídos nas contingências do cenário industrial do ONDRAF/NIRAS e, por conseguinte, são incluídos no montante de base.

b) Em segundo lugar, a Bélgica alega que a evolução histórica do índice ABEX não difere substancialmente da inflação medida pelo IPC e que as diferenças entre as duas taxas são motivadas por vários fatores, como o custo da energia e das matérias-primas, o custo da mão de obra e a procura de construção. A Bélgica alega que estas diferenças são conjunturais e não estruturais.

(194) Pelas razões acima referidas, a Bélgica considera que o fator de desconto de 3 % é uma taxa adequada e prudente para o desconto das responsabilidades a longo prazo.

([99]) A abordagem da EIOPA prevê condições de mercado apenas para prazos de vencimento curtos (até 20 anos). Acima desses prazos, a metodologia não se baseia em taxas de *swap*, mas em médias históricas que não refletem necessariamente a realidade económica atual, o que pode conduzir a uma subestimação significativa das responsabilidades a mais longo prazo. A UFR é, por conseguinte, um indicador da taxa isenta de risco a muito longo prazo, em termos nominais, adequada para os fundos de pensões. No entanto, tendo em conta a duração das responsabilidades nucleares e o facto de ser pago um prémio inicial para cobrir essas responsabilidades sem qualquer expectativa de contribuições adicionais (ao contrário dos fundos de pensões), a referida taxa não é necessariamente relevante para o caso em apreço.

([100]) No documento de registo universal 2023 (p. 354), a EDF observa que a taxa de rendibilidade prevista desta carteira para os próximos 20 anos é superior à taxa de 4,5 % utilizada pela EDF para o desconto das suas responsabilidades nucleares, que é 1,5 pontos percentuais superior à taxa de desconto considerada pela Bélgica.

3.3.2.3.2. Prémio de risco

(195) Tal como referido no considerando 153 da decisão de início do procedimento, a Bélgica alega que, ao montante de base de 9,815 mil milhões de EUR, foi acrescentado um prémio de risco adicional significativo de 5,185 mil milhões de EUR para cobrir as incertezas remanescentes. Tal como referido no considerando 154 da decisão de início do procedimento, o prémio de risco baseia-se numa nota técnica do ONDRAF/NIRAS ([101]), que analisa as incertezas e os riscos associados à transferência da responsabilidade financeira pela gestão dos resíduos radioativos e do combustível irradiado das sete centrais nucleares belgas para o Estado belga (ver nota de rodapé 80 da decisão de início do procedimento). Tal como referido no considerando 156 da decisão de início do procedimento, a Bélgica argumenta que o prémio de risco de 52,83 % é adequado e excede o prémio de risco de 35,47 % aplicado no processo alemão [SA.45296 (ver nota de rodapé 101)].

(196) Para além dos esclarecimentos sobre o prémio de risco estabelecidos no considerando 154 da decisão de início do procedimento, a Bélgica clarificou mais pormenorizadamente, durante a investigação formal, a forma como o prémio de risco foi calculado com base na nota técnica do ONDRAF/NIRAS. O quadro 15 fornece uma clarificação pormenorizada e a composição do prémio de risco, que conduziu a montantes de 5,033 mil milhões de EUR e de 5,133 mil milhões de EUR como limites inferior e superior, respetivamente. No âmbito das negociações relativas ao acordo sobre o limite máximo para resíduos, o prémio de risco foi fixado num montante ligeiramente mais elevado de 5,185 mil milhões de EUR, de modo a obter um pagamento fixo de 15 mil milhões de EUR (ver quadro 13).

Quadro 15

Composição e cálculo detalhados do prémio de risco

Componentes do prémio de risco (montantes em milhões de EUR)	Cat. A	Cat. B	Cat. C	Descrição
Aceitabilidade dos resíduos da cat. A	900			Todos os resíduos conformes com as CTC da cat. A podem ser transferidos como resíduos da cat. A para o Estado belga e provavelmente serão armazenados numa instalação de armazenamento da cat. A. No entanto, para cobrir o risco de uma parte destes resíduos não poder ser tornada conforme com os critérios de aceitação da cat. A, o Estado belga seguiu a recomendação do ONDRAF/NIRAS no sentido de ter devidamente em conta este risco, inicialmente não incluído nas provisões nucleares de 2022, o que implica uma série de etapas, como o pós-tratamento dos resíduos, I&D adicional, a alteração das barreiras artificiais para o armazenamento à superfície para adaptar o armazenamento às características específicas dos resíduos problemáticos e a modificação dos resíduos para os adaptar ao armazenamento. Esta parte do prémio de risco é acompanhada do montante para a componente «Transferência de risco regulamentar cat. A -> cat. B» do prémio de risco.
Riscos das instalações de armazenamento	500			Diferença entre o cenário de referência e o montante que tem em conta os riscos e incertezas residuais.
Transferência de risco regulamentar cat. A -> cat. B	500	-500		Os resíduos conformes com as CTC da cat. A podem ser transferidos como resíduos da cat. A para o Estado belga, para serem eliminados numa instalação de armazenamento da cat. A. No entanto, o prémio de risco da cat. A contém um componente para cobrir o risco de uma parte destes resíduos não estar em conformidade com os critérios de aceitação da cat. A e ter de ser eliminada na instalação de evacuação geológica. É acompanhada do montante do prémio de risco para a «Aceitabilidade dos resíduos de cat. A».
Instalação de armazenamento de combustível irradiado (cenário a seco em vez do edifício DE)			-367	Para reduzir o risco de transferência de combustível irradiado para o Estado belga nas instalações em fim de vida, a Electrabel tem de substituir o «edifício DE» (ou seja, a instalação de armazenamento de combustível irradiado em Tihange) e transferir os resíduos na forma estável. A provisão correspondente para a substituição do edifício DE, incluindo as provisões para a sua exploração até 2050 e a sua posterior desativação, pode, por conseguinte, ser excluída da transferência para o Estado belga.
Edifício de armazenamento de resíduos de categoria B		-100		O edifício de armazenamento TSC foi excluído do limite máximo para resíduos devido a incertezas quanto aos seus requisitos de conceção. Os custos deste edifício ainda não estavam incluídos nas provisões nucleares de 2022.
Derrapagens de custos combinadas e cenário alternativo de 600 m (resíduos de cat. B e cat. C)				A estimativa do ONDRAF/NIRAS sobre os riscos associados a um cenário alternativo de 600 m baseou-se no parecer dos peritos [x1,21] e não num modelo probabilístico. Por conseguinte, o Estado belga utilizou o parecer dos peritos para ter em conta tanto a probabilidade do percentil 70 («P70») como as derrapagens de custos associadas ao cenário alternativo de 600 m para o qual não estava disponível um cálculo P70, a fim de determinar um cenário de custos P70 e descontá-lo a 3 % (reconhecendo que o cenário de 400 m foi aprovado pelo ONDRAF/NIRAS e pela CPN/CNV, que as distribuições da probabilidade de custos do cenário alternativo de 600 m são desconhecidas e que este cenário foi considerado «improvável» por ambas as instituições. Tal conduziu a uma estimativa do limite superior e do limite inferior do prémio de risco. Este montante inclui uma provisão de 10 % para I&D.
Limite inferior		4100		
Limite superior		4200		
Prémio de risco total				
Limite inferior		**5033**		
Limite superior		**5133**		

Fonte: resposta das autoridades belgas ao pedido de informações da Comissão de 1 de outubro de 2024.

([101]) NIRAS/ONDRAF, nota técnica (confidencial) de março de 2023, *«Note technique documentant une analyse des incertitudes et des risques associés au transfert de la responsabilité financière de la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des sept centrales nucléaires belges d'Engie à l'État belge»*.

(197) A Bélgica alega que o parecer do ONDRAF/NIRAS na sua nota técnica fornece um catálogo de riscos associados à transferência de responsabilidades nucleares para o Estado belga, que foram acrescentados, com o apoio de peritos do ONDRAF/NIRAS, ao dossiê de provisões de 2022 para estimar qual é o prémio de risco mínimo necessário para cobrir todos os riscos conhecidos. Por conseguinte, a Bélgica argumenta que o prémio de risco previsto no acordo sobre o limite máximo para resíduos se destina a cobrir todos os riscos «improváveis» identificados na nota do ONDRAF/NIRAS e os riscos adicionais identificados durante a negociação em resultado de interações com a Electrabel e de pareceres de peritos. Por último, a Bélgica recorda que esses peritos do ONDRAF/NIRAS participaram nas negociações do acordo sobre o limite máximo para resíduos para ajudar o Governo belga a tomar em consideração as recomendações formuladas na sua nota técnica de março de 2023.

3.3.2.4. Responsabilidades em matéria de desativação e desmantelamento

(198) Tal como referido no considerando 163 da decisão de início do procedimento, ao contrário do que sucede com as responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e combustível nuclear irradiado, o operador nuclear continua a ser o único responsável pela desativação e desmantelamento de todo o parque nuclear (com um contributo financeiro das empresas contribuintes para os custos de desativação e desmantelamento). Por conseguinte, as responsabilidades de desativação e desmantelamento são «não limitadas».

(199) No entanto, no âmbito da transação, o Estado belga assumiu a responsabilidade financeira pelas «responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP» ou pelas «assinergias de desativação». As duas principais categorias consideradas são os aumentos dos custos da fase pós-operacional (custos operacionais e de projeto, «POP») e dos custos de desativação e desmantelamento («D&D») causados pelo projeto OLP (custos operacionais, de projeto e de investimento). Nas notas de rodapé 85 e 86 da decisão de início do procedimento foram apresentados exemplos concretos destas assinergias de desativação. O montante final das «assinergias de desativação» é o resultado da avaliação do impacto do projeto OLP e não cobre quaisquer custos de funcionamento relacionados com a gestão corrente ou as atividades habituais. O montante final das «assinergias de desativação» é o resultado da avaliação do impacto do projeto OLP nas diferentes subcategorias de custos, uma vez que a mudança da desativação de dois reatores afeta o planeamento, a organização, o calendário e a necessidade de determinados investimentos num dado momento ([102]). Nem a BE-NUC nem o Estado belga suportam qualquer outra responsabilidade pela desativação.

(200) Tal como explicado no considerando 168 da decisão de início do procedimento, uma vez que existia um desacordo entre a Electrabel e o Estado belga quanto à dimensão do montante das assinergias de desativação, a CPN/CNV foi incumbida de tomar a decisão e o montante final ainda não era conhecido no momento da decisão de início do procedimento. Em 24 de junho de 2024, a CPN/CNV aprovou o montante de [100-500] milhões de EUR (em termos nominais) e, em 16 de outubro de 2024, a CPN/CNV notificou a Bélgica e a Engie de que o montante final a pagar ascendia a [100-500] milhões de EUR no final de 2024 ([103]). O montante das assinergias de desativação a pagar pelo Governo belga é um montante fixo que não pode ser aumentado caso os custos adicionais sejam superiores ao previsto; no entanto, se o projeto OLP não prosseguir como previsto, o Estado belga será reembolsado.

(201) A Bélgica alega que o acordo sobre os resíduos também prevê um vasto pacote de segurança para garantir que as «responsabilidades nucleares não limitadas» são suportadas por um operador nuclear economicamente viável:

a) O aumento das responsabilidades de desativação (tanto para as unidades OLP como para as unidades não OLP) resultantes do projeto OLP, pelas quais o Estado belga continua a ser responsável, é um pagamento final de montante fixo, que garante que todos os riscos de desativação e desmantelamento continuam a ser da responsabilidade do operador nuclear (ver considerando 200).

b) As responsabilidades nucleares não limitadas continuam sujeitas a um controlo prudencial por parte da CPN/CNV, tal como antes do acordo sobre os resíduos (ou seja, revisão trienal dos custos de desativação, investimentos, etc.).

([102]) A Bélgica alega que o impacto do projeto OLP no programa de desativação existente pode ser negativo (assinergia) ou positivo (sinergia). O montante global foi calculado como negativo (assinergia), embora também tenham sido considerados impactos positivos.

([103]) Se o encerramento da transação ocorrer numa data posterior a 31 de dezembro de 2024, o montante será aumentado em [0-0,500] milhões de EUR por mês, a fim de ter em conta o aumento correspondente de [0-5] % numa base anual.

c) São tomadas, nomeadamente, as seguintes medidas para garantir a viabilidade económica do operador nuclear:

— um perímetro garantido dos ativos que permanecem na Electrabel (ver considerando 181),

— limiares reduzidos das decisões sobre o capital que estão sujeitas à aprovação da CPN/CNV (ver considerando 175 da decisão de início do procedimento),

— condições aplicáveis aos empréstimos intragrupo,

— garantia da empresa-mãe («GEM») (ver considerandos 57 e 174 da decisão de início do procedimento), e

— reforço das obrigações de comunicação de informações.

3.3.2.5. Impacto do acordo sobre os resíduos nas medidas financeiras da componente 1

(202) A Bélgica alega que o acordo sobre os resíduos pode ser apreciado separadamente das outras partes da medida.

(203) Em primeiro lugar, a Bélgica alega que o acordo sobre os resíduos diz respeito não só às unidades OLP, mas aos sete reatores nucleares na Bélgica. As provisões nucleares em que se baseiam os montantes limitados têm em conta todas as provisões nucleares a constituir até às datas de paragem legal iniciais dos sete reatores nucleares (ver Quadro 1).

(204) Em segundo lugar, tal como mencionado no considerando 170 da decisão de início do procedimento, os custos relacionados com os resíduos operacionais e o combustível irradiado produzidos pelas unidades OLP durante o período da OLP serão pagos pelos coproprietários das unidades OLP (BE-NUC e Luminus), o que inclui os custos para tornar os resíduos operacionais conformes com os CTC e uma taxa de ajustamento dos volumes para esses volumes adicionais. A Electrabel e as empresas contribuintes estabelecerão disposições relativas aos resíduos operacionais radioativos em conformidade com as regras contabilísticas aplicáveis. Estes custos adicionais estão refletidos no modelo financeiro de assinatura em que se baseiam as medidas de apoio financeiro da componente 1 do projeto OLP, sendo, por conseguinte, tidos em conta no que respeita à calibração das submedidas da componente 1.

(205) Em terceiro lugar, o operador nuclear continua a ser responsável pela desativação e desmantelamento dos sete reatores nucleares na Bélgica. Estes custos não estão refletidos no acordo sobre os resíduos nem no modelo financeiro de assinatura. Existe uma exceção relacionada com o aumento das responsabilidades de desativação (tanto para as unidades OLP como para as unidades não OLP) resultantes do projeto OLP, para o qual foi estabelecido e aprovado pela CPN/CNV um montante fixo, que será pago uma única vez pelas autoridades belgas. O montante destas assinergias foi tido em conta no modelo financeiro de assinatura.

3.3.3. *Componente 3: proteções jurídicas*

(206) Tal como referido na secção 3.5 da decisão de início do procedimento, o acordo entre o Estado belga e a Engie inclui igualmente disposições em matéria de proteções jurídicas, definindo a partilha de riscos em caso de determinadas alterações legislativas futuras. O capítulo 4 da Lei Phoenix constitui a base jurídica para proteger a Engie relativamente a certas alterações legislativas. No entanto, a relação entre as partes em matéria de indemnizações por essas alterações legislativas será regida exclusivamente pelas disposições do acordo de execução.

(207) Estas disposições celebradas com a Engie e a Electrabel preveem que, se o Governo Federal belga ou o Parlamento Federal belga adotarem novos regulamentos especificamente relativos aos operadores nucleares na Bélgica ou às atividades nucleares da Electrabel, que tenham um impacto negativo nas condições materiais da transação, o Estado belga indemnizará a Engie (ou uma das sociedades do grupo Engie afetadas) pelos prejuízos diretos efetivamente sofridos em consequência desse facto. Tal inclui igualmente os pagamentos que a Engie tem de efetuar à Luminus no contexto desta indemnização. Em conformidade com o direito belga, o requerente deve provar o seu pedido e o montante da indemnização será determinado por um tribunal ou mediante um processo de arbitragem. Os tribunais belgas são competentes, mas existe uma opção de arbitragem recíproca ao abrigo das regras da CNUDCI.

(208) Esta disposição não se aplica se a alteração jurídica resultar da transposição do direito europeu ou internacional, a menos que o Governo Federal belga ou o Parlamento Federal belga tenham induzido ou promovido ativamente a existência e o conteúdo dessa legislação a outro nível (internacional, supranacional, europeu, regional, municipal, etc.) ou tenha induzido ou promovido ativamente uma decisão judicial.

(209) Tal como referido no considerando 180 da decisão de início do procedimento, a Bélgica alega que a prática decisória da Comissão sugere que a proteção contra alterações legislativas pode constituir um auxílio estatal. A Bélgica remete, a este respeito, para a decisão da Comissão relativa ao prolongamento da vida útil de três outros reatores nucleares na Bélgica, na qual a Comissão examinou as cláusulas de indemnização contidas nos acordos celebrados entre o Estado belga e os proprietários de centrais nucleares. Consequentemente, a Bélgica conclui que o acordo de proteção jurídica entre o Estado belga e a Engie poderia implicar a concessão de uma vantagem económica seletiva à Engie.

3.3.4. *Opções de financiamento alternativas*

(210) A Bélgica alega que o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares exige um pacote de apoio específico, devido à situação económica e ao perfil de risco específicos da energia nuclear.

(211) Tal como referido no considerando 22 da decisão de início do procedimento, a Electrabel não constituiu quaisquer provisões para a OLP, uma vez que, até março de 2022, se previa que todos os ativos nucleares belgas encerrariam até 2025, o mais tardar, em conformidade com a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear. Na sequência da decisão sobre o prolongamento da vida útil do Doel 4 e do Tihange 3, tornou-se urgente renovar as unidades OLP. Tendo em conta o calendário apertado e o aumento dos custos do combustível e de outros componentes necessários nos últimos anos, as incertezas quanto aos custos de investimento do projeto OLP são consideráveis.

(212) As autoridades belgas examinaram mecanismos de apoio alternativos, tais como a participação da tecnologia nuclear no mecanismo de capacidade belga, um prémio fixo de aquisição, um CD unilateral ou um modelo BAR.

(213) Segundo as autoridades belgas, dadas as deficiências do mercado mencionadas na secção 3.1, essas alternativas foram consideradas menos adequadas para apoiar o projeto OLP, pelas seguintes razões:

a) A participação no MC não permite responder adequadamente ao potencial défice de financiamento e ao perfil de risco específico das unidades OLP, uma vez que: i) o MC consiste num processo concorrencial com leilões anuais, que têm, por definição, um resultado incerto para os participantes, o que é incompatível com a opção da Bélgica de integrar a energia nuclear no seu cabaz energético, ii) a remuneração através dos leilões do MC é incompatível com o calendário do prolongamento da vida útil, em que os investimentos têm de começar o mais rapidamente possível para que as unidades OLP estejam novamente disponíveis até novembro de 2025, e iii) o MC apenas resolve o défice de financiamento do projeto de investimento, sem abordar os riscos específicos a que o operador nuclear está exposto.

b) Um prémio fixo de aquisição pagaria o mesmo montante por cada unidade de eletricidade (independentemente do nível dos preços grossistas), o que conduziria a uma potencial sobrecompensação ou subcompensação e imporia ao operador um risco residual de mercado excessivo.

c) Um CD unilateral não exigiria que os produtores reembolsassem as receitas de mercado para além do preço de exercício, o que permitiria uma eventual sobrecompensação.

d) Um modelo BAR para unidades nucleares é mais adequado para novos investimentos na capacidade nuclear, a fim de reduzir os riscos associados ao período de construção e às elevadas despesas de capital.

(214) A Bélgica alega que o CD bilateral, em combinação com as outras submedidas do pacote de apoio, proporciona o apoio necessário a um custo inferior para os consumidores em comparação com os mecanismos alternativos de apoio à remuneração.

3.4. **Beneficiários**

(215) Tal como referido no considerando 181 da decisão de início do procedimento, os beneficiários finais da medida notificada são: i) a Engie, enquanto empresa-mãe da Electrabel, que é o único operador e coproprietário das unidades OLP (89,807 %) e enquanto parte direta no acordo de execução celebrado com o Governo belga, e ii) a EDF S.A. («EDF»), enquanto empresa-mãe em última instância da Luminus, que é coproprietária das unidades OLP (10,193 %) e parte das sociedades contribuintes e, enquanto empresa-mãe da EDF Bélgica, como parte das empresas contribuintes. Durante a investigação formal, a Comissão não identificou quaisquer motivos que justifiquem a alteração do seu parecer relativamente aos principais beneficiários.

(216) No entanto, a Comissão concorda com o ponto de vista da Bélgica quanto à identificação dos beneficiários da componente 1 da medida. Em especial, nas suas observações sobre a decisão de início do procedimento, a Bélgica argumentou que a BE-NUC (a JV entre o Estado belga e a Electrabel) e a Luminus, e não a Electrabel e a Luminus, são os beneficiários diretos do CD, dos empréstimos SDC, do MOCP e do MFM. A Electrabel, enquanto acionista da BE-NUC e atual coproprietária das unidades OLP, também pode ser considerada um beneficiário importante destas submedidas da componente 1. No que diz respeito às outras submedidas da componente 1, que apoiam a exploração e a manutenção das unidades OLP, a Electrabel é um beneficiário direto enquanto operador nuclear e acionista da BE-NUC com o Estado belga, enquanto a Luminus é um beneficiário indireto enquanto coproprietária das unidades OLP. Nos termos dos pontos 115 e 116 da Comunicação da Comissão sobre a noção de auxílio, também pode ser conferida uma vantagem a uma empresa que não aquela para a qual foram diretamente transferidos recursos estatais (vantagem indireta). A Luminus beneficia da combinação de submedidas ao abrigo da componente 1 através da redução dos riscos operacionais e de insolvência que proporciona ao projeto OLP, sem estar diretamente envolvida nestas submedidas. Por conseguinte, pode considerar-se que a Luminus obtém uma vantagem indireta destas submedidas. Esta vantagem indireta não se aplica ao AGSE, uma vez que a Luminus é proprietária da sua quota de eletricidade produzida pelas unidades OLP e irá gerir a venda da eletricidade de forma independente, nem ao ASA a celebrar entre a Electrabel e a BE-NUC.

(217) No que diz respeito à componente 2 da medida notificada, a transferência das responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado e o acordo sobre as responsabilidades de desativação beneficiam o operador nuclear, a Electrabel, bem como a Luminus e a EDF Belgium, na sua qualidade de empresas contribuintes, que são, juntamente com o operador nuclear, financeiramente responsáveis pelos resíduos nucleares e pelas responsabilidades de desativação.

(218) No que diz respeito à componente 3 da medida notificada, as proteções jurídicas preveem que as medidas unilaterais adotadas pelo Estado belga que afetem ou se apliquem especificamente aos operadores das unidades nucleares na Bélgica e que alterem as condições materiais da transação dariam origem a um direito a indemnização. Por conseguinte, os beneficiários diretos são a Engie, enquanto empresa-mãe da Electrabel, o operador (e coproprietário) dos reatores nucleares na Bélgica, e a BE-NUC. À semelhança de algumas das submedidas ao abrigo da componente 1, embora a Luminus não esteja diretamente envolvida nas medidas de proteção jurídica da componente 3, é conferida uma vantagem indireta à Luminus, que também será indemnizada em caso de alterações jurídicas que afetem o projeto OLP (ver secção 3.3.3). Por conseguinte, a Luminus é um beneficiário indireto da componente 3 da medida.

3.5. **Base jurídica e transparência**

(219) Tal como explicado na secção 3.7 da decisão de início do procedimento, o projeto OLP exige uma série de alterações legislativas, resumidas na presente secção.

3.5.1. *Alteração da Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear*

(220) A Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear organiza, desde 2003, a eliminação progressiva da produção de eletricidade através da energia nuclear na Bélgica e já foi alterada três vezes para permitir o prolongamento da vida útil do Tihange 1, do Doel 1 e do Doel 2.

(221) O prolongamento de 10 anos da vida útil do Doel 4 e do Tihange 3 exige uma nova alteração da Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear. As alterações foram aplicadas pela «Lei que altera a Lei sobre a eliminação progressiva da energia nuclear», aprovada pelo Parlamento em sessão plenária em 18 de abril de 2024, assinada pelo Rei em 26 de abril de 2024, e publicada no Jornal Oficial da Bélgica em 5 de junho de 2024.

(222) Em conformidade com a Diretiva 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho ([104]), a Diretiva 92/43/CEE do Conselho ([105]) e a Diretiva 2009/147/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ([106]), a Bélgica alega que é necessária e foi efetuada uma avaliação de impacto ambiental com consultas transfronteiriças ([107]).

3.5.2. *«Lei Phoenix»*

(223) Os diferentes elementos do projeto OLP são aplicados através de um ato legislativo separado, a «Lei destinada a garantir a segurança do aprovisionamento no setor da energia e a reformar o setor da energia nuclear», também designada por «Lei Phoenix». A descrição pormenorizada dos diferentes capítulos da Lei Phoenix foi apresentada no considerando 191 da decisão de início do procedimento. A Lei Phoenix foi aprovada pelo Parlamento em sessão plenária em 18 de abril de 2024 e assinada pelo Rei em 26 de abril de 2024. Foi publicada no Jornal Oficial da Bélgica em 5 de junho de 2024.

3.5.3. *Leis sobre a estrutura de governo belga*

(224) Tal como referido no considerando 193 da decisão de início do procedimento, o Estado belga criou duas novas entidades públicas que assumirão determinadas responsabilidades em relação ao projeto OLP:

a) «BE-WATT»: um serviço autónomo com independência contabilística, constituído através da «Lei BE-WATT», que se tornará o acionista do Governo belga na BE-NUC e a contraparte no AR; e

b) «Hedera»: uma nova instituição pública *sui generis* com personalidade jurídica, constituída pela «Lei Hedera», que assume as responsabilidades financeiras em matéria de resíduos nucleares transferidos e combustível irradiado e gere os montantes limitados.

(225) A Lei BE-WATT e a Lei Hedera foram aprovadas pelo Parlamento em sessão plenária em 18 de abril de 2024 e assinadas pelo Rei em 26 de abril de 2024. Foram publicadas no Jornal Oficial da Bélgica em 5 de junho de 2024.

3.5.4. *Decretos reais*

(226) Em primeiro lugar, o decreto real relativo às autorizações regula a autorização das instalações que acondicionam os resíduos nucleares. Este decreto real foi alterado para permitir a autorização de instalações de acondicionamento que acondicionam os resíduos nucleares em conformidade com os critérios de transferência contratuais. Será introduzida uma categoria separada para as autorizações de instalações de acondicionamento que procedem ao mesmo em conformidade com os critérios de transferência contratuais. Foi adotado em 11 de julho de 2024 e publicado no Jornal Oficial da Bélgica em 15 de julho de 2024.

(227) Em segundo lugar, o decreto real relativo aos critérios de transferência contratuais determina os critérios de transferência contratuais e a categorização das embalagens de resíduos, bem como a forma como consomem o crédito de volume. Foi adotado em 11 de julho de 2024 e publicado no Jornal Oficial da Bélgica em 15 de julho de 2024.

3.6. **Orçamento e financiamento**

(228) A Bélgica financiará a totalidade das necessidades de financiamento do projeto OLP através do orçamento geral do Estado, incluindo os potenciais reembolsos do CD bilateral.

([104]) Diretiva 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente (JO L 26 de 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Diretiva 92/43/CEE do Conselho, de 21 de maio de 1992, relativa à preservação dos habitats naturais e da fauna e da flora selvagens (JO L 206 de 22.7.1992, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Diretiva 2009/147/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de novembro de 2009, relativa à conservação das aves selvagens (JO L 20 de 26.1.2010, p. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Para mais informações sobre estas notificações transfronteiriças dirigidas a outros Estados-Membros da UE em conformidade com o artigo 7.º da Diretiva AIA (incluindo todas as reações recebidas), ver a página específica do SPF Economia.

(229) Tal como referido no considerando 200 da decisão de início do procedimento, a Bélgica estima que as CAPEX do projeto OLP ascendem a [2-2,5] mil milhões de EUR e que os custos de funcionamento totais ao longo da vida útil sejam de [7 000-8 000] milhões de EUR.

(230) Verifica-se um duplo impacto líquido no orçamento do Estado belga: em primeiro lugar, através da contribuição de capital de 24,7 milhões de EUR para a JV e, em segundo lugar, através do custo líquido das medidas a pagar pela contraparte no AR. A Bélgica alega que as despesas orçamentais previstas dependem não só das projeções de custos, mas também das projeções dos preços/receitas do mercado da energia, uma vez que o projeto OLP será financiado por uma combinação de receitas de mercado, pagamentos de diferenciais do CD, pagamentos mínimos de despesas operacionais e de capital e empréstimos SDC.

(231) No âmbito da projeção do cenário de base do modelo financeiro de assinatura, ao longo do ciclo de vida do projeto, a contraparte no AR receberá um montante nominal líquido total de [0-500] milhões de EUR.

(232) No entanto, se os preços da eletricidade evoluíssem de acordo com uma projeção mais baixa, o custo da medida para o Governo belga aumentaria [4 000-4 500] milhões de EUR devido a pagamentos mais elevados do CD. No caso de um acontecimento imprevisto em que ambas as centrais nucleares não estivessem disponíveis, a contraparte no AR ficaria igualmente exposta à concessão de um apoio adicional de [500-1 000] milhões de EUR por ano de indisponibilidade. Num cenário negativo de baixos preços da eletricidade e de um evento de indisponibilidade de 12 meses, a contraparte no AR teria de fornecer um montante líquido total (nominal) de [4 000-4 500] milhões de EUR ao longo do ciclo de vida do projeto, ou seja, o orçamento da medida seria de cerca de [40-50] % do total das despesas operacionais e de capital.

3.7. **Cumulação**

(233) A Bélgica confirma que a medida não pode ser cumulada com outros auxílios recebidos para cobrir os mesmos custos a suportar no âmbito do projeto OLP. A Bélgica alega que não estão previstos outros fundos para além do orçamento de Estado para o financiamento do projeto OLP e confirma que não estarão envolvidos fundos da União.

3.8. **Motivos para dar início ao procedimento formal de investigação**

(234) A Comissão adotou a decisão de início do procedimento em 22 de julho de 2024. A Comissão concluiu, a título preliminar, que a medida constitui um auxílio estatal e levantou dúvidas quanto à sua compatibilidade com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE. Na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas quanto à necessidade, adequação e proporcionalidade do auxílio, quanto à não violação do direito da União e quanto à eventual existência de distorções indevidas da concorrência e das trocas comerciais.

(235) Em primeiro lugar, no que respeita à necessidade do auxílio, a Comissão levantou dúvidas quanto às medidas de apoio financeiro da componente 1. Embora a Comissão reconheça que poderá ser necessário que o operador nuclear e os proprietários dos reatores nucleares tenham uma fonte estável de receitas, dadas as incertezas relacionadas com o futuro preço do mercado da eletricidade, a Comissão questionou se as medidas de apoio financeiro adicionais ao CD bilateral são todas necessárias. Em especial, a Comissão tinha dúvidas quanto à criação de uma JV de que o Governo belga seria acionista, quanto ao pagamento mínimo de despesas operacionais e de capital e quanto aos empréstimos SDC.

(236) Em segundo lugar, no que respeita à adequação do auxílio, a Comissão voltou a levantar dúvidas quanto às medidas de apoio financeiro da componente 1. A Comissão pretendia investigar mais aprofundadamente a conceção do CD bilateral proposto pela Bélgica, uma vez que parecia não conter incentivos adequados para reagir às circunstâncias do mercado e programar a manutenção da forma mais eficiente (incluindo a utilização do preço do MDS como preço de mercado de referência na conceção do CD). Além disso, a Comissão questionou se a combinação de medidas de remuneração não isenta os beneficiários de uma parte demasiado elevada dos riscos de mercado e operacionais.

(237) Em terceiro lugar, no que diz respeito à proporcionalidade do auxílio, a Comissão levantou dúvidas quanto à proporcionalidade de várias medidas de remuneração financeira (incluindo os empréstimos SDC e o MOCP). A Comissão considerou que essas medidas são combinadas com um CD e deverão atingir, por defeito, a taxa de rendibilidade alvo de 7 %, que só pode ser avaliada em relação às próprias medidas e à redução dos riscos que proporcionam. Por conseguinte, a Comissão considerou que não podia avaliar — no momento da decisão de início do procedimento — a proporcionalidade desta taxa de rendibilidade alvo *in abstrato* e concluiu que a avaliação da proporcionalidade só pode ser efetuada após a avaliação da adequação das medidas. Além disso, a Comissão tinha dúvidas quanto ao estabelecimento do montante do pagamento fixo de 15 mil milhões de EUR para a transferência das responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado (em especial sobre a taxa de desconto utilizada e o montante do prémio de risco), bem como sobre o montante das responsabilidades adicionais em matéria de desativação resultantes do projeto OLP (que ainda não era conhecido aquando da decisão de início do procedimento).

(238) Por último, a Comissão questionou se uma conceção inadequada do CD e a cumulação de todas as medidas de apoio financeiro não poderiam conduzir a distorções indevidas do mercado. Além disso, a Comissão necessitava de mais garantias quanto à identidade e independência da entidade que vende a produção das unidades OLP no mercado ao abrigo do AGSE.

4. **POSIÇÃO DA BÉLGICA**

(239) A Bélgica enviou a sua resposta à decisão de início do procedimento em 22 de agosto de 2024. As observações da Bélgica apresentaram análises independentes adicionais elaboradas pela Compass Lexecon sobre a conceção do CD, os empréstimos SDC e o MOCP (fornecidas em 22 de agosto), bem como sobre o limite máximo para resíduos (fornecida em 30 de agosto de 2024), em resposta às dúvidas da Comissão suscitadas na decisão de início do procedimento quanto à necessidade, adequação e proporcionalidade do pacote de medidas de apoio financeiro (componente 1 da medida de auxílio), à proporcionalidade do acordo sobre os resíduos (componente 2 da medida de auxílio), à conformidade da conceção do CD com o direito da União e a potenciais distorções indevidas da concorrência e das trocas comerciais.

(240) A resposta da Bélgica à decisão de início do procedimento analisa a medida inicial (projeto OLP), tal como descrita na decisão de início do procedimento. A medida atual inclui alterações (introduzidas para responder às dúvidas suscitadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento) em comparação com a medida inicial e é descrita em pormenor na secção 3 da presente decisão.

(241) Os argumentos apresentados pela Bélgica são descritos de forma mais pormenorizada a seguir.

4.1. **Posição da Bélgica sobre o pacote de medidas financeiras (componente 1)**

4.1.1. *Adequação da conceção do CD*

(242) A Bélgica concordou com a Comissão que a promoção de incentivos conformes com o mercado e a minimização de potenciais distorções indevidas são fundamentais para a conceção dos mecanismos de apoio.

(243) Segundo a Bélgica, apoiada por uma análise económica adicional independente elaborada pela Compass Lexecon ([108]), os condicionalismos técnicos, regulamentares e económicos das unidades OLP (ver também a secção 2.1) influenciam a viabilidade e a adequação da conceção do CD. A Bélgica argumentou, nomeadamente, que a concessão de incentivos económicos para que o operador nuclear reaja às circunstâncias do mercado em situações em que a capacidade de resposta é limitada pode resultar numa repartição inadequada dos riscos e aumentar a incerteza das receitas futuras sem qualquer possibilidade de atenuação. Por conseguinte, riscos mais elevados para o beneficiário que não possam ser atenuados por taxas operacionais podem traduzir-se numa deterioração do perfil de risco e compensação para o investimento e num desequilíbrio económico do regime (por exemplo, exigindo uma TIR alvo mais elevada). Por conseguinte, importa contrabalançar o correspondente impacto esperado nos custos de apoio com os custos para a contraparte no AR decorrentes da assunção direta desse risco.

([108]) Compass Lexecon, Nota sobre a conceção do CD, 22 de agosto de 2024.

(244) A Bélgica alega ainda que a operação comercial das unidades OLP e as decisões de licitação correspondentes constituem o parâmetro de referência económico para uma conceção do CD que apoia um comportamento conforme com o mercado.

(245) No caso em apreço, a Bélgica recorda que várias restrições técnicas e operacionais limitam fortemente a margem de manobra para a alteração do calendário de manutenção e para a modulação e, por conseguinte, o potencial de criação de valor associado ao aumento dos incentivos económicos:

a) As unidades OLP enfrentam restrições operacionais destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento nos períodos de inverno, bem como requisitos técnicos e jurídicos para (re)programar as interrupções.

b) A conceção técnica das unidades OLP é otimizada para o seu funcionamento como instalações de carga de base, o que tem implicações significativas para a regulamentação da segurança e limita as capacidades de modulação (por exemplo, um máximo de 30 modulações por ciclo de combustível, com risco potencial de paragem automática).

c) Os condicionalismos de funcionamento e modulação e os riscos associados traduzem-se em custos de oportunidade para o operador nuclear (por exemplo, risco de perda de receitas em caso de encerramento automático, perda de oportunidades de modulação devido ao cumprimento do limite máximo de modulação antes do final do ciclo).

(246) A Bélgica argumentou que, tendo em conta os condicionalismos de funcionamento e segurança das unidades OLP, algumas alternativas para a conceção do CD abaixo descritas não repartiriam os riscos nem incentivariam um comportamento conforme com o mercado de forma mais eficiente do que a conceção proposta. Em especial, a Bélgica alegou que, em alguns casos, a utilização de preços de referência a longo prazo e de uma quantidade de referência pode promover decisões de despacho/operacionais eficientes, uma vez que dissocia os pagamentos do CD do preço efetivo de mercado. No entanto, tal pode não ser adequado no caso em apreço, tendo em conta os condicionalismos operacionais das unidades OLP e o padrão de disponibilidade único no período dos trabalhos OLP, tal como explicado a seguir:

a) Em primeiro lugar, a utilização do preço dos produtos a longo prazo como PMR alternativo (por exemplo, futuros, médias anuais DS) em vez do preço do MDS não tem em conta o padrão de disponibilidade único no período dos trabalhos OLP, uma vez que pode implicar um risco significativo de desfasamento entre o preço de referência e os preços efetivos que não seria eficazmente coberto ou gerido pela BE-NUC através de taxas operacionais (ver considerando 98). No entanto, diferentes contextos e condicionalismos operacionais podem justificar um PMR alternativo.

b) Em segundo lugar, o cálculo do montante da remuneração com base numa quantidade de referência e não na produção efetiva pode introduzir riscos de mercado adicionais que não seriam eficazmente cobertos ou geridos pela BE-NUC. Mais uma vez, a utilização de quantidades de referência pode ser adequada em diferentes contextos e perante diferentes condicionalismos tecnológicos e operacionais.

c) Ao mesmo tempo, tal como explicado anteriormente nos considerandos 11 e 12, devido aos rigorosos condicionalismos operacionais e de modulação aplicáveis às unidades OLP, o potencial incremental de criação de valor associado ao aumento dos incentivos de mercado decorrentes de alternativas de conceção do CD seria limitado em comparação com a conceção do CD escolhida (ver *infra*).

(247) Segundo a Bélgica, a conceção do CD escolhida em combinação com as suas disposições específicas (o ARPM e o regime de modulação) visava equilibrar a exposição ao risco de mercado com incentivos ao funcionamento para apoiar o investimento e a eficiência de mercado a curto prazo. Incentiva respostas atempadas aos sinais do mercado sem introduzir uma complexidade desnecessária e é coerente com os condicionalismos técnicos e regulamentares das unidades OLP. A Bélgica mencionou, a este respeito:

a) O ARPM, que proporciona um incentivo adequado para a produção em períodos de preços de mercado elevados, dada a margem de manobra (limitada) disponível para ajustar os calendários de manutenção; e

b) O regime de modulação que foi concebido para responder, na prática, aos condicionalismos técnicos e regulamentares das unidades OLP e às suas operações baseadas no mercado. O limiar fixo de modulação destinava-se a equilibrar os benefícios potenciais da modulação com os custos de oportunidade associados com base num mecanismo simples.

(248) Pelas razões acima expostas, a Bélgica concluiu que as preocupações da Comissão quanto à adequação da conceção do CD expressas na decisão de início do procedimento eram infundadas.

(249) No entanto, durante a investigação formal, a Bélgica decidiu alterar a conceção do CD e o mecanismo ARPM, com vista a reforçar os incentivos em conformidade com o mercado e a ter em conta a evolução do mercado.

a) Em primeiro lugar, a Bélgica decidiu alterar a conceção do CD, ao conceder ao parceiro do AGSE o poder de decisão no que respeita às modulações económicas (eliminando assim o regime de modulação na conceção inicial) e ao substituir a remuneração fixa do parceiro do AGSE por uma combinação de uma taxa fixa e variável, proporcionando assim incentivos para a modulação dinâmica, tendo simultaneamente em conta a evolução do mercado e os condicionalismos técnicos (e os potenciais riscos de encerramento automático) das unidades OLP. Para uma descrição pormenorizada da fórmula de remuneração alterada, ver secção 3.3.1.5.2.

b) Em segundo lugar, a Bélgica intensificou o mecanismo ARPM, de modo que a TIR esperada e realizada acompanhe mais de perto as condições evolutivas do mercado. Para uma descrição pormenorizada desta alteração, ver secção 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Estrutura da EC*

(250) A Electrabel e o Estado belga preveem a criação de uma *joint venture* 50/50, que deterá os ativos relevantes para permitir a continuação do funcionamento das unidades OLP.

(251) A Bélgica alegou que esta abordagem permite ao Estado belga cocontrolar a empresa do projeto, uma vez que os dois acionistas participam na JV nas mesmas condições e, enquanto acionistas, com o mesmo nível de risco (correspondente ao risco e financiamento regulares dos acionistas) e compensação (em especial, dividendos). Permite igualmente ao Estado belga manter um certo grau de propriedade sobre as infraestruturas críticas.

4.1.3. *MOCP e empréstimos SDC*

(252) A Bélgica explicou que, se as receitas da BE-NUC não forem suficientes para cobrir os custos necessários para o funcionamento das unidades OLP (os custos do acordo E&M e outras CAPEX de funcionamento, combustível e manutenção), o Estado belga, enquanto contraparte no AR, é obrigado a efetuar um pagamento compensatório à BE-NUC (e à Luminus). A BE-NUC deve, a este respeito, apresentar um relatório anual de conciliação. Este pagamento mínimo de despesas operacionais destina-se a assegurar uma liquidez suficiente para fazer face a estes custos, a fim de salvaguardar a viabilidade e a solvência a longo prazo da BE-NUC. Além disso, a contraparte no AR fornecerá um pagamento de capital, que consiste numa proteção de 50 % dos custos do capital investido em relação aos custos de capital amortizados do prolongamento da vida útil das unidades OLP. Os pagamentos mínimos de despesas operacionais e de capital são referidos como MOCP e são aplicáveis a partir da data de reinício da OLP.

(253) A Bélgica explicou que disponibilizará igualmente facilidades de levantamento tanto à BE-NUC como à Luminus a partir de 1 de julho de 2025, a fim de financiar os custos de exploração e manutenção incorridos durante determinados períodos de paragem nos termos da cláusula 3.2, ponto A («Obtenção de empréstimos SDC»), do AR. Concretamente, o Estado belga concederá empréstimos SDC a uma taxa de juro limitada, reembolsáveis de acordo com um calendário de reembolso especificado, em vez de capital adicional, à BE-NUC e à Luminus, a financiar em duas parcelas:

a) Os custos durante a paragem das centrais nucleares (1 de julho de 2025 para o Doel 4 e 1 de setembro de 2025 para o Tihange 3) e até à data de reinício da OLP; e

b) Os custos durante os trabalhos OLP programadas no período compreendido entre a data de reinício da OLP e 31 de dezembro de 2028 (para evitar dúvidas, quaisquer perdas adicionais causadas por interrupções não programadas devem ser cobertas pelo MOCP).

(254) A Bélgica explicou que o MOCP responde aos riscos de elevado impacto que resultam em perdas durante a fase de exploração. Juntamente com os empréstimos SDC durante a fase anterior ao reinício, estas medidas são essenciais para assegurar que o projeto gera fluxos de caixa suficientes para pagar ao operador nuclear e manter a viabilidade operacional a longo prazo. A Bélgica argumenta que, sem estas medidas, a central nuclear poderia ser objeto de falência em caso de interrupções prolongadas ou de alterações (nas políticas) regulamentares que resultem em indisponibilidade.

(255) Para fundamentar melhor estas alegações, a Bélgica apresentou as seguintes observações, apoiadas por uma análise independente elaborada pela Compass Lexecon ([109]):

a) Os investimentos comerciais em ativos nucleares estão expostos a riscos incontroláveis e de elevado impacto relacionados com a regulamentação ou as políticas e com a tecnologia, o que pode afetar a disponibilidade das centrais elétricas. Os projetos nucleares têm uma estrutura de custos predominantemente fixa, o que torna o seu desempenho financeiro particularmente sensível aos períodos de indisponibilidade. Ao contrário do modelo BAR, um regime CD, por si só, é insuficiente para fazer face a estes riscos de indisponibilidade de elevado impacto, o que exige um mecanismo adicional de gestão dos riscos.

b) O MOCP é necessário para cobrir parcialmente os cenários que envolvem perdas substanciais suscetíveis de comprometer a viabilidade económica e financeira (e a solvência) das unidades OLP. Os empréstimos SDC são necessários para financiar os custos operacionais fixos necessários para manter as unidades OLP antes do seu reinício e durante os trabalhos programados para o prolongamento da OLP.

c) Tendo em conta o desempenho histórico das centrais nucleares belgas e estrangeiras, não é improvável um evento de indisponibilidade significativo que afete ambas as unidades nucleares durante uma parte substancial do ano. No futuro, espera-se que estes riscos sistémicos se intensifiquem à medida que o parque nuclear da Bélgica diminui a partir de 2025. Além disso, poderão ocorrer eventos mais frequentes e menos graves que conduzam, ainda assim, a perdas para o projeto OLP, o que reforça a justificação da necessidade do mecanismo MOCP.

(256) Por conseguinte, a Bélgica concluiu que o MOCP e os empréstimos SDC são adequados e proporcionados:

a) O MOCP é adequado porque não protege o projeto OLP de todos os riscos operacionais, uma vez que a medida é apenas necessária para fazer face a eventos de indisponibilidade significativos e evitar a falência da BE-NUC. Os acionistas continuam a suportar outros riscos operacionais, o que conduz a numerosos cenários em que a rendibilidade é reduzida e a TIR do projeto de 7 % não é alcançada, mesmo com a medida de auxílio em vigor.

b) O MOCP é proporcionado, uma vez que se limita aos pagamentos compensatórios necessários para evitar perdas (componente de despesas de funcionamento mínimas) e, no caso de perdas de investimento (ou seja, uma TIR negativa do projeto), cobre apenas 50 % das contribuições em capitais próprios (componente de pagamento de capital). Por outras palavras, mesmo com o MOCP, os acionistas podem perder até 50 % do seu investimento.

c) O empréstimo SDC proporciona liquidez sob a forma de financiamento limitado ao défice de receitas, para que o auxílio seja adequado.

d) O empréstimo SDC é proporcionado, uma vez que é minimizado para atenuar as perdas e tem um custo, sendo reembolsável com juros.

(257) Na sequência do procedimento formal de investigação, a Bélgica decidiu introduzir um limite máximo para os pagamentos MOCP potenciais igual a um máximo de 2 mil milhões de EUR, acima do qual pode exercer o(s) seu(s) direito(s) de rescisão ao abrigo do AR, exceto se uma análise do Estado belga demonstrar que essa rescisão poderia afetar negativamente a segurança do aprovisionamento da Bélgica e/ou que uma rescisão não seria adequada do ponto de vista financeiro. Para mais informações, consultar a secção 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Empréstimos dos acionistas e MFM*

(258) Segundo a Bélgica, o Estado belga e a Electrabel, enquanto acionistas, acordam em financiar a sua parte proporcional das necessidades de financiamento da BE-NUC ou défices de financiamento inesperados (na medida em que digam respeito a custos e despesas que não são financiados pelos outros mecanismos, como as receitas BE-NUC, os pagamentos de diferenciais à BE-NUC ao abrigo do AR, o empréstimo SDC, etc., assegurando que os custos não são cobertos duas vezes).

([109]) Compass Lexecon, nota intitulada «Supplemental note on SDC Loan and MOCP», 22 de agosto de 2024.

(259) A Bélgica explicou que a Electrabel e o Estado belga celebraram acordos individuais e idênticos relativamente aos empréstimos acionistas com a BE-NUC. As taxas de juro não foram fixadas, mas os acordos de empréstimos de acionistas preveem que a taxa de juro de cada empréstimo de acionista será uma taxa de plena concorrência determinada pelo conselho de administração da BE-NUC em conformidade com o acordo de acionistas, por referência às taxas de mercado prevalecentes e a qualquer financiamento por dívida de terceiros comparável que possa estar disponível no momento pertinente. As condições de reembolso dos montantes e as taxas de juro são idênticas.

(260) A Bélgica explicou que o MFM serve para suprir a necessidade de fundo de maneio decorrente do funcionamento das unidades OLP. A BE-NUC será autorizada a retirar o MFM se a diferença entre as suas entradas de caixa e saídas de caixa for inferior às despesas operacionais estimadas do próximo período de despesas estabelecido no AR. O montante do MFM deve corresponder, pelo menos, à média das despesas operacionais agregadas estimadas para um período de três meses. A Bélgica esclareceu que, com efeito, o MFM serve de ponte intra-anual para o MOCP anual, atuando como uma facilidade de crédito renovável que seria reembolsada anualmente, se fosse utilizada, pelo MOCP fornecido pelo Estado belga.

(261) A Bélgica esclareceu que a Electrabel proporá uma metodologia para o empréstimo de acionista da Electrabel, apresentada numa ficha descritiva, a comunicar ao conselho de administração da BE-NUC e, em seguida, replicada para o empréstimo estatal belga, bem como para o MFM. As condições de reembolso dos montantes e as taxas de juro são idênticas. A Bélgica alegou que a metodologia ainda estava a ser debatida e seria comunicada numa fase posterior.

4.2. **Posição da Bélgica sobre o AGSE**

4.2.1. *Adjudicação do AGSE através de um procedimento de concurso competitivo*

(262) No que diz respeito à aquisição de serviços de gestão de energia ao abrigo do AGSE, a Bélgica alegou que a aquisição dos mesmos é efetuada através de um procedimento de concurso competitivo, transparente, não discriminatório e incondicional. Em especial, o AGSE será adjudicado através de um procedimento por negociação com abertura prévia de concurso (artigo 120.º da lei belga sobre os contratos públicos, de 17 de junho de 2016), que é um procedimento normal no setor dos serviços públicos. Por conseguinte, a Bélgica conclui que o AGSE não confere uma vantagem ao gestor de energia (parceiro do AGSE) e que o parceiro do AGSE não beneficia de auxílios estatais.

(263) A Bélgica alegou que, embora a aplicação das diretivas relativas aos contratos públicos já ofereça uma série de garantias, dada a importância dos serviços a concurso e a sensibilidade do ponto de vista da concorrência, foram aplicadas disposições e salvaguardas adicionais, a fim de garantir uma concorrência suficiente no concurso.

(264) Mais especificamente, a Bélgica explicou que, antes da elaboração dos documentos do concurso, foi lançado um PI sobre o AGSE para recolher pontos de vista do mercado, nomeadamente sobre múltiplas questões relacionadas com o conteúdo do AGSE. Além disso, a proposta impõe critérios de seleção específicos que garantem que os participantes qualificados/selecionados são adequados à finalidade prevista, tendo em conta a importância e a sensibilidade do serviço a concurso. A secção 3.3.1.5.1 contém mais informações sobre o procedimento de concurso e os critérios de seleção.

(265) Tal como referido na secção 3.3.1.5.2, na sequência do procedimento formal de investigação, a Bélgica decidiu conceder ao parceiro do AGSE o poder de decisão sobre as modulações económicas, substituindo a remuneração fixa do parceiro do AGSE por uma combinação de uma taxa fixa e variável, o que proporciona maiores incentivos à modulação em função dos sinais do mercado, tendo simultaneamente em conta os condicionalismos técnicos (e os potenciais riscos de paragem automática) das unidades OLP.

4.2.2. *Salvaguardas adicionais relativas ao gestor de energia*

(266) A Bélgica alegou que estão previstas medidas específicas relativas à potencial participação da GEMS, a entidade comercial da Engie (uma unidade empresarial do grupo Engie, administrativamente independente da unidade de negócio Nuclear), no procedimento de concurso.

(267) A Bélgica esclareceu ainda que são e serão tomadas e aplicadas medidas suficientes para identificar e prevenir eficazmente eventuais conflitos de interesses. Essas medidas podem resumir-se da seguinte forma:

a) O PI permite testes de mercado e qualquer parte interessada poderia apresentar, neste contexto, termos e propostas diferentes, a refletir no PI, o que assegura que o concurso não inclui obstáculos em detrimento de qualquer participante interessado face à GEMS (ou qualquer empresa do grupo Engie). A Electrabel (ou qualquer empresa do grupo Engie) não participará no processo de elaboração dos documentos do concurso na sequência (dos resultados) do PI.

b) Durante o procedimento de concurso, se a GEMS nele participar, mesmo na qualidade de subcontratante ou em qualquer outra qualidade, a Electrabel (ou qualquer empresa do grupo Engie) e os seus diretores ou agentes estão impedidos de participar em qualquer decisão e/ou deliberação da BE-NUC sobre a proposta (por exemplo, a decisão de seleção e a decisão de adjudicação).

c) No âmbito da organização da Electrabel, foram e continuarão a ser criados rigorosos obstáculos à informação e limites éticos entre as pessoas responsáveis pela apresentação de propostas na GEMS e as pessoas envolvidas na gestão da BE-NUC. Serão estabelecidas as mesmas salvaguardas caso a GEMS seja, em última análise, selecionada como gestor de energia no processo de concurso.

(268) A Bélgica esclareceu igualmente que, em última instância, se o AGSE não tiver sido celebrado em tempo útil, a GEMS prestará temporariamente os serviços do AGSE, a fim de assegurar a continuidade. A Bélgica argumentou que esta disposição é necessária e adequada para assegurar a continuidade do serviço público (ou seja, a venda da eletricidade produzida pelas unidades OLP), mas esta solução é estritamente limitada no tempo e ao mínimo necessário.

4.2.3. *Conclusão da Bélgica sobre o AGSE*

(269) A Bélgica concluiu que o procedimento de concurso do AGSE exclui qualquer potencial auxílio estatal, uma vez que: i) o Estado belga assegurará que a BE-NUC cumpra rigorosamente a legislação e os princípios em matéria de contratos públicos e ii) o amplo processo de consulta antes do lançamento efetivo do concurso prevê salvaguardas adicionais que garantem que a aquisição de serviços é efetuada através de um procedimento de concurso competitivo, transparente, não discriminatório e incondicional.

(270) Além disso, a Bélgica concluiu que é evitado qualquer risco de encerramento do mercado e outras potenciais práticas anticoncorrenciais por parte da Engie e que foram adotadas todas as medidas e salvaguardas para assegurar a nomeação de um parceiro independente para o AGSE. A GEMS prestaria temporariamente estes serviços apenas em último recurso, o que é necessário e adequado para assegurar a continuidade do serviço público.

4.3. **Posição da Bélgica relativamente ao acordo sobre os resíduos**

4.3.1. *Responsabilidades de desativação*

(271) A Bélgica esclareceu que as responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP resultantes do projeto OLP («assinergias»), se forem comprovadas pela Electrabel, serão suportadas pelo Estado belga através de um pagamento único (total e final) na data de encerramento da transação. A Bélgica explicou que o acordo de execução prevê que o Estado belga e a Electrabel devem chegar a acordo sobre o montante dentro de um determinado prazo e, se não o fizerem, a questão será submetida à CPN/CNV para decisão.

(272) A Bélgica recordou que, uma vez que a questão estava pendente ao nível da CPN/CNV no momento da decisão de início do procedimento, esta não avaliou a respetiva proporcionalidade.

(273) A Bélgica explicou que o Estado belga e a Electrabel não chegaram a acordo sobre o montante dentro do prazo fixado, pelo que a questão foi submetida à CPN/CNV para decisão. Mais precisamente, a Bélgica esclareceu que:

a) Em 12 de dezembro de 2023, a Electrabel enviou a sua proposta de revisão ao Estado belga: a Electrabel alegou que as responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP ascenderiam a 689,9 milhões de EUR (valores de 2021) e a 580 milhões de EUR (valores de 2023).

b) Em 25 de janeiro de 2024, o Estado belga respondeu à proposta de revisão. Na sua resposta, o Estado belga considerou que a Electrabel não tinha apresentado elementos de prova suficientes sobre cada um destes impactos e que os custos apresentados pela Electrabel não tinham sido calculados com precisão suficiente e que, por conseguinte, as responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP são iguais a zero.

c) Uma vez que outras discussões entre a Electrabel e o Estado belga não resultaram num acordo mútuo sobre o montante das responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP, a questão foi submetida à CNV/CPN.

d) A CNV/CPN solicitou pareceres do ONDRAF/NIRAS e da FANC/AFCN, que os apresentaram em 25 de março de 2024 e 27 de março de 2024, respetivamente. O ONDRAF/NIRAS apresentou observações adicionais por escrito em 6 de junho de 2024.

e) Em 24 de junho de 2024, a CPN/CNV emitiu o seu parecer sobre as responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP e concluiu que o impacto do projeto OLP nos custos de desativação é um aumento dos custos de desativação (custos *overnight*) de [100-500] milhões de EUR (valores de 2021). Os custos *overnight* calculados devem ser descontados utilizando a taxa de desconto e inflação determinada no momento da revisão trienal em 2022. Nesta base, o aumento dos custos de desativação e desmantelamento é de [100-500] milhões de EUR (valores de 2023).

(274) Por conseguinte, a Bélgica concluiu que o montante para a transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP, tal como estabelecido pela CPN/CNV no seu parecer de 24 de junho de 2024, é proporcionado.

4.3.2. *Posição da Bélgica sobre a proporcionalidade do limite máximo para resíduos*

(275) Além disso, a Bélgica apresentou, em 30 de agosto de 2024, uma análise independente adicional efetuada pela Compass Lexecon, que apresentou uma análise económica da conceção do limite máximo para resíduos, incluindo uma análise da taxa de desconto de 3 % e explicações adicionais sobre a forma como os riscos suplementares identificados pela CPN/CNV já estão cobertos pelo prémio de risco calculado pelo Estado belga ou apresentam uma probabilidade ou um impacto limitado.

4.3.2.1. Preocupações relacionadas com o fator de desconto

(276) A Bélgica alegou que as preocupações da Comissão relacionadas com a taxa de desconto têm origem numa análise da CPN/CNV, no seu parecer de 7 de março de 2023 dirigido ao ministro da Energia ([110]), em que a CPN/CNV considera que a taxa de desconto que deve ser utilizada para as despesas com combustível irradiado tem de se aproximar gradualmente da taxa de rendibilidade isenta de risco a longo prazo (calculada como 2,17 %) e sugere a utilização de uma taxa de desconto em duas fases (3,17 % nos primeiros 30 anos e 2,17 % após o primeiro período de 30 anos).

([110]) CPN/CNV, «*Advice to the Minister of Energy concerning the transfer of financial responsibility from ENGIE to the Belgian State of the management of radioactive waste and spent fuel from Belgium's seven nuclear power plants*», 7 de março de 2023.

(277) A Bélgica remeteu para uma análise independente elaborada pela Compass Lexecon ([111]), que demonstrou que a taxa de desconto de 3 % retida pelo Estado belga é proporcionada, com base: i) numa análise económica da abordagem recomendada pela CPN/CNV, ii) noutras abordagens pertinentes e iii) no precedente alemão no processo SA.45296.

a) Em primeiro lugar, a análise independente da taxa de desconto demonstrou que a abordagem em duas fases sugerida pela CPN/CNV para a fixação da taxa de desconto é equivalente à atualização dos fluxos de pagamentos com uma taxa de desconto única de 2,9 % ([112]). Além disso, a análise revelou que as taxas sugeridas pela CPN/CNV foram calculadas ao longo de um período específico de taxas de juro persistentemente baixas e que, ao atualizar o cálculo com base nos dados da taxa OLO disponíveis no momento da decisão de início do procedimento de 22 de julho de 2024, a abordagem em duas fases conduz a uma taxa de desconto equivalente de 3,2 % ([113]), ou seja, 24 pontos de base acima da taxa de desconto retida pelo Estado belga.

b) Em segundo lugar, a análise independente sugeriu que a abordagem em duas fases proposta pela CPN/CNV não é a única solução para a fixação de uma taxa de desconto que se aproxime gradualmente da taxa de rendibilidade isenta de risco a longo prazo. A taxa de desconto deve, de facto, representar a rendibilidade que a Hedera pode obter ao investir atualmente o montante fixo em ativos isentos de risco. Esta análise confirma que, ao investir numa carteira de determinados títulos de rendimento fixo, incluindo obrigações do Estado belga com diferentes prazos de vencimento, o Estado belga poderia garantir uma taxa superior a 3 % ([114]).

c) Por último, a análise independente mostrou que, no precedente alemão relacionado com a transferência de responsabilidades nucleares para o Estado alemão (processo SA.45296), a taxa de desconto era de 4,58 %, com base numa taxa de rendibilidade prevista a 30 anos pela Autoridade Europeia dos Seguros e Pensões Complementares de Reforma (EIOPA), que era de 1,994 % no momento da decisão da Comissão, em junho de 2017. O fator de desconto de 4,58 % foi considerado aceitável pela Comissão para as responsabilidades alemãs relativas aos resíduos radioativos e ao combustível irradiado. No contexto do aumento significativo da taxa da EIOPA, a taxa de desconto muito mais baixa, de 3 %, sugerida pelo Estado belga afigura-se coerente com o atual nível da taxa de juro.

4.3.2.2. Preocupações relacionadas com os riscos considerados no acordo sobre o limite máximo para resíduos

(278) A Bélgica alegou que as preocupações da Comissão relacionadas com os riscos considerados no acordo sobre o limite máximo para resíduos também têm origem no parecer da CPN/CNV ao ministro da Energia (ver nota de rodapé 113), no âmbito do qual devem ser considerados três riscos:

a) Derrapagem de custos: o risco de os custos *overnight* previstos poderem ser subestimados e, por conseguinte, as contingências poderem ser insuficientes.

b) Subestimação da inflação na construção: o risco de a inflação real na construção ser superior à meta de inflação de 2 % do Banco Central Europeu presumida na taxa de desconto da CPN/CNV.

c) Risco de investimento: o risco de a Hedera não conseguir atingir a taxa de rendibilidade esperada na sequência de alterações nas taxas de juro. De acordo com a CPN/CNV, este é um cenário pouco provável.

([111]) Compass Lexecon, nota intitulada «Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design», 30 de agosto de 2024.

([112]) Este valor foi substituído após a análise da Compass Lexecon realizada com base em dados mais pormenorizados no documento «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», apresentado em 30 de novembro de 2024, que resulta numa taxa equivalente a 2,8 %.

([113]) Este valor foi substituído após a análise da Compass Lexecon realizada com base em dados mais pormenorizados no documento «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», apresentado em 30 de novembro de 2024, que resulta numa taxa equivalente a 3,1 %.

([114]) Esta informação foi completada pela resposta à pergunta 5.4 do PI de 1 de outubro. Na prática, para cobrir o risco de inflação, a Hedera centrar-se-á numa gestão dinâmica dos ativos e passivos, baseada numa carteira diversificada que inclui ativos que permitem ao fundo proporcionar cobertura face à inflação. Por exemplo, a Hedera poderia conceber uma carteira baseada (ainda que não exclusivamente) em obrigações e instrumentos de dívida, capitais próprios, imobiliário e derivados, com o objetivo a longo prazo de obter uma rendibilidade de 1 % em termos reais, minimizando simultaneamente o risco de volatilidade.

(279) A análise independente da Compass Lexecon revelou que estes riscos foram tidos em conta e demonstrou que a abordagem adotada pelo Estado belga é prudente e inclui contingências suficientes para cobrir esses riscos.

a) No que diz respeito ao risco de derrapagem de custos, a análise observou que os custos da gestão dos resíduos nucleares são frequentemente auditados e atualizados na Bélgica e que o limite máximo para resíduos se baseou nos dados mais recentes disponíveis. Além disso, o próprio limite máximo para resíduos inclui um montante de base e um prémio de risco. O montante de base assenta num inventário de resíduos e num cenário de referência industrial do ONDRAF/NIRAS, representando a situação de «provável» (ou seja, um cenário de risco no percentil 50), o que significa que as contingências retidas serão suficientes para cobrir derrapagens de custos com uma probabilidade de 50 %. O prémio de risco, adicionado para além do montante de base, assenta numa nota do ONDRAF/NIRAS, que adota uma abordagem ascendente para identificar e quantificar alguns riscos adicionais, abrangendo: i) o risco de derrapagem dos custos adicionais para a instalação de evacuação geológica ainda não cobertos pelas contingências do montante de base, ii) o risco de manutenção de outra solução técnica para além da instalação de evacuação geológica a uma profundidade de 400 m, iii) o risco de derrapagem dos custos adicionais para a exploração e manutenção das instalações de armazenamento da Belgoprocess, para a exploração das instalações de armazenamento de combustível irradiado após 2050 e para a construção de instalações adicionais ainda não cobertas pelas contingências do montante de base, e iv) o risco regulamentar de que alguns resíduos possam não ser elegíveis para armazenamento à superfície. Além disso, a análise observou que o prémio de risco representa 5,185 mil milhões de EUR, ou seja, 53 % do montante de base (9,815 mil milhões de EUR), o que é substancialmente superior ao prémio de risco de 35 % incluído na metodologia desenvolvida para a transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares para o Estado alemão no processo semelhante SA.45296. A metodologia utilizada no precedente alemão foi semelhante, mas o cenário de referência do caso belga beneficia de dados mais recentes, incluindo informações de projetos na Suíça e na Finlândia, pelo que se baseia num conjunto de dados mais atualizado.

b) No que diz respeito ao risco de subestimar a inflação dos custos de construção, a análise mostrou que a evolução dos custos de construção medidos pela Association Belge des Experts («ABEX») não difere significativamente da inflação medida pelo IPC. De acordo com a análise, a preocupação da CPN/CNV foi motivada pela inflação superior à normal dos custos de construção em 2022, tendo este aumento da inflação sido considerado no prémio de risco. A análise observou igualmente que o valor da inflação a longo prazo mantido na Alemanha no processo similar SA.45296 foi de 1,60 %, enquanto no caso em apreço a inflação a longo prazo é fixada em 2 %, ou seja, a meta do BCE.

c) No que diz respeito ao risco de investimento e à preocupação da CPN/CNV de que o fundo Hedera responsável pelas provisões possa estar exposto ao risco de uma rendibilidade que não seja suficiente para cobrir as despesas, a análise mostrou que, ao investir atualmente numa carteira de obrigações com diferentes prazos de vencimento e ao deter essas obrigações até ao vencimento, o fundo receberá cupões a uma taxa de juro que não varia, de modo que o fundo não ficaria exposto a uma alteração da taxa de juro [utilizando técnicas de gestão de ativos e passivos («GAP») para fazer corresponder os ativos aos passivos quando estes são devidos]. A análise mencionava, no entanto, dois riscos residuais a que o fundo ficaria exposto com essa abordagem:

— Em primeiro lugar, para capitalizar os juros recebidos no momento do pagamento dos cupões, o fundo terá de reinvestir frequentemente em obrigações recentemente emitidas. Este risco pode ser coberto, uma vez que o fundo tem um fluxo relativamente certo de pagamentos para a gestão de resíduos, pelo que é possível conceber uma carteira de títulos de rendimento fixo que corresponda às condições das despesas.

— Em segundo lugar, o prazo de vencimento mais longo das obrigações belgas é de 50 anos, enquanto as despesas com combustível irradiado se estendem até 2135. No entanto, as despesas que ocorrem após 50 anos são limitadas, uma vez que representam apenas 13 % do total das despesas não descontadas, estando disponíveis alguns títulos de rendimento fixo com prazos de vencimento mais longos, tais como obrigações da Áustria a 100 anos.

(280) Esta análise foi completada pela resposta à pergunta 5.4 do PI de 1 de outubro de 2024. A Bélgica alegou que, na prática, a carteira da Hedera deveria ser concebida de modo a enfrentar todos os cenários económicos plausíveis para o período, nomeadamente em termos do nível de inflação. O objetivo da Hedera consiste em obter uma rendibilidade de 1 % em termos reais (ou seja, 1 % acima do nível de inflação). Para o efeito, a Hedera desenvolverá uma estratégia que tenha em conta o risco de essa rendibilidade não ser alcançada ao abrigo de determinados regimes económicos (por exemplo, no caso de um período prolongado de inflação elevada) com uma carteira composta apenas por obrigações. Por conseguinte, a Hedera centrar-se-á numa gestão dinâmica dos ativos e passivos, baseada numa carteira diversificada que inclui ativos que permitem ao fundo proporcionar cobertura face à inflação. Por exemplo, a Hedera poderia conceber uma carteira baseada (ainda que não exclusivamente) em obrigações e instrumentos de dívida, capitais próprios, imobiliário e derivados, com o objetivo a longo prazo de obter uma rendibilidade de 1 % em termos reais, minimizando simultaneamente o risco de volatilidade. Por último, importa salientar que a Hedera limitará a sua exposição ao mercado belga de ações, obrigações e imobiliário. O objetivo é assegurar a diversificação e garantir que o fundo está suficientemente dissociado da economia belga.

4.4. **Posição da Bélgica sobre os efeitos cumulativos das submedidas**

(281) A Bélgica alegou que as diferentes componentes e submedidas do projeto OLP faziam parte dos pedidos da Engie para chegar a acordo sobre o prolongamento da vida útil e estavam todas incluídas nos documentos de transação globais assinados em 13 de dezembro de 2023. No entanto, a Bélgica observou igualmente que as componentes do projeto OLP diferem em vários elementos e são complementares entre si, o que limita eventuais efeitos cumulativos.

(282) A Bélgica remeteu para a jurisprudência, que tem em conta, nomeadamente, os seguintes aspetos na avaliação de medidas consecutivas:

— o objeto, a natureza e o contexto das intervenções em causa,

— a sua cronologia,

— a sua finalidade,

— a situação da empresa à data dessas intervenções,

— a identidade de quem as concedeu ou dos seus beneficiários (incluindo a sua natureza jurídica e situação financeira/económica), e

— a questão de saber se as diferentes intervenções em causa estavam previstas ou eram previsíveis no momento da primeira intervenção.

4.4.1. *Objeto e natureza das componentes 1, 2 e 3*

(283) A Bélgica alegou que o objeto e a natureza das três componentes do projeto OLP são intrinsecamente diferentes e observou que a Comissão, na sua decisão de início do procedimento, não teve especificamente em conta as diferenças ou semelhanças do objeto e da natureza das componentes 1, 2 e 3. A este respeito, a Bélgica alegou o seguinte:

a) A componente 1 consiste em medidas financeiras e estruturais para apoiar o funcionamento viável a longo prazo da BE-NUC, nomeadamente através de um CD que proporciona apoio às receitas e reduz a exposição ao risco de preços de mercado, bem como uma série de mecanismos de remuneração que abrangem outros défices financeiros para salvaguardar a viabilidade económica a longo prazo devido à exposição a algum risco de volume e de desempenho operacional.

b) A componente 2 consiste na transferência de responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado para todo o parque nuclear na Bélgica e, por conseguinte, abrange um período de tempo muito longo, que excede largamente a aplicação das componentes 1 e 3.

c) A componente 3 consiste em salvaguardas jurídicas para proteção contra futuras alterações legislativas, pelo que tem um objeto muito diferente do prosseguido pelas componentes 1 e 2.

4.4.2. *Finalidade das componentes 1,2 e 3*

(284) A Bélgica observou que a finalidade global das três componentes está relacionada com o prolongamento da vida útil das unidades OLP. No entanto, a Bélgica alegou que a finalidade específica de cada componente é um elemento relevante na apreciação:

a) O principal objetivo da componente 1 é reduzir a incerteza das receitas e assegurar a viabilidade a longo prazo do projeto OLP, impedindo a insolvência e a falência da BE-NUC. Ao mesmo tempo, visa igualmente evitar uma remuneração excessiva para os acionistas e limitar o apoio do Estado belga enquanto contraparte no AR. Em especial, as medidas financeiras subjacentes da componente 1 abordam os diferentes riscos de forma proporcionada: o CD reduz o risco relacionado com os preços no mercado grossista, o MOCP gere os elevados riscos de indisponibilidade súbita conducente a perdas durante a fase de exploração, e os empréstimos SDC asseguram fluxos de caixa suficientes durante a paragem e os trabalhos OLP programados. A Bélgica alegou que tal foi igualmente reconhecido pela Comissão no considerando 208 da decisão de início do procedimento.

b) A componente 2 trata da gestão das responsabilidades ambientais e de desativação a longo prazo do parque nuclear belga, que são distintas das preocupações operacionais e financeiras da BE-NUC abordadas na componente 1. Esta componente visa principalmente transferir as responsabilidades futuras em causa relacionadas com os resíduos nucleares, que é um objetivo diferente da garantia das finanças operacionais. A Bélgica alegou que a Comissão pareceu confirmar este objetivo distinto da componente 2 no considerando 208 da decisão de início do procedimento.

c) A componente 3 prevê salvaguardas jurídicas para proteção contra futuras alterações legislativas. Esta componente aborda o risco regulamentar devido a uma potencial alteração das políticas e regulamentações do Estado belga e não está diretamente ligada aos aspetos financeiros, operacionais ou de responsabilidade abrangidos pelas outras componentes.

4.4.3. *Beneficiários diretos das componentes 1, 2 e 3*

(285) A Bélgica alegou igualmente que as componentes 1, 2 e 3 têm beneficiários diretos diferentes, reconhecendo que a identificação dos beneficiários de cada medida é um ponto importante na apreciação da existência de efeitos cumulativos. A este respeito, o Estado belga apresentou as seguintes observações:

a) A componente 1 refere-se a um conjunto de mecanismos de financiamento com beneficiários específicos por medida. A Bélgica observou que, contrariamente ao indicado no considerando 182 da decisão de início do procedimento, a BE-NUC e a Luminus, e não a Electrabel e a Luminus, são os beneficiários diretos do CD, dos empréstimos SDC, do MOCP e do MFM (os benefícios para a Electrabel resultariam indiretamente da sua qualidade de acionista).

b) No que diz respeito à componente 2, a transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e o acordo sobre responsabilidades adicionais de desativação devido ao OLP beneficia a Electrabel enquanto operador nuclear, bem como a Luminus e a EDF Belgium na sua qualidade de empresas contribuintes. Por conseguinte, a Bélgica concluiu que a componente 2 não beneficia a BE-NUC.

c) A componente 3 prevê que certas medidas unilaterais adotadas pelo Estado (federal) belga desencadeiem um direito de indemnização para a Electrabel e, indiretamente, também para a Luminus.

4.4.4. Efeitos cumulativos das componentes 1, 2 e 3

(286) As componentes 1, 2 e 3 diferem significativamente em termos de objeto e natureza, finalidade e beneficiários, tendo sido introduzidas ao mesmo tempo com a finalidade global do prolongamento da vida útil das unidades OLP. Conforme demonstrado anteriormente, cada componente corresponde a uma finalidade específica que as torna complementares entre si, o que limita quaisquer eventuais efeitos cumulativos.

(287) No que diz respeito a uma possível alteração do perfil de risco da Electrabel devido às componentes 2 e 3, estas medidas podem efetivamente beneficiar a Electrabel enquanto operador nuclear e, consequentemente, melhorar o perfil de risco global da Electrabel. As componentes 2 e 3 não alteram o perfil de risco da BE-NUC, o principal beneficiário da componente 1. Tal como avaliado numa análise independente realizada pela Compass Lexecon, o perfil de risco da BE-NUC, tendo em conta os riscos específicos que afetam o projeto, e a repartição dos riscos entre o Estado belga e BE-NUC, constituem o fator pertinente para avaliar a proporcionalidade da componente 1.

5. **POSIÇÃO DA ENGIE**

(288) Em 9 de setembro de 2024, a Engie apresentou as suas observações sobre a decisão de início do procedimento. Nas suas observações, a Engie apresenta elementos de prova e análises em apoio do seu argumento de que as dúvidas suscitadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento não seriam fundadas. A resposta da Engie à decisão de início do procedimento analisa a medida inicial, tal como descrita na decisão de início do procedimento. A medida atual inclui alterações (introduzidas para responder às dúvidas suscitadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento) em comparação com a medida inicial e é descrita em pormenor na secção 3 da presente decisão. A posição da Engie está alinhada com a posição das autoridades belgas.

(289) A Engie alegou que o projeto OLP é um acordo global e resulta de negociações aprofundadas e sustentadas com o Governo belga, tendo como princípio orientador o compromisso contínuo com a Bélgica e o contributo para a segurança do aprovisionamento do país, tendo a empresa aceitado o pedido da Bélgica no sentido de prolongar a vida útil de dois reatores nucleares e, assim, revogar a sua estratégia pública de pôr termo às operações nucleares na Bélgica após 2025 (ver considerando 23). Além disso, a Engie alegou que o projeto OLP tem efeitos positivos no mercado interno, pelas seguintes razões:

a) Em primeiro lugar, o projeto OLP é essencial para garantir a segurança do aprovisionamento de eletricidade da Bélgica nos próximos anos, reduzindo simultaneamente o custo de financiamento do mecanismo de capacidade belga. Este efeito positivo beneficiará também, indiretamente, os Estados-Membros vizinhos interconectados com a Bélgica, que podem importar eletricidade (embora estas exportações não correspondam a vendas diretas, mas a operações de compensação geridas pelos ORT).

b) Em segundo lugar, o projeto OLP contribui para a consecução dos objetivos de descarbonização do Pacto Ecológico.

(290) A Engie alegou igualmente que existem várias diferenças entre o projeto OLP (prolongamento da vida útil do Doel 4 e do Tihange 3) e o prolongamento da vida útil do Doel 1, do Doel 2 e do Tihange 1 em 2015 («OLP existente»):

a) Em primeiro lugar, o projeto OLP foi iniciado pelo Estado belga em 2022, após a Engie ter tomado a decisão (a partir de 2020) de se retirar das atividades nucleares e reorientar as suas atividades para as energias renováveis e as infraestruturas energéticas. Por conseguinte, exigiu que a Engie invertesse totalmente a sua estratégia, o que, por si só, aumentava os custos do projeto OLP, em especial porque a Electrabel não tinha realizado quaisquer estudos de segurança preliminares e não tinha tomado medidas tendo em conta um potencial novo prolongamento da vida útil ou um prolongamento da vida útil da OLP existente. Em contrapartida, na altura da OLP existente, a Electrabel continuava a realizar estudos preliminares para o prolongamento das operações dos reatores nucleares belgas, uma vez que tal cenário era considerado provável na altura.

b) Em segundo lugar, vários custos resultaram do calendário apertado do projeto OLP. A pedido do Governo belga, o reinício das unidades OLP foi adiado para 1 de novembro de 2025 (em vez da data inicialmente prevista de 1 de novembro de 2026).

c) Em terceiro lugar, para além da incerteza regulamentar, espera-se que a BE-NUC fique exposta a uma maior volatilidade dos preços de mercado (em comparação com a situação em 2015) devido à quota crescente das energias renováveis no cabaz energético. Além disso, as condições de mercado também eram substancialmente diferentes em 2015, quando as fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis e mais estáveis representavam uma parte maior do cabaz energético e raramente se verificavam preços baixos/ /negativos.

d) Em quarto lugar, os resultados financeiros da OLP existente foram negativamente afetados por eventos de indisponibilidade mais significativos, CAPEX mais elevadas e preços efetivos da eletricidade mais baixos do que o previsto. Desde 2016, foram registadas várias imparidades nas contas da Engie em relação às suas atividades nucleares, que resultaram em perdas financeiras significativas para o grupo Engie (o que justifica a conclusão de que estas atividades não podem ser suportadas apenas por um operador do mercado privado e sem um mecanismo equilibrado de partilha de riscos).

e) Por último, a própria AFCN/FANC destacou claramente as muitas diferenças entre a OLP existente e o atual projeto OLP num documento de posição em 2021 ([115]). A fim de permitir o reinício até 1 de novembro de 2025, um ano antes do inicialmente previsto, a AFCN/FANC autorizou a conclusão das melhorias de segurança necessárias ao longo de um período de três anos após o reinício (até 31 de dezembro de 2028), ao passo que, para a OLP existente, a AFCN/FANC tinha autorizado um período de cinco anos após o reinício para realizar os trabalhos necessários.

(291) A Engie alegou que todos estes fatores levaram a Engie e o Estado belga a celebrar um acordo global que prevê tanto o prolongamento da vida útil solicitado (sujeito a uma redução da exposição da Engie ao risco) como a gestão do combustível irradiado e dos resíduos nucleares transferidos e considerou que a OLP existente não é uma referência relevante para avaliar a necessidade e a adequação das várias medidas do presente projeto OLP.

(292) Os principais argumentos da Engie relativos às dúvidas da Comissão suscitadas na decisão de início do procedimento são descritos mais pormenorizadamente a seguir.

5.1. **Posição da Engie sobre a qualificação de auxílio estatal do projeto OLP como «uma única intervenção» e sobre o seu efeito de incentivo**

5.1.1. *Intervenção única*

(293) A Comissão considera que as três componentes da medida podem ser avaliadas como parte de uma única intervenção do Estado belga, na medida em que estão todas relacionadas com o mesmo evento, ou seja, o prolongamento da vida útil das unidades OLP.

(294) A Engie alegou que não tem objeções à qualificação como intervenção única, na medida em que corresponde aos critérios estabelecidos pela jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia ([116]). Em especial, a Engie concordou com a opinião da Comissão, expressa no considerando 208 da decisão de início do procedimento, de que as três componentes da medida são interdependentes e contribuem em conjunto para a execução do acordo sobre o prolongamento da vida útil, o que permite que sejam consideradas como uma única intervenção. A Engie reconheceu que tinha pré-requisitos relativos à sua exposição ao risco e à gestão do combustível irradiado e dos resíduos nucleares, o que conduziu a um acordo global e abrangente que vai além da mera criação de um mecanismo de remuneração para o funcionamento prolongado das unidades nucleares. No entanto, sem pôr em causa esta proposta de qualificação de uma intervenção única, a Engie salientou que algumas das submedidas do projeto OLP não constituem um auxílio estatal, uma vez que não conferem uma vantagem seletiva à Electrabel, em especial:

a) O acordo de serviços administrativos («ASA»), nos termos do qual a Electrabel pode prestar serviços administrativos (incluindo serviços de secretariado, de contabilidade e fiscais) à BE-NUC, que é um acordo normalizado de mercado que será celebrado em condições de plena concorrência;

([115]) AFCN/FANC, 28 de novembro de 2021, «*Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*», p. 5 (tradução para fins informativos), disponível no seguinte endereço: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «*A situação do Doel 4 e do Tihange 3 não pode ser comparada com a das unidades dos Doel 1 e 2 (às quais foi concedida uma OLP, em 2014, apenas por decisão de última hora). Foi possível reiniciar as unidades Doel 1 e 2 de forma relativamente rápida durante o inverno de 2015, uma vez que: i) o dossiê OLP para estes reatores tinha sido elaborado e aprovado já em 2012, pelo que as alterações necessárias para o reinício (relativas à qualificação do equipamento e à gestão do envelhecimento) eram perfeitamente conhecidas, e ii) o artigo 30.º do Decreto Real sobre o PSIN ainda não tinha entrado em vigor e, consequentemente, as alterações da conceção da segurança podiam ser repartidas pelas várias paragens previstas entre 2015 e 2020. […] O prolongamento do funcionamento seguro dos reatores nucleares Doel 4 e Tihange 3 exige um plano de ação alargado, que aborde principalmente os elementos responsáveis pela garantia da segurança nuclear. Este plano de ação abrange a conceção, o controlo e a construção/ /fabrico/instalação de um número potencialmente elevado de componentes. Por conseguinte, a preparação e a aplicação das alterações necessárias para cumprir os novos requisitos de segurança demorarão anos.*»

([116]) A Engie remeteu aqui para o acórdão do Tribunal Geral de 15 de setembro de 1998, BP Chemicals/Comissão, T-11/95: «*Se as intervenções consecutivas estiverem tão estreitamente ligadas, em especial tendo em conta a respetiva cronologia, a sua finalidade e a situação da empresa à data dessas intervenções, que sejam indissociáveis, podem ser consideradas uma "única intervenção".*»

b) A externalização da venda da eletricidade produzida pelas unidades OLP ao abrigo do contrato de serviços de gestão da energia («AGSE»), que será adjudicado através de um processo de concurso competitivo, transparente, não discriminatório e incondicional, assegurando assim a conformidade com as condições de mercado; e

c) A indemnização pelo Estado belga das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento, que não excede as responsabilidades em condições normais de mercado em transações comparáveis, sendo cada uma das partes responsável pelos custos incorridos em relação ao contrato (ou à preparação do mesmo) em caso de não encerramento devido a qualquer uma das partes. A Engie continua a ser responsável a 100 % por esses custos se for responsável pelo não encerramento, estando prevista uma repartição caso nenhuma das partes seja responsável pelo não encerramento.

5.1.2. *Efeito de incentivo*

(295) A Engie salientou que o efeito de incentivo, que a Comissão considerou plausível na sua apreciação nos considerandos 229 e 239 da decisão de início do procedimento, não é hipotético, sendo inquestionável que a Electrabel não teria prosseguido a exploração das unidades OLP na ausência do projeto OLP, incluindo as três componentes. A Engie alegou, a este respeito, o seguinte:

a) A Electrabel já tinha começado a aplicar a sua estratégia de retirada total das atividades nucleares e não tinha qualquer possibilidade de inverter esta decisão (divulgada na comunicação financeira pública da Engie ([117])) no quadro jurídico então aplicável.

b) A posição da Engie estava claramente refletida nos documentos de posição e nos relatórios da AFCN/FANC sobre a viabilidade do projeto de operação a longo prazo para o Doel 4 e o Tihange 3 ([118]).

c) A comunicação da Engie sobre a negociação do projeto OLP com o Governo belga deixou bem claro que, sem um mecanismo de partilha de riscos e uma solução para os custos do combustível irradiado e dos resíduos nucleares decorrentes da exploração das sete centrais nucleares belgas, a Electrabel não ponderaria o prolongamento da vida útil das unidades OLP ([119]). Esta posição ficou clara desde o início das discussões sobre o projeto OLP, tal como indicado num relatório da AFCN/FANC e na comunicação do diretor executivo da Engie (conforme referido no considerando 6 da decisão de início do procedimento).

(296) Além disso, a Engie salientou que o incentivo à Electrabel para continuar a explorar as unidades OLP decorre de todo o pacote de medidas de apoio proporcionado pelo projeto OLP, que foi devidamente calibrado para o efeito. Nenhuma das submedidas tomadas isoladamente poderia ter proporcionado incentivos suficientes. Do mesmo modo, a supressão de qualquer elemento do pacote teria levado a Engie a recusar-se a levar por diante o projeto OLP. A Engie conclui que, por conseguinte, as medidas referidas no considerando 235 da decisão de início do procedimento não devem ser consideradas individualmente como proporcionando um incentivo específico (ou adicional), mas devem ser consideradas no seu conjunto.

([117]) Consequentemente, em 2020, a Engie depreciou os seus ativos nucleares. Engie, «2020 Universal registration document», secção 1.4.1, p. 13. Disponível em: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Ver, por exemplo, AFCN/FANC, 28 de novembro de 2021, «*Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*», p. 5 (tradução para fins informativos), disponível no seguinte endereço: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. *«[O] operador Electrabel anunciou, em novembro de 2020, que o Governo belga tinha claramente optado, no seu acordo governamental, por uma eliminação total da energia nuclear até 2025. Com menos de cinco anos até essa data, o operador das centrais nucleares Doel e Tihange decidiu que já não era possível preparar uma eventual prorrogação do funcionamento das suas unidades Doel 4 e Tihange 3. Por conseguinte, a Electrabel decidiu consagrar todos os seus recursos à preparação para o encerramento final e o desmantelamento dos sete reatores nucleares nas instalações de Doel e Tihange. O projeto «Preparação da OLP 2G» foi, por conseguinte, interrompido pelo operador nessa altura».*

([119]) Ver, por exemplo, AFCN/FANC, 17 de janeiro de 2022, «*Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*», p. 9 (tradução para fins informativos), disponível no seguinte endereço: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. *«[…] A Electrabel gostaria de ter certezas antes de tomar as suas próprias medidas. Se o Governo pretender ativar o plano B* [operação a longo prazo do Doel 4 e do Tihange 3], *terá de dar prioridade às discussões com a Electrabel sobre as condições e as exigências necessárias antes de prosseguir o desenvolvimento do plano B (tarefa 1). A AFCN chama novamente a atenção do Governo para o facto de praticamente todas as ações do plano B que são da competência da AFCN (elaboração do dossiê OLP) exigirem a cooperação da Electrabel. Segundo a Electrabel, qualquer discussão sobre um eventual OLP depende da existência de um quadro regulamentar claro, estável e coerente para a segurança nuclear. A AFCN compreende este ponto de vista e, por conseguinte, tenciona prosseguir os trabalhos de clarificação do quadro regulamentar relativo à segurança nuclear durante o primeiro trimestre de 2022».*

5.2. **Posição da Engie sobre a necessidade, a adequação e a proporcionalidade das várias submedidas da componente 1**

5.2.1. *Criação de uma EC*

(297) A Engie considerou que a criação de uma estrutura comum na qual o Estado belga detém uma participação de 50 % é necessária para alcançar os objetivos do projeto OLP, ou seja, o reinício atempado das unidades OLP até novembro de 2025. A Engie alegou ter solicitado um mecanismo de partilha de riscos a 50/50 com o Estado belga antes de adotar o acordo sobre o projeto OLP.

(298) Segundo a Engie, ter apenas os mecanismos de remuneração em vigor era inadequado para este efeito, por várias razões: i) o AR deixa riscos residuais para a Engie, ii) sem a EC, a Engie teria tido de suportar temporariamente 100 % das perdas na pendência da indemnização/compensação prevista nos contratos, e iii) a Engie estava a limitar a sua exposição à energia nuclear e não queria investir sozinha as CAPEX necessárias de mais de [2-2,5] mil milhões de EUR para o projeto OLP e suportar sozinha todas as perdas potenciais devidas a indisponibilidades inesperadas e a derrapagens de custos.

(299) Além disso, a Engie alegou que, através da participação financeira do Estado belga nos lucros e perdas decorrentes das unidades OLP (nomeadamente dividendos), a Engie esperava que o Estado belga fosse incentivado a ter em conta as unidades OLP nas suas futuras decisões políticas. Por conseguinte, a Engie concluiu que a criação da estrutura comum alinha os interesses do Estado belga e da Engie.

(300) A Engie alegou igualmente que a JV é adequada e proporcionada, uma vez que a Engie, um operador privado, poderá contrabalançar qualquer risco de o Estado belga agir parcialmente através do seu controlo conjunto sobre as decisões estratégicas relativas à BE-NUC, e que o Estado belga e a Engie exercerão os seus direitos na governação da BE-NUC em pé de igualdade.

5.2.2. *Posição da Engie sobre o CD*

(301) No que diz respeito à necessidade do CD, a Engie alegou, tendo em conta as deficiências do mercado relacionadas com a indústria nuclear e a elevada volatilidade do mercado da eletricidade nos próximos anos, que o projeto OLP está exposto a um forte risco de défice de financiamento, o que torna o CD um instrumento necessário para alcançar um objetivo de interesse comum. A Engie referiu igualmente a curta duração do prolongamento da vida útil (10 anos) em comparação com os investimentos médios no setor nuclear, os custos significativos e o facto de as unidades OLP não funcionarem a 100 % de capacidade durante os primeiros três anos, uma vez que, simultaneamente, serão concluídos os trabalhos de prolongamento da OLP.

(302) A Engie alegou que a conceção do CD e o ARPM são adequados e proporcionados para preservar os incentivos das unidades OLP para reagir eficazmente aos sinais do mercado. A este respeito, a Engie apresenta os mesmos argumentos do Estado belga relativamente às restrições técnicas, regulamentares e económicas das unidades OLP (ver secção 2.1). A Engie argumentou que, mesmo hoje, na ausência do CD e com um parque de cinco reatores que permite uma maior estratégia de diversificação, a Engie tem uma flexibilidade muito limitada para ajustar a produção de eletricidade nuclear em resposta aos sinais do mercado a curto e médio prazo. Segundo a Engie, dentro desta margem de manobra limitada, o CD foi concebido para incentivar plenamente a BE-NUC a reagir aos sinais de preços, na medida em que tal seja tecnicamente viável.

a) Em primeiro lugar, a Engie salientou que, ao contrário das fontes flexíveis de produção de eletricidade e das unidades de produção mais recentes e/ou de outros tipos de reatores nucleares, as unidades OLP foram concebidas para a produção de carga de base e dispõem de capacidades de modulação muito limitadas, pelo que o seu comportamento racional não é modular sempre que os preços se tornem negativos ou sejam inferiores aos seus custos marginais a curto prazo (SRMC). A Engie esclareceu que só desde 2015 é que a modulação económica da potência das unidades nucleares na Bélgica foi autorizada pela AFCN/FANC, sob restrições técnicas rigorosas, tal como explicado nos considerandos 13 a 15 da presente decisão. Por conseguinte, tendo em conta estes condicionalismos (conjugados com o risco de paragem automática com cada modulação, o risco de desequilíbrio que tal paragem implicaria e a ausência de economias de combustível durante a modulação), a Engie explicou que o operador nuclear não pode ajustar livremente a produção de eletricidade das unidades em reação a preços negativos e que é necessário utilizar da melhor forma as capacidades limitadas de modulação.

b) Em segundo lugar, o ARPM e a alteração da duração do ciclo do combustível garantem que as interrupções planeadas terão lugar durante o período de verão, no qual os preços deverão registar o seu nível mais baixo, como tem acontecido historicamente. Tal assegurará que as unidades OLP estejam disponíveis quando se espera que a procura (e os preços) de eletricidade atinja o seu nível mais elevado. A Engie acrescentou ainda que uma interrupção programada de uma unidade nuclear demora cerca de 12 meses a preparar, tem de ser comunicada antecipadamente ao mercado e envolve um grande número de partes interessadas. Uma vez programada a interrupção, o operador nuclear não pode alterar a respetiva data sem a aprovação prévia do operador da rede. Por conseguinte, na prática, embora as interrupções possam ser planeadas à luz das condições de mercado a longo prazo, a programação de uma operação de manutenção de uma central nuclear não permite responder aos sinais de curto prazo do mercado.

c) Em terceiro lugar, a Engie alegou que o ARPM proporciona o incentivo suficiente para que a BE-NUC maximize e capte o preço de mercado mais elevado, programando as interrupções quando se prevê que os preços sejam mais baixos, e discorda totalmente da opinião preliminar da Comissão de que os efeitos do ARPM são reduzidos na prática (tal como referido no considerando 290 da decisão de início do procedimento).

(303) Por último, no que diz respeito aos parâmetros da conceção do CD, a Engie alegou que o preço do MDS é o PMR adequado.

a) Em primeiro lugar, a Engie alegou que os produtos a longo prazo não têm qualquer impacto nas decisões de despacho de uma central nuclear cujo custo marginal a curto prazo (SRMC) seja intrinsecamente muito baixo. Os preços da energia a prazo nunca se tornaram negativos em qualquer mercado europeu, e pode considerar-se muito improvável que tal aconteça no futuro. Consequentemente, a Engie alegou que os produtos a longo prazo não fornecem os sinais de mercado necessários para arbitrar decisões de despacho, mas que, independentemente do PMR escolhido, o despacho será sempre impulsionado pela comparação entre o SRMC e os custos de oportunidade, por um lado, e o preço do MDS, por outro (tendo em conta as capacidades de flexibilidade da central).

b) Em segundo lugar, a Engie alegou que a utilização de produtos a prazo para o PMR exporia a BE-NUC a riscos significativos e incontroláveis decorrentes da disponibilidade insuficiente de produtos adequados a longo prazo no mercado belga, uma vez que:

— O mercado a prazo belga caracteriza-se por uma liquidez baixa e em queda. Os volumes negociados no mercado para o ano seguinte são substancialmente inferiores à produção anual esperada das unidades OLP ([120]). Esta discrepância evidencia a inviabilidade da utilização de produtos do mercado a longo prazo para o preço de referência do CD.

— A iliquidez do mercado a prazo não só o torna um parâmetro de referência inadequado para calcular a diferença de pagamento em relação ao preço de exercício, como também introduz riscos significativos relacionados com a formação de preços, as distorções do mercado e os custos de execução. Em contrapartida, o preço do MDS proporciona a maior liquidez e transparência na formação dos preços, evitando assim problemas relacionados com a falta de transparência da liquidez, os custos de replicação, os custos de cobertura de substituição e os requisitos de margens.

— O mercado a prazo belga não apresenta granularidade suficiente para proporcionar um PMR adequado ([121]).

([120]) Por exemplo, em 2024, prevê-se que apenas 9 TWh de eletricidade sejam negociados no mercado para o ano seguinte, enquanto as unidades OLP deverão produzir 14 TWh por ano.

([121]) Os produtos a prazo são, na sua maioria, calendarizados, na perspetiva do trimestre seguinte e do mês seguinte. No entanto, tendo em conta o padrão de produção flutuante e incerto das unidades OLP devido às interrupções planeadas (agravadas durante os trabalhos OLP até 2029 e devido às incertezas em torno dos trabalhos e do planeamento) e a indisponibilidade imprevista, a utilização de um produto a longo prazo como PMR conduziria a um risco substancial de volume e a custos significativos de liquidação das coberturas a prazo em caso de não produção, colocando ainda mais em risco a geração de fluxos de caixa e a viabilidade financeira da BE-NUC.

c) A Engie alegou que os riscos adicionais decorrem do facto de o seu parque de reatores nucleares ser significativamente reduzido a partir de 2025 devido à desativação de cinco dos sete reatores nucleares. Esta redução aumentará o risco de indisponibilidade, uma vez que quaisquer problemas operacionais ou de indisponibilidade das unidades OLP não podem ser compensados por outros ativos. Por conseguinte, o padrão de produção da BE-NUC tornar-se-á mais incerto, o que agravará o risco de não fornecimento de eletricidade ao abrigo de contratos a longo prazo. Nesses cenários, a BE-NUC seria obrigada a recomprar eletricidade a preços potencialmente mais elevados, o que conduziria a perdas financeiras significativas para além da perda de receitas decorrente da redução da produção. Estas perdas seriam agravadas pela iliquidez dos mercados a longo prazo, em que os amplos diferenciais entre compra e venda e os volumes de negociação limitados poderiam inflacionar ainda mais o custo do cumprimento das obrigações contratuais ([122]).

5.2.3. *Posição da Engie sobre o MOCP e os empréstimos SDC*

(304) A Engie salientou que a necessidade do MOCP e dos empréstimos SDC está principalmente relacionada com o contexto específico do projeto OLP, como consequência dos seguintes factos: i) a decisão tardia de prolongar a vida útil do Doel 4 e do Tihange 3 e o calendário restrito para preparar e aplicar os trabalhos OLP necessários, ii) os ativos envelhecidos e o risco sistémico acrescido pelo facto de as duas unidades utilizarem a mesma tecnologia, iii) o reinício e funcionamento simultâneos das unidades OLP durante os primeiros três anos, e iv) o custo nivelado da eletricidade no prolongamento da atividade nuclear, em que a E&M tem mais peso do que num ativo nuclear de raiz.

(305) A Engie alegou ainda que tanto o MOCP como os empréstimos SDC são estritamente necessários, uma vez que: i) os pagamentos devidos pelo Estado belga ao abrigo do AR não abrangem eventos de indisponibilidade importantes, causados por problemas técnicos ou decorrentes de contingências regulamentares internacionais ou emergências nucleares; ii) contrariamente à afirmação constante do considerando 269, alínea b), da decisão de início do procedimento, tais eventos imprevistos não são cenários «extremos e pouco prováveis», antes são suscetíveis de ocorrer nos próximos 10 anos; e iii) apenas são abrangidos os eventos acima de um determinado limiar.

a) O AR permite ajustamentos do preço de exercício do CD a favor da BE-NUC através de «eventos de reabertura» específicos, que, no entanto, estão sujeitos a limitações e exclusões. Por exemplo, o AR não abrangeria a paragem de uma ou de ambas as unidades OLP para medidas de segurança na sequência de uma emergência ou por força de uma alteração da regulamentação internacional. Além disso, o AR não abrangeria os eventos de indisponibilidade decorrentes de determinadas questões técnicas, como os seguintes: interrupções de segurança na sequência de inspeções regulamentares de rotina, que fazem parte das operações previstas; modernizações obrigatórias exigidas por regulamentos internacionais existentes ou amplamente adotados, tais como os decorrentes da Diretiva 2014/87/Euratom do Conselho, pós-Fucoxima ([123]); paragens de precaução devido a incidentes internacionais, que são respostas regulamentares previsíveis; imposição de regulamentação ambiental mais rigorosa pelas autoridades regionais, que muitas vezes afeta vários setores; perturbações na cadeia de abastecimento que impeçam a manutenção ou as reparações necessárias; e degradação imprevista do equipamento crítico).

b) A probabilidade de ocorrência de tais eventos técnicos/regulamentares/de emergência não é tão baixa como indicado na decisão de início do procedimento e pode ter um impacto tanto no custo das operações das unidades OLP como na sua disponibilidade. A Engie mencionou, a este respeito, o seguinte:

— Um acidente como o de Chernobil ou de Fucoxima não pode ser excluído, apesar do rigor da atual regulamentação em matéria de segurança nuclear.

— A inclusão do MOCP no acordo baseou-se na experiência e no historial de exploração do parque nuclear belga pela Electrabel: durante o período de 2012-2022, ocorreram 11 eventos de indisponibilidade imprevistos significativos devido a razões técnicas que afetaram as sete unidades nucleares belgas.

— Há vários exemplos recentes de uma indisponibilidade alargada de outros parques nucleares no mundo (por exemplo, Ringhals 4 na Suécia em 2022, Civaux 1 em França em 2021, Taishan 1 na China em 2021).

([122]) A Engie enfrentou esta situação em 2018, quando várias unidades estiveram simultaneamente indisponíveis, deixando a empresa com apenas 52 %, em média, da sua capacidade nominal em funcionamento. A Engie teve de recomprar as suas coberturas a prazo num contexto em que os preços belgas tinham aumentado consideravelmente e as capacidades de interligação estavam saturadas, terminando o ano com uma perda de EBITDA de [0-0,5] mil milhões de EUR para as suas atividades nucleares (em comparação com um lucro de [0-0,5] mil milhões de EUR no ano anterior).

([123]) Diretiva 2014/87/Euratom do Conselho, de 8 de julho de 2014, que altera a Diretiva 2009/71/Euratom que estabelece um quadro comunitário para a segurança nuclear das instalações nucleares (JO L 219 de 25.7.2014, p. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Todos os eventos que resultem em custos inferiores a um limiar de 5 milhões de EUR não são considerados «eventos de reabertura» e, por conseguinte, não são compensados pela contraparte no AR.

(306) A Engie alegou que o MOCP não é uma subvenção ilimitada (contrariamente ao que a Comissão sugeriu na sua decisão de início do procedimento) à luz dos direitos de rescisão da contraparte no AR, tal como estabelecidos neste último, que permitiriam limitar a sua exposição.

(307) A Engie alegou que o princípio da extensão dos empréstimos SDC para cobrir a parte dos custos para além da data de reinício foi concedido pelo Estado belga na sequência da antecipação da data de reinício da OLP (de 2026 para 2025), a seu pedido, o que implica que os trabalhos OLP devem ser realizados enquanto as unidades estão em funcionamento, o que conduzirá à geração de receitas inferiores durante os primeiros três anos de funcionamento. Seguiu o princípio fundamental acordado entre a Engie e o Estado belga de que os acionistas estão expostos a quaisquer custos decorrentes do prolongamento da OLP, enquanto a BE-NUC financia os custos de E&M com as suas próprias receitas.

(308) No que diz respeito à proporcionalidade dos mecanismos financeiros previstos pelo projeto OLP, a Engie alegou que não protegem a BE-NUC de qualquer risco operacional, tal como sugerido pela Comissão na decisão de início do procedimento. A BE-NUC está parcialmente exposta, nomeadamente, ao risco de disponibilidade durante o prolongamento da vida útil das unidades OLP, bem como a derrapagens dos custos operacionais após a data de acerto, o que pode impedir a sua geração de receitas e ter um impacto negativo na taxa de rendibilidade da BE-NUC. Esses custos dizem respeito, nomeadamente, a aumentos dos custos de pessoal (programas de retenção e custos adicionais de recrutamento/formação para a continuação das operações), custos de E&M (aumentos dos preços dos materiais, escassez na cadeia de abastecimento de peças e componentes sobresselentes essenciais, requisitos da ANFC/FANC, uma vez que todas as alterações do projeto estão sujeitas a uma análise exaustiva e a contestação por parte da AFCN/FANC antes da aprovação, avarias importantes imprevistas do equipamento antes do reinício, etc.) e custos de combustível (os contratos estão parcialmente ligados à evolução do mercado).

(309) Além disso, a Engie alegou que a Electrabel, enquanto operador das unidades OLP, tem fortes incentivos para maximizar a disponibilidade das unidades OLP em condições normais de funcionamento, a fim de evitar o pagamento de indemnizações fixas se a disponibilidade descer abaixo de [90-100] % em qualquer ano contratual.

(310) A Engie apresentou uma simulação que mostra o impacto na rendibilidade da OLP de eventos que não seriam abrangidos pelo MOCP: i) redução dos eventos de disponibilidade durante a fase de exploração como objetivo ilustrativo [aumento da taxa de paragens forçadas («TPF»)] e ii) aumentos de alguns custos de funcionamento após a data de acerto em resultado de custos imprevistos, bem como uma combinação de ambas as situações. O quadro 16 demonstra que estas situações podem ter um efeito negativo significativo na TIR da BE-NUC.

Quadro 16

Impacto na rendibilidade da OLP (100 %) de eventos não abrangidos pelo MOCP

	Cenário de base (sem disponibilidade reduzida)	PARA +5 %	PARA +10 %
Cenário de base (sem derrapagens dos custos operacionais)		TIR = [5-10] % VAL = menos [100-300] milhões de EUR	TIR = [0-5] % VAL = menos [200-400] milhões de EUR
OPEX +5 %	TIR = [5-10] % VAL = menos [0-200] milhões de EUR	TIR = [5-10] % VAL = menos [100-300] milhões de EUR	TIR = [0-5] % VAL = menos [200-400] milhões de EUR
OPEX +10 %	TIR = [5-10] % VAL = menos [0-200] milhões de EUR	TIR = [0-5] % VAL = menos [100-300] milhões de EUR	TIR = [0-5] % VAL = menos [200-400] milhões de EUR

Fonte: resposta da Engie à decisão de início do procedimento.

(311) A Engie alegou igualmente que a taxa de juro dos empréstimos SDC é proporcionada e adequada, tal como demonstrado por uma análise independente ([124]). A Engie acrescentou que os empréstimos SDC se destinam a ser reembolsados, desde que a BE-NUC produza liquidez suficiente, acrescidos de juros, no final do período da OLP.

5.2.4. *Posição da Engie sobre os termos do MFM e dos empréstimos de acionistas*

(312) A Engie esclareceu que a taxa de juro dos empréstimos de acionistas e do MFM será uma taxa de plena concorrência determinada pelo conselho de administração da BE-NUC, por referência às taxas de mercado prevalecentes e a qualquer financiamento por dívida de terceiros comparável que possa estar disponível no momento pertinente.

(313) A Engie esclareceu igualmente que elaborou uma ficha descritiva que apresenta a metodologia seguida para fixar as taxas de juro. A Engie explicou que esta metodologia é coerente com as políticas da Engie em matéria de preços de transferência para empréstimos e está em conformidade com o princípio BEPS da OCDE, garantindo que a taxa de juro seja fixada a um nível de plena concorrência (ver considerando 63).

(314) Por conseguinte, a Engie concluiu que a taxa de juro tanto do MFM como dos empréstimos de acionistas é proporcional.

5.2.5. *Posição da Engie sobre o AGSE*

(315) Em primeiro lugar, a Engie sublinhou que a entidade do grupo Engie («GEMS») que poderia ser selecionada como parceiro do AGSE na sequência do procedimento de concurso, ou como solução de recurso temporária, será totalmente independente da unidade de negócio Nuclear. A Engie esclareceu que, desde janeiro de 2024, foram estabelecidos os procedimentos de concurso adequados, por um lado, e mecanismos de separação no seio do grupo Engie, por outro, para evitar qualquer envolvimento da Electrabel na seleção do parceiro do AGSE.

(316) Em segundo lugar, a Engie alegou que a potencial seleção da GEMS no concurso do AGSE não implica qualquer risco de encerramento do mercado decorrente. A Engie alegou que a GEMS atuará como parte ao abrigo de um mandato preciso que especificará a ELD (da qual não pode derrogar), sendo remunerada através de uma taxa, e que a eletricidade continuará a ser detida pela BE-NUC até à sua venda. Por conseguinte, uma vez que as vendas correspondentes da BE-NUC não podiam ser atribuídas à GEMS/ao grupo Engie, não poderia haver qualquer reforço da posição da Electrabel no mercado belga se a GEMS fosse nomeada parceira do AGSE.

(317) Em terceiro lugar, o procedimento de concurso para selecionar o parceiro do AGSE cumpre os requisitos de competitividade, transparência e caráter não discriminatório e incondicional estabelecidos na prática da Comissão. Foi publicado a nível da UE e especificará os critérios de qualificação (em especial no que diz respeito à capacidade financeira e à experiência operacional do candidato). Por conseguinte, se a GEMS for selecionado através do procedimento de concurso, esta nomeação da GEMS como parceiro do AGSE pode ser considerada proporcionada. A Engie alegou igualmente que, mesmo que o procedimento de concurso não seja bem-sucedido e a GEMS seja nomeada parceira do AGSE como solução de recurso, o critério da proporcionalidade será cumprido: a GEMS será remunerada em condições de mercado, a um preço determinado por um perito independente em caso de desacordo entre as partes, de modo que essa remuneração não exceda o estritamente necessário para alcançar o objetivo do AGSE. Além disso, a Engie explicou que esta solução de recurso seria apenas temporária e que o Estado belga reiniciaria imediatamente a organização de um novo concurso.

([124]) Nota da Compass Lexecon de 22 de agosto de 2024, «*Supplementary note on MOCP and SDC Loan*», ponto 1.12.

5.3. **Posição da Engie relativamente ao acordo sobre os resíduos**

(318) A Engie alegou que a quantidade agregada do limite máximo para resíduos é suficiente para cobrir quaisquer riscos adicionais que não teriam sido tidos em conta no cálculo da quantidade de base. A Engie observa ainda que o limite máximo para resíduos deverá transferir significativamente menos riscos para o Estado do que no precedente alemão validado pela Comissão. A Engie alegou, nomeadamente, o seguinte:

a) Os resíduos não serão automaticamente transferidos para a Hedera após o pagamento do valor do limite máximo para resíduos. Só serão transferidos os resíduos que satisfaçam critérios de transferência contratuais (CTC) muito estritos, caso contrário a Electrabel continuará a ser responsável pelos mesmos. Os CTC foram acordados entre peritos e baseiam-se nas melhores práticas atuais. Além disso, caso a Electrabel precise de transferir mais volumes, tem de pagar um montante adicional à Hedera («taxas de ajustamento dos volumes»).

b) No processo alemão, subsistiam incertezas quanto à localização das instalações de eliminação de resíduos, ao passo que, no caso em apreço, a instalação de eliminação final dos resíduos da categoria A já é conhecida, o que reduz significativamente as incertezas.

c) Contrariamente ao caso alemão, o montante de base do projeto OLP já inclui um elevado nível de contingências.

d) No caso alemão, utilizou-se uma taxa de desconto nominal de 4,58 % (determinada em relação às taxas da EIOPA). No contexto da subida significativa (+56 pontos de base) da taxa da EIOPA, a taxa de desconto muito mais baixa (–158 pontos de base) de 3 % (nominal) utilizada no projeto OLP parece ser totalmente coerente com o atual nível da taxa de juro. Além disso, a taxa real de 1 % utilizada no projeto OLP é conservadora em comparação com outros países europeus.

e) A Hedera poderá gerar um retorno do investimento suficiente para cobrir as suas obrigações de pagamento. O estudo sobre a gestão de ativos e passivos (GAP) realizado por […] para a revisão da CPN de 2022 corrobora este ponto de vista.

(319) Por conseguinte, a Engie concluiu que o montante pago pela Electrabel ao abrigo do acordo sobre os resíduos cobrirá adequadamente as incertezas assumidas pelo Estado belga e será, por conseguinte, proporcionado.

(320) No que diz respeito às responsabilidades de desativação, a Engie alegou que a Electrabel, enquanto operador nuclear das sete unidades nucleares belgas, continuará a ser responsável pelas suas obrigações de desativação. A Engie reconheceu, no entanto, que a Bélgica cobrirá os custos de desativação (ou o respetivo aumento) diretamente resultantes do projeto OLP, através de um pagamento único (total e final) de um montante fixo à Electrabel.

(321) A Engie remeteu para o parecer da CPN/CNV sobre as responsabilidades de desativação e desmantelamento da OLP, no qual concluiu que o impacto da OLP nos custos de desativação (custos *overnight*) é um aumento dos custos de desativação (assinergia) de [100-500] milhões de EUR (em valores de 2021) ou, atualizado, de [100-500] milhões de EUR (valores de 2023). Por conseguinte, a Engie concluiu que o montante para a transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes da OLP, tal como definido pela CPN/CNV, é proporcionado.

6. **OBSERVAÇÕES DE TERCEIROS**

(322) Para além das observações da Engie, a Comissão recebeu observações de sete terceiros inquiridos durante a consulta pública sobre a decisão de início do procedimento, que decorreu até 9 de setembro de 2024.

(323) Foram recebidas observações de Estados-Membros, empresas, associações e organizações não governamentais. As observações apresentadas por terceiros serão igualmente analisadas nas partes pertinentes da apreciação, sem que seja feita uma menção específica à observação concreta.

(324) Apresenta-se a seguir uma descrição dos comentários e observações de terceiros relevantes para a apreciação dos auxílios estatais, agrupados por tema.

6.1. **Observações relativas à existência de um auxílio**

(325) Não foram recebidas observações sobre a existência de um auxílio.

6.2. **Observações relativas à compatibilidade do auxílio**

6.2.1. *Observações sobre a adequação e a necessidade da medida*

(326) A maioria dos terceiros subscreveram as preocupações da Comissão, manifestadas na decisão de início do procedimento, relativamente à adequação e à necessidade da medida.

6.2.1.1. Observações gerais

(327) Um terceiro discordou da Comissão quanto à existência e à relevância das deficiências do mercado apresentadas pelo Estado belga e argumentou que a tecnologia nuclear simplesmente não é eficaz em termos de custos e não deve ser apoiada através de financiamento estatal. Esta parte recordou que, em geral, ao abrigo das regras da UE em matéria de auxílios estatais, os auxílios ao funcionamento só são permitidos em circunstâncias excecionais e devem limitar-se a tecnologias ainda não comercializáveis ou ainda não maduras, desde que estejam preenchidas condições específicas. Este terceiro discordou da adequação e da necessidade de apoiar a energia nuclear, que considerou uma tecnologia madura e não rentável.

(328) Três em cada sete terceiros alegaram que a energia nuclear não é uma tecnologia adequada para dar resposta a questões de segurança do aprovisionamento, devido à reduzida flexibilidade das centrais nucleares, que têm de produzir continuamente, uma vez que níveis elevados de modulação não são desejáveis.

6.2.1.2. Adequação da conceção do CD

(329) Cinco em cada sete inquiridos partilharam as preocupações da Comissão quanto à adequação da conceção do CD. As preocupações mais importantes foram as seguintes: i) conformidade com a legislação da UE, ii) fixação do preço de exercício na ausência de um procedimento concorrencial (por exemplo, para parques eólicos marítimos), iii) incentivos limitados para ajustar a produção às condições de mercado, uma vez que (na conceção original do CD) o limiar para reduzir a produção só é desencadeado após seis horas de preços negativos nos mercados da eletricidade, iv) a escolha do preço de referência.

(330) No entanto, um terceiro reconheceu as dificuldades dos operadores nucleares em reagir aos sinais do mercado devido às capacidades limitadas de modulação das centrais nucleares. Além disso, um terceiro alegou que, no que diz respeito à conceção do CD, não deveria existir uma solução única e os Estados-Membros deveriam dispor de flexibilidade para ajustar a conceção do CD com base em circunstâncias específicas. Por exemplo, os princípios de conceção do CD devem aplicar-se de forma diferente às tecnologias nucleares em comparação com as fontes de energia intermitentes, devendo reconhecer-se que as centrais nucleares funcionam como capacidade de carga de base.

(331) A Comissão observa que nenhum dos terceiros apresentou observações concretas sobre a forma de melhorar o desenho do CD proposto pelo Estado belga aquando da decisão de início do procedimento.

6.2.2. *Observações sobre a proporcionalidade da medida*

(332) Seis dos sete inquiridos subscreveram as preocupações da Comissão, manifestadas na decisão de início do procedimento, relativamente à proporcionalidade da medida.

6.2.2.1. Observações sobre o pacote de medidas financeiras

(333) Em geral, cinco em cada sete inquiridos consideraram que o pacote de medidas de remuneração financeira (incluindo o CD, o MOCP e vários empréstimos) não seria proporcionado. Estes terceiros concordaram com a apreciação preliminar da Comissão, constante da decisão de início do procedimento, segundo a qual o pacote de medidas de remuneração financeira permitiria uma neutralização dos riscos da Engie.

(334) Uma parte alegou que o Governo belga tem a posição mais desfavorável neste acordo, com uma acumulação de compromissos financeiros para incentivar a Engie a participar no acordo, uma vez que os riscos acabam por ser suportados pelos contribuintes belgas.

(335) Uma parte comparou o acordo, tal como a Comissão, com o anterior prolongamento da vida útil dos reatores Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 em 2015, e recordou que este prolongamento da vida útil foi alcançado sem auxílios estatais.

(336) No que diz respeito à remuneração e ao cálculo da taxa interna de rendibilidade (TIR), um terceiro observou que, embora este nível de rendibilidade possa ser típico para a indústria nuclear, o nível atual da TIR ignoraria os muitos elementos de redução dos riscos incluídos no acordo proposto. Embora não tenham sido fornecidas indicações concretas sobre o que constituiria uma TIR proporcionada, considerava-se necessário proceder a um ajustamento em baixa.

(337) A Comissão observa que houve um acordo global entre os terceiros quanto à necessidade de investigar cuidadosamente o pacote de medidas de remuneração financeira.

6.2.2.2. Observações relativamente ao acordo sobre os resíduos

(338) Como observação geral, um terceiro recordou que a exploração de centrais nucleares gera substâncias de extremamente duradouras e perigosas que não ocorrem naturalmente em qualquer local da Terra. Esta parte alegou que o custo total da produção de eletricidade deve incluir um plano credível para lidar com estas substâncias após a sua utilização para produzir energia.

(339) No que diz respeito à gestão dos resíduos nucleares, a mesma parte argumentou que os depósitos em camadas geológicas profundas não podem constituir um armazenamento seguro por tempo indeterminado, uma vez que formações geológicas que se têm mantido estáveis durante longos períodos da história da Terra podem tornar-se instáveis a longo prazo, devido às alterações climáticas ou à própria radiação. Por conseguinte, o princípio da precaução sugere o armazenamento acima do solo ou em locais facilmente acessíveis e o reacondicionamento a cada 50 a 100 anos.

(340) No que diz respeito aos aspetos económicos do acordo sobre os resíduos, vários terceiros consideraram que o acordo é demasiado positivo para a Engie, uma vez que os custos do tratamento dos resíduos nucleares seriam subestimados.

(341) A Comissão observa que a maioria dos terceiros não forneceu informações concretas sobre a parte do acordo sobre os resíduos que é problemática, quais os parâmetros que teriam de ser alterados e qual seria um valor razoável e proporcionado para o acordo sobre os resíduos. Apenas uma parte alegou que a Bélgica deveria ter igualmente em conta os custos de identificação de um depósito de resíduos nucleares, mas essa parte também não forneceu mais pormenores.

6.2.3. *Observações recebidas sobre potenciais distorções indevidas da concorrência e das trocas comerciais entre Estados-Membros*

6.2.3.1. Impacto nas fontes de energia renováveis e na descarbonização

(342) Seis em cada sete terceiros argumentam que o apoio à energia nuclear não é favorável ao clima, apesar do seu contributo para a redução das emissões de CO_2. Estes terceiros salientaram que o apoio à energia nuclear atrasa o desenvolvimento das fontes de energia renováveis e não contribui para a consecução dos objetivos climáticos. Em especial, foram apresentados os seguintes argumentos a este respeito:

a) Um terceiro estava preocupado com o facto de o nível e a forma das subvenções públicas às centrais nucleares de Doel e Tihange poderem reduzir os incentivos à expansão das energias renováveis, atrasando assim a descarbonização do sistema energético europeu e a eletrificação da economia. Outro terceiro salientou que a produção solar e eólica será prejudicada, uma vez que terá de se adaptar à produção inflexível de energia nuclear. Em particular, as fontes de energia renováveis estão expostas à concorrência, enquanto os Estados-Membros absorvem os riscos dos operadores nucleares.

b) Alguns terceiros argumentaram que a energia nuclear não pode constituir uma estratégia legítima para descarbonizar as economias da UE, uma vez que a energia nuclear não é competitiva em termos de custos, consome demasiados recursos escassos (não só financeiros, mas também recursos humanos e materiais) e sofre sistematicamente atrasos.

c) Um terceiro alegou que, mesmo que a tecnologia nuclear possa contribuir mais do que outras tecnologias para a descarbonização, o balanço ambiental global é negativo (por exemplo, devido à eliminação de resíduos nucleares).

d) Um terceiro observou que o auxílio estatal concedido à Engie poderia penalizar uma multiplicidade de intervenientes de menor dimensão do futuro sistema energético descentralizado. Esta parte instou a Comissão a considerar o clima de investimento em instalações solares e eólicas na Bélgica, ou seja, outras tecnologias mais eficazes em termos de custos que possam não exigir auxílios estatais, antes de vincular grandes montantes de auxílios estatais a centrais nucleares. Esta parte apelou igualmente a uma avaliação da necessidade futura de eletricidade de carga de base.

(343) Em contrapartida, um terceiro discordou dos argumentos acima expostos e alegou que a energia nuclear desempenha um papel importante na consecução dos objetivos climáticos da UE e na segurança do aprovisionamento. Esta parte instou a Comissão a ter em conta a complexidade dos investimentos no domínio nuclear e a conceder aos Estados-Membros uma certa margem de apreciação para escolherem um conjunto de medidas de auxílio adequadas para apoiar os investimentos no setor nuclear.

6.2.3.2. Ausência de um procedimento de concurso e vendas de eletricidade nuclear

(344) Um terceiro lamentou que o contrato proposto entre o Estado belga, a Engie e a Electrabel para o prolongamento da vida útil do Doel 4 e do Tihange 3 tenha sido negociado sem a organização de um procedimento de concurso. Segundo este inquirido, uma combinação de uma carteira de energias renováveis e de armazenamento em baterias em grande escala poderia ter proporcionado um perfil de produção de eletricidade semelhante ao da energia nuclear.

(345) No que diz respeito às vendas de energia nuclear no atual acordo, outro inquirido declarou que os serviços de gestão de energia devem ser prestados por uma parte independente caso não seja possível selecionar qualquer proponente num procedimento de concurso.

6.2.4. *Outras observações apresentadas por terceiros*

(346) Um terceiro alegou que a utilização da energia nuclear para a produção de eletricidade viola o princípio do poluidor-pagador e o princípio da precaução estabelecidos no artigo 191.º do TFUE.

(347) Vários terceiros manifestaram preocupações quanto a questões de segurança relacionadas com o funcionamento da tecnologia nuclear.

a) Uma parte considerou que não é possível excluir acidentes graves em centrais nucleares, que também teriam implicações para outros Estados-Membros.

b) De um modo mais geral, a mesma parte considerou que, recentemente, o perigo das centrais nucleares em conflitos armados se tornou evidente, uma vez que as infraestruturas nucleares civis não se destinam, em princípio, a contrariar os efeitos diretos e indiretos dos acontecimentos de guerra. Como tal, as centrais nucleares podem tornar-se potenciais alvos, cuja destruição pode causar contaminação radioativa, o que não só representa um enorme risco para a segurança, como também pode desestabilizar o aprovisionamento energético de um país.

c) Outra parte alegou que qualquer prolongamento da vida útil de uma central nuclear, apesar de quaisquer modernizações e melhorias em termos de segurança, implica riscos acrescidos de impactos negativos relacionados com a qualidade e a fiabilidade dos componentes desses reatores nucleares, que diminuem ao longo do tempo. De acordo com esta parte, o envelhecimento conduz a uma tendência para avarias dos componentes altamente poluídos do reator e para o aumento das perturbações operacionais.

d) Uma parte recordou que a disponibilidade de urânio e tório continua a ser limitada e que a dependência dos Estados-Membros da UE em relação às importações de minérios de urânio é de cerca de 100 %. Esta parte refuta a ideia de um «ciclo do combustível», alegando que o reprocessamento do combustível irradiado não pode ser repetido o mais frequentemente possível, e afirma que esse reprocessamento representa riscos significativos em matéria de segurança, saúde, ambiente e proliferação.

(348) Um terceiro manifestou preocupações quanto à execução da avaliação de impacto ambiental. Em especial, alegou que as questões fundamentais relativas às melhorias necessárias em matéria de segurança e à gestão do envelhecimento não teriam sido tidas em conta na consulta pública. A parte declarou que tinha apresentado uma posição alargada sobre a questão, que não foi tomada em consideração.

(349) Por último, um terceiro recordou que, embora um dos argumentos apresentados pela Bélgica para realizar o projeto OLP seja a redução da sua dependência do gás natural em relação à Rússia, a indústria nuclear europeia continua fortemente dependente da Rússia para o seu combustível nuclear, uma vez que a Rússia desempenha um papel fundamental tanto na produção como no reprocessamento de urânio. Segundo este inquirido, seria mais fácil encontrar fontes alternativas de gás natural do que eliminar o atual papel da Rússia na indústria nuclear europeia.

7. **RESPOSTA DA BÉLGICA ÀS OBSERVAÇÕES DE TERCEIROS**

(350) Em 30 de outubro de 2024, as autoridades belgas enviaram a sua resposta às observações apresentadas por terceiros.

(351) De um modo geral, o Estado belga acolheu favoravelmente os pontos de vista expressos, mas considerou que várias questões levantadas eram de natureza puramente política, vagas ou baseadas numa interpretação incorreta do projeto OLP.

(352) Além disso, a Bélgica explicou que a maioria das questões suscitadas já tinha sido abordada nas suas observações anteriores e na sua resposta à decisão de início do procedimento. São destacados de seguida os principais argumentos apresentados pela Bélgica em resposta às preocupações manifestadas por terceiros. Apenas são destacadas as respostas às observações diretamente pertinentes para a apreciação do auxílio estatal.

(353) No que diz respeito à crítica de alguns terceiros de que deveriam ter sido ponderados outros mecanismos de financiamento ou outras tecnologias de produção (como um procedimento de concurso para o perfil de produção de eletricidade aberto a outros produtores de energia, a utilização do mecanismo de capacidade belga, o investimento em energias renováveis e armazenamento em baterias em grande escala), a Bélgica apresentou as seguintes respostas:

a) A Bélgica referiu os importantes custos de investimento associados aos projetos nucleares e a existência de deficiências de mercado adicionais em comparação com outras tecnologias (ver considerando 39), o que torna impossível o financiamento do projeto OLP através do mecanismo de capacidade belga. Além disso, a Bélgica alegou que um mecanismo de leilão, como os leilões do MC belga, não é um instrumento adequado para financiar a produção de energia nuclear, pelo que as unidades OLP necessitam de um pacote de apoio específico.

b) A Bélgica recordou que, nos termos do artigo 194.º, n.º 2, do TFUE, os Estados-Membros têm autonomia para definir as suas políticas energéticas, incluindo a opção de incorporar a energia nuclear no seu cabaz energético, e que uma combinação diversificada de métodos de produção de energia é essencial para manter uma rede elétrica fiável e equilibrada. Em 2022, a Bélgica decidiu que as capacidades nucleares em causa deveriam fazer parte do cabaz energético belga durante mais 10 anos e que esta decisão sobre o cabaz energético não podia depender do resultado de um leilão.

c) Além disso, a Bélgica salientou que só a Electrabel pode razoavelmente explorar as unidades OLP, enquanto atual proprietário (maioritário) das mesmas e único operador de centrais nucleares na Bélgica. A Bélgica recordou que o acesso à capacidade de produção nuclear exige saber-fazer especializado, nomeadamente sobre as especificidades nacionais, que não está disponível para todos os intervenientes no mercado, e que, no caso em apreço, um concurso não teria proporcionado resultados significativos, uma vez que não poderia ter sido selecionado qualquer outro operador para além da Electrabel.

(354) No que diz respeito às observações de terceiros sobre o pacote de diferentes medidas (apoio financeiro, acordo sobre os resíduos) para apoiar o projeto OLP, que, no seu entender, seria excessivo, não estaria em conformidade com os incentivos do mercado e não seria proporcionado, a Bélgica argumenta que os acordos incluem vários mecanismos que incentivarão a BE-NUC a responder, tanto quanto possível, aos sinais do mercado, dentro das limitações técnicas das centrais. Em particular:

a) No que diz respeito ao CD, a Bélgica reiterou que a conceção do mesmo é moldada pelas restrições técnicas, regulamentares e económicas das unidades OLP. O CD contém um mecanismo de partilha de perdas/ganhos, com uma TIR entre 6 % e 8 % que incentiva a BE-NUC a: i) otimizar a sua estrutura de custos antes de fixar e rever o preço de exercício, ii) maximizar a produção das centrais quando se esperam preços elevados e o sistema elétrico estiver próximo da escassez (por exemplo, no período de inverno), iii) atenuar os potenciais lucros excecionais, iv) desencadear modulações em caso de períodos prolongados de preços negativos e v) assegurar que as interrupções planeadas para operações, manutenção e abastecimento a longo prazo foram programadas para o verão, quando os preços tendem a ser mais baixos.

b) No que diz respeito à combinação de várias submedidas financeiras para além do CD, a Bélgica alegou que estas se limitam ao mínimo necessário e que cada uma cobre riscos específicos relacionados com o projeto OLP (sendo as medidas, por conseguinte, complementares). A Bélgica recordou que: i) o MOCP e os empréstimos SDC são essenciais para garantir que a BE-NUC gera fluxos de caixa suficientes para pagar ao operador e manter a viabilidade operacional a longo prazo, e ii) a estrutura da EC, os empréstimos de acionistas e o mecanismo de fundo de maneio foram concebidos de modo a apresentarem condições idênticas tanto para o Estado belga como para a Electrabel, na sua qualidade de acionistas, e serão celebrados em condições de mercado.

c) A Bélgica alegou que o projeto OLP não é contrário ao princípio do poluidor-pagador e ao princípio da precaução e recordou que já se considerou que projetos nucleares semelhantes na Alemanha e no Reino Unido, tanto no que diz respeito aos mecanismos de financiamento como ao sistema de limite máximo para resíduos, respeitavam o princípio do poluidor-pagador e o princípio da precaução, tendo sido aprovados pela Comissão.

d) No que diz respeito ao acordo sobre os resíduos, a Bélgica alegou que as responsabilidades em matéria de resíduos nucleares em causa serão transferidas para o Estado belga através de um pagamento fixo de 15 mil milhões de EUR, cujo montante foi determinado com base numa metodologia sólida e em contributos de peritos. A Bélgica salientou igualmente que a responsabilidade final pela gestão segura do combustível irradiado e dos resíduos nucleares radioativos cabe aos Estados-Membros e constitui um princípio fundamental, consagrado no artigo 4.º, n.º 1, da Diretiva 2011/70/Euratom do Conselho ([125]).

(355) No que diz respeito às observações de terceiros sobre os entraves ao desenvolvimento das energias renováveis, a Bélgica argumentou que a procura de eletricidade continuará a aumentar, criando oportunidades para todos os tipos de produção de eletricidade. A Bélgica sublinhou igualmente a sua intenção de desenvolver e apoiar o desenvolvimento do setor das energias renováveis.

(356) No que diz respeito à observação de terceiros sobre a avaliação de impacto ambiental, a Bélgica argumentou que foi realizada uma avaliação de impacto ambiental do projeto OLP por iniciativa do SPF Economia, organizada em plena conformidade com a legislação belga e a Convenção de Aarhus ([126]). Além disso, a Bélgica salientou que as autoridades belgas e a Engie respeitaram todas as regras em matéria de contratos públicos.

(357) No que diz respeito às preocupações de terceiros quanto às vendas de eletricidade a partir da produção de energia nuclear, a Bélgica salientou que são estabelecidas garantias específicas para proporcionar salvaguardas adicionais relativamente ao parceiro do AGSE. A Bélgica salientou que a Engie será excluída do processo de seleção e tomada de decisões e que serão tomadas medidas suficientes para evitar conflitos de interesses quando a GEMS participar no concurso do AGSE.

(358) Quanto à observação relacionada com a dependência contínua da Rússia, a Bélgica argumentou que os contratos de fornecimento da Synatom negociados ou em negociação através da supervisão da Agência de Aprovisionamento da Euratom excluem explicitamente os fornecedores de urânio natural e os serviços de conversão da Rússia.

8. **APRECIAÇÃO DA MEDIDA**

8.1. **Existência de um auxílio estatal**

(359) Nos termos do artigo 107.º, n.º 1, TFUE, são incompatíveis com o mercado interno, na medida em que afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros, os auxílios concedidos pelos Estados ou provenientes de recursos estatais, independentemente da forma que assumam, que falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou certas produções.

(360) Uma medida constitui auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, se preencher quatro condições cumulativas. Em primeiro lugar, a medida deve ser financiada pelo Estado ou através de recursos estatais. Em segundo lugar, a medida deve conferir uma vantagem a um beneficiário. Em terceiro lugar, a medida deve favorecer certas empresas ou atividades económicas (ou seja, é necessário que haja um certo grau de seletividade). Em quarto lugar, a medida deve ser suscetível de afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros e de falsear a concorrência no mercado interno.

([125]) Diretiva 2011/70/Euratom do Conselho, de 19 de julho de 2011, que estabelece um quadro comunitário para a gestão responsável e segura do combustível irradiado e dos resíduos radioativos (JO L 199 de 2.8.2011, p. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Convenção da UNECE sobre Acesso à Informação, Participação do Público no Processo de Tomada de Decisão e Acesso à Justiça em Matéria de Ambiente, geralmente designada por Convenção de Aarhus. A Convenção de Aarhus é um acordo multilateral no domínio do ambiente que proporciona oportunidades reforçadas e transparentes de acesso dos cidadãos às informações sobre ambiente e garante um procedimento de regulamentação fiável.

(361) Na secção 4.1.1 da decisão de início do procedimento, a Comissão explicou que as três componentes da medida notificada foram planeadas em conjunto e são indissociáveis. Nos termos do ponto 81 da Comunicação da Comissão sobre a noção de auxílio, várias medidas podem ser consideradas uma «única intervenção». Tal pode ser o caso, em particular, se as intervenções consecutivas estiverem tão estreitamente ligadas, em especial tendo em conta a respetiva cronologia, a sua finalidade e a situação da empresa à data dessas intervenções, que sejam indissociáveis ([127]). Por exemplo, uma série de intervenções do Estado em relação à mesma empresa num período de tempo relativamente curto, que estão ligadas entre si, ou que foram programadas ou eram previsíveis, na totalidade, no momento da primeira intervenção podem ser apreciadas como uma única intervenção ([128]).

(362) A Comissão explicou nos considerandos 204 e 208 da decisão de início do procedimento que as três componentes da medida, incluindo todas as suas subcomponentes, visavam conjuntamente o prolongamento da vida útil das unidades OLP, uma vez que foram planeadas em conjunto, têm o mesmo objetivo e são estabelecidas pelo mesmo acordo, a saber, o acordo de execução de 13 de dezembro de 2023 (ver considerando 24), e pelo mesmo ato legislativo, ou seja, a Lei Phoenix relativa à segurança do aprovisionamento energético e à reforma do setor da energia nuclear (ver secção 3.5.2), e são todas concedidas pela mesma autoridade, ou seja, o Estado belga. Além disso, o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares e, por conseguinte, o projeto OLP, foram iniciados pelo Governo belga, e a participação da Engie e da Electrabel no acordo estava subordinada à obtenção de um nível adequado de remuneração, de uma garantia contra alterações legislativas relativas à produção de eletricidade a partir de fontes nucleares e de uma redução adicional dos riscos no que respeita ao custo dos resíduos nucleares (ver considerando 23). Por conseguinte, as três componentes da medida notificada, incluindo as suas subcomponentes, estão estreitamente ligadas e teria sido impossível separá-las, uma vez que, em conjunto, constituem uma condição necessária para a participação da Engie e da Electrabel no projeto OLP.

(363) Tendo em conta o que precede, a Comissão concluiu que as três componentes deviam ser examinadas em conjunto como uma única intervenção. As três componentes são interdependentes e têm efeitos mutuamente positivos no desempenho do projeto OLP. A Comissão concluiu também, a título preliminar, relativamente às três componentes da medida consideradas em conjunto, que a intervenção implicaria um auxílio estatal, uma vez que seria concedida com base em recursos estatais imputáveis ao Estado belga e que a medida conferiria uma vantagem económica seletiva e poderia afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros e falsear a concorrência no mercado interno.

(364) Durante a investigação formal, a Comissão não identificou quaisquer motivos que justifiquem a alteração do seu parecer relativamente a esses aspetos. Uma vez que as três componentes da medida foram planeadas em conjunto, têm o mesmo objetivo, são estabelecidas pelo mesmo acordo e pelo mesmo ato legislativo, são concedidas pela mesma autoridade e foram todas necessárias para convencer a Engie e a Electrabel a participar no projeto OLP, a Comissão considera que fazem parte de uma única intervenção e devem ser examinadas em conjunto como uma única intervenção.

8.1.1. *Imputabilidade e existência de recursos estatais*

(365) Para que as medidas possam ser classificadas como auxílio na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, devem ser concedidas direta ou indiretamente através de recursos estatais.

(366) Tal como explicado no considerando 213 da decisão de início do procedimento, a combinação de submedidas do projeto OLP, tal como descrita na secção 3 da presente decisão, foi decidida pelo Estado belga (com o acordo da Engie) no momento da assinatura do acordo de execução, em 13 de dezembro de 2023. Além disso, o projeto OLP implica a criação de uma entidade parcialmente detida pelo Estado (BE-NUC), e a autoridade que concede a subvenção é o Estado belga.

([127]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 19 de março de 2013, Bouygues e Bouygues Télécom/Comissão e o., processos apensos C-399/10 P e C-401/10 P, EU:C:2013:175, n.º 104; Acórdão do Tribunal Geral de 13 de setembro de 2010, Grécia e o./Comissão, processos apensos T-415/05, T-416/05 e T-423/05, EU:T:2010:386, n.º 177; acórdão do Tribunal de Justiça de 15 de setembro de 1998, BP Chemicals/Comissão, T-11/95, EU:T:1998:199, n.ºs 170 e 171.

([128]) Acórdão do Tribunal Geral de 15 de dezembro de 2021, Oltchim SA/Comissão, T-565/19, EU:T:2021:904, n.ºs 93 a 197).

(367) Tal como explicado no considerando 214 da decisão de início do procedimento, o projeto OLP consiste numa série de submedidas que implicam uma transferência de recursos estatais em benefício da BE-NUC, a nova JV detida pelo Estado belga e pela Electrabel. Em especial, um CD apoiado pelo Estado, que permite à JV receber uma remuneração complementar caso os preços de mercado conduzam a um défice de receitas de exploração, expõe o Estado a uma transferência de recursos estatais em benefício da EC.

(368) Com base nas razões acima expostas, a Comissão conclui que a medida é concedida através de recursos estatais e é imputável ao Estado na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

8.1.2. *Vantagem económica seletiva*

(369) Considera-se que uma medida é seletiva se favorecer apenas certas empresas ou certas produções. A Comissão reitera que a presente medida, incluindo as suas várias subcomponentes, apreciadas em conjunto e separadamente, confere uma vantagem seletiva na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

(370) Tal como explicado no considerando 217 da decisão de início do procedimento, o projeto OLP, incluindo as três componentes da medida notificada, visa o prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares com vista a oferecer eletricidade no mercado da energia, contribuindo assim para a segurança do aprovisionamento. A medida proporcionará aos principais beneficiários, a Electrabel e a Luminus, bem como a BE-NUC, uma vantagem específica: i) que não é disponibilizada a outros operadores de energia em situações jurídicas e factuais semelhantes, tendo em conta o objetivo e os efeitos da medida (proporcionar financiamento e receitas estáveis para prolongar a vida útil de dois reatores nucleares e garantir a segurança do aprovisionamento de eletricidade na Bélgica) e (ii) que não teriam obtido em condições normais de mercado e sem um acordo específico sobre as diferentes componentes da medida. Esta vantagem é seletiva, na medida em que favorece os proprietários e o operador das unidades OLP, que se encontram numa situação factual e jurídica comparável à de outros fornecedores de capacidade de produção que não têm a possibilidade de explorar centrais nucleares na Bélgica, mas que também podem contribuir para a segurança do aprovisionamento (tais como centrais a gás, prestadores de serviços de resposta à procura e fornecedores de armazenamento).

(371) Além disso, tal como explicado no considerando 218 da decisão de início do procedimento, muitas das submedidas individuais que fazem parte do projeto OLP conferem uma vantagem económica seletiva à Electrabel e/ou à Luminus (e às empresas contribuintes, se for caso disso). Por exemplo, o AR, na componente 1, inclui um CD bilateral, que estabelece um fluxo de receitas fixo para a produção de eletricidade a partir de fontes nucleares, protegendo assim os proprietários das centrais dos riscos de mercado. O Estado belga prevê igualmente um empréstimo de acionistas, empréstimos SDC e um pagamento mínimo de despesas operacionais e de capital para cobrir os custos de arranque das unidades OLP e a sua potencial falta de rendibilidade. Estes empréstimos e acordos não estão disponíveis para outros concorrentes, pelo que conferem uma vantagem económica seletiva à Electrabel, como parte da BE-NUC, e à Luminus. A componente 3 proporciona proteção à Engie e à Luminus em caso de alteração da legislação ou das políticas, o que reduz o risco de investimento e o transfere para o Estado, conferindo um benefício económico que não poderia ter sido obtido em condições normais de mercado e que não está disponível para outros operadores do mercado.

(372) A Bélgica alega que o procedimento de concurso do AGSE será realizado em conformidade com a lei belga sobre os contratos públicos, de 17 de junho de 2016, e com o Decreto Real de 18 de junho de 2017 relativo aos contratos públicos para os setores dos serviços públicos. O parceiro do AGSE será selecionado através de um concurso aberto, transparente, não discriminatório e incondicional. O procedimento de concurso competitivo do AGSE, que utiliza e cumpre os procedimentos previstos nas diretivas relativas aos contratos públicos, garante que a transação, neste caso a aquisição de serviços de gestão de energia, está em conformidade com as condições de mercado e exclui qualquer vantagem para o gestor de energia. Por conseguinte, o projeto OLP não confere uma vantagem seletiva ao parceiro do AGSE.

(373) Com base nas razões acima expostas, a Comissão conclui que o projeto OLP confere uma vantagem económica seletiva aos beneficiários da medida.

8.1.3. *Ameaça de distorção indevida da concorrência e de efeito nas trocas comerciais*

(374) Tal como a Comissão salientou no considerando 221 da decisão de início do procedimento, o mercado da eletricidade foi liberalizado e os produtores de eletricidade participam nas trocas comerciais entre Estados-Membros, pelo que uma vantagem concedida aos produtores de eletricidade nuclear é suscetível de distorcer a concorrência e afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros. A eletricidade proveniente de fontes nucleares é geralmente vendida no mercado interno da eletricidade, no qual concorre com eletricidade proveniente de todas as fontes, incluindo as de outros Estados-Membros. Além disso, o mercado belga da eletricidade está altamente interconectado na região de cálculo da capacidade Core.

(375) Por conseguinte, a Comissão reitera a sua posição de que a vantagem concedida aos beneficiários através do projeto OLP ameaça falsear a concorrência e afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

8.1.4. *Conclusão quanto à existência de um auxílio*

(376) A Comissão conclui que as componentes 1, 2 e 3 da medida notificada (em conjunto, o projeto OLP), sendo medidas diferentes relativas a uma única intervenção estatal, implicam um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

8.2. **Legalidade do auxílio**

(377) Tal como a Comissão salientou no considerando 224 da decisão de início do procedimento, a medida foi notificada à Comissão em 21 de junho de 2024 e ainda não foi aplicada. A Bélgica confirmou que, antes do encerramento da transação, não serão executados trabalhos efetivos, para além dos trabalhos preparatórios que fazem parte das atividades de desenvolvimento no âmbito do ADC++. O encerramento da transação e a execução da medida estão subordinados à aprovação da medida pela Comissão, uma vez que a aprovação do auxílio estatal é uma condição prévia para a aplicação do acordo de execução.

(378) Por conseguinte, as autoridades belgas cumpriram as obrigações de notificação e de suspensão previstas no artigo 108.º, n.º 3, do TFUE.

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

(379) Dado que a medida constituía um auxílio estatal, a Comissão passou à análise da questão seguinte, ou seja, se tal medida podia ser considerada compatível com o mercado interno.

8.3.1. *Base jurídica para a apreciação*

(380) A Comissão apreciou a medida notificada com base no artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE, que 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».

8.3.2. *Condição positiva: desenvolvimento de uma atividade económica*

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

(381) 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, para ser considerado compatível ao abrigo desta disposição do Tratado, o auxílio tem de contribuir para o desenvolvimento de uma certa atividade económica ([129]).

(382) A intervenção do Estado pode ser necessária para facilitar ou incentivar o desenvolvimento de certas atividades económicas que, na ausência do auxílio, não se desenvolveriam ou não se desenvolveriam ao mesmo ritmo ou nas mesmas condições.

([129]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 22 de setembro de 2022, Áustria/Comissão, C-594/18 P, EU:C:2020:742, n.ºs 20 e 24.

(383) A Bélgica alega que as três componentes da medida reduzem os principais fatores de risco que ocorrem nos investimentos em ativos de produção de energia nuclear. Tal como explicado na secção 3.1 da presente decisão e na secção 2.3 da decisão de início do procedimento, o objetivo da medida notificada é permitir o investimento em dois reatores nucleares existentes, a fim de assegurar o seu funcionamento por um período alargado de 10 anos (em especial através da componente 1 da medida, ver secção 3.3.1), contribuindo para a segurança do aprovisionamento na Bélgica e garantindo financiamento para os resíduos nucleares e o combustível nuclear irradiado a longo prazo (em especial através da componente 2 da medida, ver secção 3.3.2). Além disso, a Bélgica alega que as proteções jurídicas (através da componente 3 da medida, ver secção 3.3.3) são necessárias para antecipar o projeto OLP, reduzindo determinados riscos que se considera estarem fora do controlo do investidor.

(384) A Comissão recorda que o Tribunal de Justiça reconheceu o desenvolvimento de nova capacidade nuclear como uma atividade económica na aceção do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE ([130]) e estabeleceu que o artigo 107.º do TFUE pode ser aplicado aos investimentos em produção de energia nuclear ([131]). Uma vez que o projeto OLP apoia o desenvolvimento da produção de eletricidade a partir de fontes de energia nuclear na Bélgica, contribui para o desenvolvimento de uma atividade económica na Bélgica.

(385) Por conseguinte, a Comissão considera que a medida facilita o desenvolvimento de certas atividades económicas, tal como exigido pelo artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

8.3.2.2. Efeito de incentivo

(386) Só se pode considerar que um auxílio facilita uma atividade económica se este tiver um efeito de incentivo. O efeito de incentivo ocorre se o auxílio induzir o beneficiário a alterar o seu comportamento em relação ao desenvolvimento da atividade económica visada pelo auxílio e se essa mudança de comportamento não ocorrer sem o auxílio.

(387) Tal como explicado nos considerandos 5 e 6 da decisão de início do procedimento e nos considerandos 19 e 23 da presente decisão, a Bélgica esclareceu que, na ausência de auxílio, a Engie não teria os incentivos necessários para continuar a investir no desenvolvimento da capacidade de produção de eletricidade nuclear, em especial porque, antes da decisão do Governo belga relativa ao projeto OLP, em março de 2022, a Bélgica tencionava eliminar totalmente a energia nuclear (ver secção 2.2). Além disso, a Bélgica explicou que existem importantes deficiências do mercado relacionadas com investimentos em recursos de produção de energia em geral e na produção de energia nuclear em particular (ver secção 3.1). É pouco provável que o investimento em energia nuclear sem apoio estatal seja rentável devido à incerteza da evolução do mercado da eletricidade, em especial no caso de prolongamento da vida útil por um período limitado de 10 anos.

(388) Tal como explicado no considerando 19 da presente decisão e no considerando 5 da decisão de início do procedimento, a Engie já tinha anunciado os seus planos para abandonar o setor nuclear na Bélgica e adaptou a sua comunicação e estratégia em conformidade. Em resposta à consulta pública relacionada com a decisão de início do procedimento, a Engie confirmou que não há dúvida de que a Electrabel não teria prosseguido a exploração das unidades OLP na ausência do projeto OLP, incluindo as três componentes (ver secção 5.1.2).

(389) A Bélgica alega igualmente que as atividades de desenvolvimento realizadas na sequência da celebração do ADC++ antes do encerramento da transação são apenas trabalhos preparatórios e estudos de viabilidade e que não serão realizados quaisquer trabalhos antes do encerramento formal da transação (ver secção 3.3.1.1).

(390) A Comissão considera que todas as componentes da medida têm o mesmo objetivo específico e são todas necessárias para que o projeto OLP avance.

a) Os mecanismos de apoio financeiro ao abrigo da componente 1 da medida notificada são necessários para reduzir os riscos do projeto OLP e para cobrir os seus custos de investimento, incluindo um lucro razoável, em especial porque — ao abrigo da atual base jurídica — o operador nuclear tem de cessar novamente as atividades nucleares após o prolongamento de 10 anos da vida útil, o que cria um nível ainda mais elevado de incerteza quanto às receitas provenientes da produção de energia nuclear.

([130]) *Ibid.*, n.º 63.
([131]) *Ibid.*, n.º 32.

b) O acordo sobre os resíduos no âmbito da componente 2 da medida e o acordo sobre a proteção jurídica em caso de alteração das leis relativas à produção de energia nuclear (componente 3) foram igualmente exigidos pela Engie e pela Electrabel para ponderarem participar no projeto OLP e antes de reiniciaram a atividade nuclear na Bélgica.

(391) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que a medida tem um efeito de incentivo, uma vez que induz os beneficiários a exercerem uma atividade económica que não realizariam sem medida.

8.3.2.3. Conformidade com as disposições pertinentes do direito da União

(392) Tal como explicado na decisão de início do procedimento, o Tribunal de Justiça declarou, no processo Hinkley Point C ([132]), que «um auxílio de Estado que viole disposições ou princípios gerais do direito da União não pode ser declarado compatível com o mercado interno». No que se refere especificamente à energia nuclear, o Tribunal de Justiça esclareceu que, para um setor abrangido «pelo Tratado Euratom, um auxílio de Estado a favor de uma atividade económica pertencente a esse setor, cujo exame revela que viola regras do direito da União em matéria de ambiente, não pode ser declarado compatível com o mercado interno em aplicação desta disposição».

(393) Além disso, o Tribunal de Justiça salientou que o direito derivado, como a Diretiva 2011/92/UE, que submete determinados projetos a uma avaliação dos efeitos no ambiente, se aplica às centrais nucleares e aos outros reatores nucleares.

(394) O Tribunal esclareceu igualmente que o artigo 194.º do TFUE relativo à política da União no domínio da energia não exclui os investimentos na energia nuclear ([133]). De acordo com a jurisprudência ([134]), dado que os Estados-Membros da UE podem, nos termos do TFUE, optar livremente por incluir a energia nuclear no seu cabaz energético, afigura-se que os objetivos e os princípios do direito da União em matéria de ambiente e os objetivos prosseguidos pelo Tratado Euratom não estão em contradição, pelo não se pode considerar que os princípios da proteção do ambiente, da precaução, do poluidor-pagador e da sustentabilidade se opõem, em todas as circunstâncias, a que sejam concedidos auxílios de Estado a favor da construção ou da exploração de uma central nuclear.

(395) Assim, o facto de a medida dizer respeito à energia nuclear não a torna incompatível com o mercado interno. A Bélgica optou pela energia nuclear para dar resposta às preocupações em matéria de segurança do aprovisionamento e contribuir para a descarbonização do seu cabaz energético (ver secções 2.3 e 2.4).

(396) Tal como mencionado no considerando 240 da decisão de início do procedimento e no considerando 222 da presente decisão, a Bélgica explicou que o desenvolvimento do projeto OLP foi precedido de um processo abrangente e aberto de avaliação do impacto ambiental realizado em conformidade com os requisitos do direito derivado da UE ([135]). Em reação a uma observação de terceiros a este respeito (ver considerando 348), a Bélgica reiterou que foi realizada uma avaliação de impacto ambiental do projeto OLP por iniciativa do SPF Economia da Bélgica e que a mesma foi organizada em plena conformidade com a legislação belga e a Convenção de Aarhus (ver considerando 356). Por conseguinte, a Comissão não tem indicações de que o projeto OLP viole quaisquer disposições da legislação ambiental da UE.

(397) O projeto OLP foi comunicado à Comissão e as autoridades belgas notificaram-no nos termos do artigo 41.º do Tratado Euratom.

(398) Não está excluído que a Electrabel tenha de executar obras de construção para alinhar as unidades OLP com os requisitos impostos pela autoridade responsável pela segurança. De acordo com jurisprudência, «quando a Comissão aplica o procedimento em matéria de auxílios de Estado, está obrigada, por força da sistemática geral do

([132]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 22 de setembro de 2022, Áustria/Comissão, C-594/18 P, EU:C:2020:742, n.os 44 e 45.
([133]) Acórdão do Tribunal de Justiça de 22 de setembro de 2022, Áustria/Comissão, C-594/18 P, EU:C:2020:742, n.os 48 e 49.
([134]) *Ibid.*, n.º 49.
([135]) Diretiva 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011, relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos públicos e privados no ambiente (JO L 26 de 28.1.2012, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

Tratado, a respeitar a coerência entre as disposições que regem os auxílios de Estado e as disposições específicas diferentes das relativas aos auxílios de Estado e, assim, a apreciar a compatibilidade do auxílio em causa com estas disposições específicas. No entanto, tal obrigação impõe-se à Comissão unicamente quando estão em causa modalidades de um auxílio tão indissociavelmente associadas ao objeto do auxílio que não é possível apreciá-las isoladamente. [...] Em contrapartida, mesmo que a modalidade em causa possa ser separada do objeto do auxílio, a Comissão não é obrigada a apreciar a sua conformidade com as disposições que não sejam as relativas aos auxílios de Estado no âmbito do procedimento previsto no artigo 108.º TFUE» ([136]). No seu acórdão relativo aos auxílios estatais a favor da central nuclear de Paks II, o Tribunal Geral confirmou que a Comissão não é obrigada a verificar que qualquer modalidade de auxílio ou qualquer elemento relacionado com um auxílio, na ausência de um nexo indissociável, está em conformidade com o direito da União ([137]). No processo em causa, o Tribunal Geral observou ainda que «[a] condução de um procedimento de concurso público e o eventual recurso a outra empresa para a construção dos reatores não alteraria nem o objeto do auxílio […] nem o beneficiário do auxílio […]» ([138]).

(399) Tal como mencionado no considerando 243 da decisão de início do procedimento, a Comissão considera que a apreciação da compatibilidade da medida notificada pode ser afetada por um eventual incumprimento da Diretiva 2014/25/UE caso conduzisse a distorções indevidas da concorrência e das trocas comerciais no mercado da eletricidade (mercado em que os beneficiários desenvolvem atividades). A Comissão observa que a Diretiva 2014/25/UE é relevante no que diz respeito à adjudicação direta de (potenciais) obras de construção das unidades OLP a determinadas empresas.

(400) No caso em apreço, mesmo que a Electrabel subcontratasse a totalidade ou parte das (potenciais) obras de construção relacionadas com o projeto OLP eventualmente sujeitas à regulamentação em matéria de contratos públicos, a Comissão considera que não existe um «nexo indissociável» entre os aspetos do auxílio e dos contratos públicos, uma vez que é possível avaliá-los separadamente. A medida notificada apoia o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares, independentemente da forma como o futuro ou futuros contratantes são escolhidos. A execução do auxílio notificado também não depende da aplicação exata das regras em matéria de contratos públicos. A exploração das unidades OLP e as condições de comercialização da eletricidade são, por conseguinte, dissociáveis dos aspetos relativos à adjudicação das obras de renovação dos reatores nucleares. Por conseguinte, a Comissão pode apreciar a medida sem avaliar os aspetos relativos à adjudicação das obras de renovação, uma vez que esses aspetos não têm um nexo indissociável com a atividade económica promovida pelo auxílio nem com as respetivas modalidades.

(401) No que diz respeito ao AGSE, a Bélgica alega que está em curso um concurso público para a seleção de um parceiro do AGSE e que o procedimento de concurso respeita as regras da legislação belga em matéria de contratos públicos (ver secção 3.3.1.5.1). O Governo belga atua como entidade adjudicante em nome e por conta da BE-NUC (porque a BE-NUC ainda não está plenamente operacional), mas a própria BE-NUC celebrará o AGSE. Tendo em conta a atividade da BE-NUC, foi decidido aplicar as regras relativas aos setores dos serviços públicos. A entidade adjudicante selecionará as partes elegíveis e convidá-las-á a apresentar uma proposta, com base no projeto de AGSE proposto pela entidade adjudicante e nas negociações e propostas subsequentes. Por conseguinte, a Comissão pode concluir que o concurso do AGSE respeita as regras belgas e da UE aplicáveis em matéria de contratos públicos.

(402) A Bélgica confirmou que as autoridades belgas e a Engie respeitaram as regras em matéria de contratos públicos relativamente ao procedimento de concurso do AGSE (ver considerando 143) e as regras em matéria de contratos públicos em geral (ver considerando 356). Pelas razões mencionadas nos considerandos 398 a 401, a Comissão não tem indicações de que o projeto OLP viole quaisquer disposições da legislação em matéria de contratos públicos.

([136]) Ver acórdão do Tribunal Geral de 3 de dezembro de 2014, Castelnou Energía, T-57/11, EU:T:2014:1021, n.os 181 a 184. Acórdão do Tribunal Geral de 30 de novembro de 2022, Áustria/Comissão, T-101/18, EU:T:2022:728, n.º 30.

([137]) Acórdão do Tribunal Geral de 30 de novembro de 2022, Áustria/Comissão, T-101/18, EU:T:2022:728, n.º 32.

([138]) Acórdão do Tribunal Geral de 30 de novembro de 2022, Áustria/Comissão, T-101/18, EU:T:2022:728, n.º 37. O argumento segundo o qual é necessário um «nexo indissociável» para que a Comissão aprecie a compatibilidade com o direito da União de determinadas modalidades de auxílio foi confirmada pelo Tribunal de Justiça no acórdão Braesch. Ver acórdão do Tribunal de Justiça de 31 de janeiro de 2023, Comissão/Braesch e o., C-284/21 P, EU:C:2023:58, n.os 96 a 99.

(403) Tal como referido no considerando 245 da decisão de início do procedimento e na secção 3.3.2.1 da presente decisão, no que respeita à transferência de responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível nuclear irradiado, o acordo está em conformidade com as disposições estabelecidas na Diretiva 2011/70/Euratom. O Tratado Euratom e o direito derivado aplicável atribuíram aos operadores de instalações nucleares a responsabilidade principal de assegurar a gestão responsável e segura do combustível irradiado e dos resíduos radioativos e o seu financiamento, em conformidade com o princípio estabelecido no artigo 4.º, n.º 3, da Diretiva 2011/70/Euratom. No entanto, cabe, em última instância, ao Estado a responsabilidade de gerir de forma responsável e segura os resíduos radioativos e do combustível irradiado e de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros adequados para essa gestão. As autoridades belgas demonstraram que a medida visa garantir o financiamento da gestão do combustível irradiado e dos resíduos nucleares como condição prévia para a gestão responsável e segura destes materiais. Por conseguinte, a Comissão não tem indicações de que a parte do projeto OLP relativa ao acordo sobre resíduos viola as disposições estabelecidas na Diretiva 2011/70/Euratom.

(404) Uma vez que o projeto OLP recebe apoio sob a forma de um CD bilateral, a Comissão considera que os princípios estabelecidos no artigo 19.º-D, n.º 2, do Regulamento (UE) 2019/943 ([139]), com a redação que lhe foi dada pelo Regulamento (UE) 2024/1747 («Regulamento Eletricidade»), se aplicam a todos os CD bilaterais, a partir da entrada em vigor desse regulamento em 16 de julho de 2024. Tal inclui os casos em que um Estado-Membro, sem ter a obrigação de o fazer nos termos do Regulamento Eletricidade, decide introduzir um CD bilateral em relação a investimentos destinados a prolongar a vida útil de instalações existentes, como no caso do projeto OLP. Neste contexto, as autoridades belgas introduziram algumas alterações na conceção do CD, a fim de melhorar as decisões de modulação, transferindo o poder de decisão no que diz respeito às modulações económicas para o parceiro do AGSE, tal como explicado na secção 3.3.1.5.2. Além disso, a Bélgica intensificou o mecanismo de partilha de perdas/ganhos (ARPM atualizado), a fim de alinhar mais estreitamente o apoio financeiro com as variações dos preços de mercado (ver considerando 107). A Comissão reconhece que a dimensão das centrais é relativamente grande em comparação com a liquidez do mercado intradiário e de compensação na Bélgica, que as centrais em questão dependem de tecnologias nucleares antigas com flexibilidade limitada, que as centrais estão sujeitas a requisitos de segurança particularmente elevados e que a prorrogação e a introdução de modulações económicas aumentam o risco de paragens (ver secção 2.1). Ao mesmo tempo, a Comissão constata que, embora os mercados intradiários e de compensação belgas estejam cada vez mais integrados com os mercados vizinhos, continuam a ser bastante pequenos em comparação com a dimensão das duas centrais. Neste contexto, a Comissão reconhece que as autoridades belgas introduziram algumas alterações na conceção do CD, a fim de o alinhar mais estreitamente com os objetivos do artigo 19.º-D, n.º 2, do Regulamento Eletricidade, assegurando que as unidades OLP serão moduladas em resposta aos sinais do mercado, em especial garantindo também — tanto quanto tecnicamente possível — um calendário eficiente de produção e manutenção.

(405) Tal como referido no considerando 247 da decisão de início do procedimento e no considerando 110 da presente decisão, a Bélgica alega que quaisquer receitas do CD bilateral reverterão para o orçamento geral do Estado (sendo contabilizadas de forma separada) e serão utilizadas principalmente para financiar os pagamentos da contraparte no AR ao abrigo do CD para as unidades OLP. Se as receitas do CD excederem os montantes necessários para financiar os custos do CD para as unidades OLP, podem ser utilizadas para financiar os custos de outro CD. A Bélgica compromete-se a que, caso as receitas remanescentes do CD sejam utilizadas para efeitos da sua distribuição às empresas, a distribuição seja efetuada em conformidade com o artigo 19.º-D, n.º 2, alíneas d) e e), do Regulamento Eletricidade. A Bélgica informará previamente a Comissão caso as receitas do CD sejam distribuídas a empresas e, se necessário, notificará essa medida (ver considerando 110). A Comissão considera que, através deste compromisso, a Bélgica forneceu garantias suficientes quanto ao cumprimento dos princípios estabelecidos no artigo 19.º-D, n.º 2, alíneas d) e e), do Regulamento Eletricidade. A Bélgica confirmou igualmente que a conceção do CD inclui cláusulas de penalização em caso de rescisão antecipada unilateral indevida do contrato, em conformidade com o artigo 19.º-D, n.º 2, alínea f), do Regulamento Eletricidade (ver considerando 110).

([139]) Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade (JO L 158 de 14.6.2019, p. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), com a redação que lhe foi dada pelo Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União (JO L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Tal como mencionado no considerando 248 da decisão de início do procedimento, no que diz respeito à conformidade da JV com o Regulamento (CE) n.º 139/2004 do Conselho ([140]), resulta das observações do Estado belga e da Engie que a JV prevista não pode ser considerada plenamente funcional na aceção do artigo 3.º do referido regulamento. Por conseguinte, a medida não está sujeita a notificação à Comissão Europeia no que diz respeito à sua conformidade com o referido regulamento.

(407) Tal como referido no considerando 249 da decisão de início do procedimento e na secção 3.6 da presente decisão, no que diz respeito ao financiamento da medida, as autoridades belgas explicaram que os custos relacionados com o projeto OLP são cobertos pelo orçamento do Estado sempre que necessário. Os benefícios do projeto também reverteriam para o orçamento do Estado. Não há recursos destinados à medida, pelo que a mesma não viola o artigo 30.º nem o artigo 110.º do TFUE.

(408) Pelas razões acima expostas, a Comissão conclui que a medida proposta não viola, enquanto tal, quaisquer disposições pertinentes do direito da UE.

8.3.2.4. Conclusão

(409) Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que o projeto OLP cumpre a primeira condição (positiva) da apreciação da compatibilidade (ou seja, o facto de o auxílio facilitar o desenvolvimento de uma atividade económica).

8.3.3. *Condição negativa: o auxílio não pode afetar indevidamente as condições das trocas comerciais de maneira que contrarie o interesse comum*

8.3.3.1. Identificação do mercado afetado pelo auxílio

(410) Tal como referido na decisão de início do procedimento, o projeto OLP foi criado para contribuir para a segurança do aprovisionamento de eletricidade no mercado belga, reduzindo simultaneamente a dependência da Bélgica em relação aos combustíveis fósseis (e contribuindo assim também para a descarbonização do sistema energético belga). Ao mesmo tempo, estabeleceu-se que o mercado belga está bem interligado na região de cálculo da capacidade Core (ver considerando 374).

(411) Tendo em conta o que precede, os mercados relevantes para a apreciação das medidas em causa são os mercados da eletricidade na Bélgica e o mercado da eletricidade na região de cálculo da capacidade Core.

8.3.3.2. Identificação dos efeitos positivos da medida de auxílio

(412) Tal como referido no considerando 254 da decisão de início do procedimento e no quadro 2 da presente decisão, o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares deverá representar 12 % a 16 % da produção de eletricidade na Bélgica, o que permite prosseguir a produção de eletricidade a partir de energia nuclear e, por conseguinte, manter a produção necessária do lado da oferta, em consonância com o cabaz energético específico escolhido pela Bélgica. Juntamente com a capacidade adquirida através do mecanismo de capacidade, é necessário manter os dois reatores nucleares mais jovens no mercado durante mais 10 anos para fazer face ao aumento contínuo da procura de eletricidade na Bélgica, tal como demonstrado na mais recente avaliação da adequação dos recursos do ORT belga (ver secção 2.4). Por conseguinte, o projeto OLP tem efeitos positivos no mercado, uma vez que ajudará a resolver os problemas de adequação dos recursos e a contribuir para a segurança do aprovisionamento na Bélgica.

(413) Além disso, os investimentos em fontes de energia nuclear proporcionam ativos de produção hipocarbónicos fiáveis. Ao garantir um aprovisionamento seguro durante a eliminação progressiva dos combustíveis mais poluentes e ao reduzir a dependência do gás natural, a produção nuclear, que apresenta baixas emissões de carbono por MWh de eletricidade produzida, contribui (juntamente com o desenvolvimento de energias renováveis) para a consecução dos objetivos de descarbonização nacionais e europeus.

(414) O projeto OLP também apoiará diretamente os objetivos do plano REPowerEU, uma vez que reduzirá a dependência de combustíveis fósseis importados (em especial o gás), que estão sujeitos a flutuações de preços e a riscos geopolíticos, reforçando assim a segurança energética (considerando 21).

([140]) Regulamento (CE) n.º 139/2004 do Conselho, de 20 de janeiro de 2004, relativo ao controlo das concentrações de empresas (JO L 24 de 29.1.2004, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que o projeto OLP tem efeitos positivos no mercado, dado que aumentará a segurança do aprovisionamento e contribuirá para a descarbonização do cabaz energético da Bélgica. Uma vez que a região de cálculo da capacidade Core está bem interconectada, estes efeitos positivos beneficiarão provavelmente os Estados-Membros vizinhos que importam eletricidade da Bélgica.

8.3.3.3. Necessidade da intervenção do Estado

(416) A fim de avaliar a necessidade de uma medida de auxílio, a Comissão tem de determinar se a medida visa uma situação em que pode criar uma melhoria substancial que o mercado, por si só, não consegue produzir. Um auxílio que conduz a uma melhoria da situação financeira da empresa beneficiária, mas que não é necessário para alcançar o objetivo pretendido, não pode ser considerado compatível com o mercado interno.

(417) No caso em apreço, a Bélgica pretende prolongar a vida útil dos seus dois reatores nucleares mais jovens, a fim de resolver problemas de segurança do aprovisionamento, reduzindo o consumo de combustíveis fósseis e contribuindo, assim, para a descarbonização. A Comissão tem de avaliar se, para alcançar estes objetivos, é necessário conceder auxílios estatais para manter a energia nuclear no mercado.

(418) Na secção 2.3.2 da decisão de início do procedimento e na secção 3.1 da presente decisão, a Comissão explicou que a existência de deficiências do mercado é um fator relevante para a apreciação da necessidade do auxílio e reconheceu determinadas deficiências do mercado que exigem uma intervenção do Estado no âmbito do desenvolvimento da energia nuclear ([141]). No que respeita, em especial, aos investimentos em energia nuclear, a deficiência do mercado deve-se principalmente a uma série de riscos específicos que são difíceis de gerir para os investidores comerciais ([142]), tais como:

a) A complexidade da tecnologia nuclear, que conduz à exposição a riscos técnicos e de gestão de projetos, bem como a riscos de mercado e de investimento (devido à intensidade de capital dos investimentos e à volatilidade dos mercados da energia), que são tratados pela componente 1 da medida;

b) Os riscos a longo prazo relacionados com a gestão dos resíduos nucleares e a desativação e desmantelamento de centrais nucleares, que são tratados pela componente 2 da medida; e

c) A exposição a riscos relacionados com decisões regulamentares e políticas, que é tratada pela componente 3 da medida.

(419) Segundo a Bélgica, cada uma das três componentes do projeto OLP trata de um dos riscos e deficiências do mercado mencionados no considerando 418.

(420) A Bélgica alega igualmente que o mecanismo de capacidade belga não é um mecanismo de financiamento adequado para a capacidade de energia nuclear na Bélgica, em especial tendo em conta o curto período em que o prolongamento da vida útil foi decidido, as incertezas adicionais e as deficiências do mercado relacionadas com os investimentos em energia nuclear em comparação com outras tecnologias, as características específicas do mecanismo de capacidade, que tem leilões anuais com resultados incertos, e um calendário incompatível com o do projeto OLP (ver secção 3.3.4 e considerando 353). Além disso, a Bélgica alega que a medida notificada, incluindo o pacote de submedidas, era necessária para convencer a Engie a encetar negociações sobre o prolongamento da vida útil das unidades OLP, uma vez que a Engie já tinha tomado a decisão de cessar todas as atividades nucleares na Bélgica (ver considerando 19).

([141]) Decisão da Comissão de 8.10.2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido, Apoio à central nuclear Hinkley Point C (JO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerandos 382 a 385.

([142]) Ver, por exemplo, Decisão da Comissão de 8.10.2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido, Apoio à central nuclear Hinkley Point C (JO L 109 de 28.4.2015, p. 44); Decisão da Comissão de 6.3.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hungria, Desenvolvimento de dois reatores nucleares na central nuclear Paks II (JO L de 1.12.2017, p. 45); Decisão da Comissão de 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica, Prolongamento da vida útil das centrais nucleares Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (JO C 142 de 5.5.2017, p. 1); Decisão da Comissão de 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Alemanha, Transferência de responsabilidades em matéria de resíduos radioativos e combustível nuclear irradiado na Alemanha (JO C 254 de 4.8.2017, p. 1).

(421) Por conseguinte, a Bélgica argumenta que é pouco provável que o prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares ocorra na ausência de apoio estatal, incluindo um modelo de remuneração adequado (componente 1), um acordo sobre a transferência das responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e de combustível irradiado (componente 2) e as disposições em matéria de proteção jurídica (componente 3), dando cada uma dessas componentes resposta a uma das deficiências do mercado acima referidas.

(422) A necessidade de cada uma das três componentes da medida é avaliada (separadamente) nas secções 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 e 8.3.3.3.3. A avaliação da necessidade combinada das componentes 1, 2 e 3, bem como dos seus potenciais efeitos cumulativos, é apresentada na secção 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Necessidade da componente 1

(423) No que diz respeito aos riscos técnicos, de gestão de projetos, de mercado e de investimento mencionados pela Bélgica, a Comissão reconheceu, em decisões anteriores, que os investimentos em novos projetos de energia nuclear estão sujeitos a um risco significativo, dada a combinação de elevados custos de capital inicial, longos prazos de construção e um longo período de exploração para recuperar os custos de investimento. A Comissão reconheceu também que a ausência de instrumentos financeiros baseados no mercado, bem como de outros tipos de contratos, para garantir proteção contra esses riscos substanciais, constitui uma deficiência do mercado específica para algumas tecnologias, entre as quais a energia nuclear ([143]). No entanto, referia-se a investimentos em novas centrais de energia nuclear. Em contrapartida, o presente processo abrange investimentos no prolongamento da vida útil de dois operadores nucleares existentes. Por conseguinte, a Comissão considera que a questão do investimento no prolongamento da vida útil dos dois reatores nucleares não se teria colocado na ausência de auxílio.

(424) Em primeiro lugar, no que diz respeito à observação da Comissão, formulada no considerando 295 da decisão de início do procedimento, segundo a qual o prolongamento de 10 anos da vida útil do Doel 1, do Doel 2 e do Tihange 1 em 2015 ocorreu sem um pacote de medidas de apoio financeiro ([144]), a Engie alegou, em resposta à consulta pública (ver considerando 290), que as circunstâncias de ambos os projetos não são comparáveis, uma vez que, no caso em apreço: i) o Governo belga tomou a decisão sobre o projeto OLP após a Engie ter iniciado os trabalhos preparatórios para abandonar a atividade nuclear, ii) existem custos adicionais relacionados com o calendário apertado do atual projeto OLP, que também foram reconhecidos pela Autoridade de Segurança Nuclear (AFCN/FANC), e iii) o aumento da quota de energias renováveis no sistema energético conduz a uma maior volatilidade dos preços de mercado em comparação com a situação e as expectativas em 2015.

(425) Em segundo lugar, no que respeita à dúvida da Comissão quanto à necessidade de dispor de todo o pacote de medidas de remuneração, a Bélgica e a Engie alegaram que cada parte da componente 1 prossegue um objetivo específico e que as subcomponentes são complementares. A Bélgica clarificou mais pormenorizadamente a configuração das medidas financeiras (ver também o considerando 68).

a) Os custos de exploração e manutenção do projeto OLP são financiados através das receitas de exploração da OLP, sendo garantido um fluxo estável de receitas operacionais através do CD. Tal como explicado pela Bélgica e pela Engie, tendo em conta as deficiências do mercado relacionadas com a indústria nuclear e a elevada volatilidade do mercado da eletricidade nos próximos anos, o projeto OLP está exposto a um forte risco de défice de financiamento, o que torna o CD um instrumento necessário para obter receitas de exploração estáveis. A Comissão considera que um CD adequadamente concebido é um instrumento necessário para garantir um fluxo de receitas estável num ambiente de mercado incerto. A Comissão já reconheceu, na decisão de início do procedimento, o elevado risco de um VAL negativo para o projeto OLP na ausência de um CD. Além disso, a Comissão concorda igualmente que o prolongamento da vida útil das unidades OLP (10 anos) diz respeito a um período curto em comparação com a duração média dos investimentos no setor nuclear (sobretudo porque as unidades OLP não funcionarão a 100 % de capacidade durante os primeiros três anos devido à necessidade de concluir os trabalhos de prolongamento da OLP em simultâneo), ao passo que existem custos significativos para tornar as unidades OLP conformes com a regulamentação em matéria de segurança.

([143]) Decisão da Comissão de 8.10.2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido, Apoio à central nuclear Hinkley Point C (JO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerandos 382 e 383.

([144]) Nesse caso, apenas foram concedidas proteções jurídicas contra o risco de bloqueio político (semelhantes às proteções jurídicas concedidas através da componente 3 da medida atual).

b) O MOCP e os empréstimos SDC complementam o CD, a fim de assegurar a estabilidade financeira a longo prazo, uma vez que não se pode excluir que ocorram períodos de indisponibilidade imprevista significativa durante o período de 10 anos. Com efeito, os dados fornecidos pela Electrabel mostram que a probabilidade de tais eventos não é pequena e que os mesmos são até prováveis, tendo em conta a sua experiência com os reatores nucleares belgas durante o período de 2012-2022 (ver quadro 10). Os empréstimos SDC destinam-se a assegurar uma liquidez suficiente durante a fase de reinício do projeto OLP, quando ainda têm de ser realizados trabalhos importantes e as unidades OLP não podem funcionar em plena capacidade, prevendo-se que sejam reembolsados até ao final do período de 10 anos. Em contrapartida, o MOCP está disponível ao longo de todo o período de 10 anos, mas abrange apenas situações de indisponibilidade imprevistas significativas. Um mecanismo de fundo de maneio (MFM) serve de ponte intra-anual para o MOCP anual. A Bélgica apresentou três cenários que mostram o impacto da ocorrência de eventos de indisponibilidade imprevistos significativos. Como se depreende claramente do quadro 11, sem o MOCP e os empréstimos SDC, a JV poderia entrar em falência nestas situações, que não são improváveis durante o período de 10 anos.

c) Por conseguinte, a Comissão reconhece que o CD, os empréstimos SDC, o MOCP e o MFM são medidas complementares, todas necessárias para garantir que a BE-NUC dispõe, em qualquer momento, de liquidez suficiente para pagar os seus custos de exploração, manutenção e combustível, a fim de permitir um funcionamento seguro e fiável das unidades OLP.

d) Uma vez que a Engie estava a limitar a sua exposição ao setor nuclear (ver considerando 19) e não quis investir sozinha as CAPEX necessárias de mais de [2-2,5] mil milhões de EUR para o projeto OLP e suportar sozinha todas as perdas potenciais devidas a eventos de indisponibilidade imprevistos e a derrapagens de custos, solicitou um mecanismo de partilha de riscos a 50/50 com o Estado belga antes de subscrever o acordo sobre o projeto OLP (ver considerando 23) e insistiu na estrutura de JV (criação da BE-NUC) para além dos mecanismos de remuneração no AR, a fim de cobrir os restantes riscos de financiamento e solvência. As CAPEX necessárias do projeto OLP são financiadas pelos acionistas da JV numa base *pari passu*, quer através de capitais próprios quer através de empréstimos de acionistas.

— Mesmo com os mecanismos de remuneração financeira do AR em vigor, subsistem riscos significativos, que a Engie não quis suportar sozinha. A Engie forneceu uma simulação que mostra o impacto de eventos de disponibilidade reduzida e/ou de aumento dos custos operacionais durante a fase de exploração que não são abrangidos pelo MOCP, o que pode ter um efeito negativo significativo na rendibilidade da BE-NUC, como demonstrado no quadro 16.

— Através da estrutura da EC, o financiamento das CAPEX pode ocorrer sem exposição ao crédito, o qual, no caso em apreço, seria muito dispendioso ou difícil de obter, uma vez que os bancos comerciais não estão dispostos a expor-se a ativos nucleares.

— A introdução dos empréstimos de acionistas para além da injeção de capital decorre de considerações financeiras, uma vez que concede maior flexibilidade na conceção dos calendários de levantamento e reembolso e otimiza a estrutura financeira no que diz respeito ao rendimento tributável.

e) Por conseguinte, a Comissão conclui que a criação de uma EC, na qual os riscos relacionados com as derrapagens de custos e interrupções forçadas não cobertos pelos outros instrumentos financeiros são partilhados com o Estado belga, pode ser considerada necessária.

f) O ADC++ cobre os custos relacionados com as atividades de desenvolvimento que é necessário realizar para satisfazer as expectativas da autoridade de segurança relativamente ao projeto OLP. Tendo em conta o calendário apertado do projeto OLP, a Comissão considera, por conseguinte, necessário estabelecer um acordo e decidir sobre o financiamento destas atividades.

g) No que diz respeito às restantes submedidas da componente 1, tal como já mencionado na decisão de início do procedimento, a Comissão considera o seguinte:

— o acordo E&M permite garantir a cobertura de todos os custos de exploração e manutenção a qualquer momento, pelo que é necessário,

— a celebração de um acordo sobre práticas administrativas e sobre as vendas de energia é essencial para que o projeto OLP funcione na prática, pelo que o ASA e o AGSE são necessários, e

— é prática corrente, no âmbito de um acordo entre duas partes, chegar a acordo sobre as condições em caso de não encerramento da transação, pelo que a indemnização das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento é necessária.

(426) Em terceiro lugar, a Comissão recorda as observações de terceiros que argumentaram que também poderiam ser utilizadas tecnologias mais baratas para garantir o fornecimento de energia e afirmaram que as subvenções ao setor nuclear abrandariam os progressos noutras tecnologias mais económicas e mais favoráveis ao clima (em especial, as energias renováveis). A Bélgica alegou que os Estados-Membros têm autonomia para definir as suas políticas energéticas, incluindo a opção de incorporar a energia nuclear no seu cabaz energético, e que uma combinação diversificada de métodos de produção de energia é essencial para manter uma rede elétrica fiável e equilibrada. Tendo em conta o facto de a concentração do mercado ter diminuído nos últimos anos, devido a uma maior quota de energias renováveis no cabaz energético belga (ver considerandos 34 a 37), e face aos recentes investimentos do Estado belga no parque eólico marítimo Princess Elisabeth ([145]), a Comissão não vê qualquer razão para concluir que o projeto OLP prejudicaria o reforço das energias renováveis na Bélgica. A necessidade de investir tanto em energia nuclear como em energias renováveis é igualmente plausível, uma vez que as energias renováveis ainda apresentam desvantagens, como a disponibilidade de locais e a capacidade de ligação à rede. A remuneração através da conceção (alterada) do CD proporciona mais incentivos para maximizar a produção em horas de preços elevados (na medida do possível, tendo em conta que existem tecnologias antigas nas unidades OLP). Tal reduz o impacto concorrencial da medida nos investimentos em energias renováveis baseados no mercado, uma vez que é de esperar que os ativos de produção de energia renovável funcionem com especial frequência nos períodos de preços mais baixos (uma vez que, nesses períodos, a disponibilidade de recursos renováveis é elevada, o que reduz os preços de mercado).

(427) Por último, no que diz respeito ao argumento da Bélgica de que não é possível colmatar adequadamente o défice de financiamento das unidades OLP através da participação no mecanismo de capacidade (ver secção 3.3.4 e considerando 353), a Comissão reconhece que o resultado incerto dos leilões do MC e o calendário dos mesmos não são compatíveis com o plano da Bélgica de reiniciar a OLP em 2025. Em especial, o Governo belga anunciou o projeto OLP em março de 2022 e assinou um acordo de execução vinculativo em 13 de dezembro de 2023 (ver secção 2.3). Nessa altura, já tinham sido realizados três leilões do MC.

(428) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que foi comprovado que todas as submedidas da componente 1 são complementares e necessárias.

8.3.3.3.2. Necessidade da componente 2

(429) No que diz respeito às deficiências do mercado e aos riscos relacionados com a incerteza dos custos da gestão dos resíduos nucleares e da desativação, tal como mencionado no considerando 276 da decisão de início do procedimento, a Comissão considera que estes são tratados através da transferência de responsabilidades relativas aos resíduos radioativos e ao combustível irradiado, bem como da transferência de responsabilidades adicionais em matéria de desativação resultantes do projeto OLP. O acordo sobre os resíduos visa garantir a gestão responsável e segura do combustível irradiado e dos resíduos radioativos, uma vez que a transferência garantirá o financiamento dos resíduos nucleares e aumentará o nível de segurança para o armazenamento provisório e a eliminação final destes materiais. A Bélgica alega que as responsabilidades adicionais em matéria de desativação resultantes do projeto OLP cobrem apenas os custos adicionais decorrentes do projeto OLP, não cobrem quaisquer custos operacionais relacionados com a gestão corrente ou as atividades habituais e, por conseguinte, não provocam distorções.

([145]) Ver Decisão da Comissão de 13.9.2024, SA.107336 (2024/N), Bélgica, Mecanismo de apoio para o lote 1 da zona ao largo Princess Elisabeth (JO C, C/2024/5754, 25.9.2024, http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj).

(430) Tal como salientado pela Comissão em decisões anteriores relativas à transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares na Alemanha e no Reino Unido ([146]), a gestão dos resíduos radioativos caracteriza-se por prazos longos, que podem, por conseguinte, exigir alguma forma de intervenção estatal. Além disso, a necessidade de intervenção do Estado quanto à gestão responsável e segura dos resíduos radioativos está consagrada no artigo 4.º, n.º 1, da Diretiva 2011/70/Euratom, que atribui ao Estado a responsabilidade final a este respeito. A transferência das responsabilidades pela gestão dos resíduos radioativos e pela desativação serve o objetivo de garantir o financiamento da gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioativos como condição prévia para a gestão responsável e segura destes materiais. Além disso, a Engie não tencionava manter as suas atividades nucleares na Bélgica (ver considerando 19) e apenas aceitou iniciar negociações sobre o prolongamento da vida útil quando existiu um acordo sobre as disposições financeiras, mas também sobre a transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares (ver considerando 23).

(431) No que diz respeito à transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes, em especial, do projeto OLP, uma vez que esta transferência apenas cobre os custos adicionais resultantes do projeto OLP, enquanto as responsabilidades regulares de desativação e desmantelamento continuam a caber ao operador nuclear, e uma vez que foi o Governo belga e não a Engie ou a Electrabel que solicitou o prolongamento da vida útil, a Comissão considera que esta transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP é igualmente necessária. Em comparação com a avaliação constante da decisão de início do procedimento, os custos adicionais de desativação relacionados com o projeto OLP também foram entretanto confirmados pela CPN/CNV (ver considerando 200).

(432) Além disso, a Comissão não se opõe à libertação dos ativos não europeus da Electrabel do perímetro desta última, uma vez que a Engie garantirá que pelo menos 4 mil milhões de EUR de ativos permanecerão na Electrabel (ver considerandos 59 e 181).

(433) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que a componente 2 da medida notificada é necessária.

8.3.3.3.3. Necessidade da componente 3

(434) No que diz respeito às deficiências do mercado relacionadas com os riscos regulamentares e políticos, tal como mencionado no considerando 278 da decisão de início do procedimento, a Comissão considera que, embora um «bloqueio» político possa, em princípio, afetar todas as tecnologias, é previsível que afete mais os projetos nucleares, dada a natureza controversa da tecnologia nuclear ([147]). Em especial, a Bélgica já mudou algumas vezes o seu rumo político em matéria de energia nuclear nos últimos 25 anos (ver secção 2.2), pelo que a Comissão considera que este risco está particularmente presente no país. Além disso, a Comissão não recebeu quaisquer elementos de prova em contrário durante a consulta pública sobre o caso em apreço.

(435) Por conseguinte, a Comissão considera que os riscos regulamentares e políticos são eficazmente tratados através da medida de proteção jurídica e que são necessárias proteções jurídicas no caso da energia nuclear, tal como reconheceu também na decisão relativa ao processo SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Conclusão sobre a necessidade da medida

(436) Tendo em conta o que precede, a Comissão conclui que as três componentes da medida (incluindo as suas subcomponentes) são necessárias para assegurar o prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares na Bélgica. Além disso, a Comissão conclui que a medida produz um efeito de incentivo para os beneficiários, assegurando a boa execução do projeto OLP.

([146]) Ver Decisão da Comissão de 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Alemanha, Transferência de responsabilidades em matéria de resíduos radioativos e combustível nuclear irradiado na Alemanha (JO C 254 de 4.8.2017, p. 1); Decisão da Comissão de 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Reino Unido, Contrato de transferência de resíduos para novas centrais nucleares (JO C 161 de 4.5.2016, p. 1).

([147]) Ver também os considerandos 384 e 385 da decisão da Comissão no processo SA.34947 (ver nota de rodapé 144).

([148]) Ver Decisão da Comissão de 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Bélgica, Prolongamento da vida útil das centrais nucleares Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (JO C 142 de 5.5.2017, p. 1).

8.3.3.4. Adequação

(437) As deficiências do mercado mencionadas na secção 3.1, decorrentes de: i) um mercado da energia e um clima de investimento incertos, ii) custos incertos relacionados com os resíduos nucleares e iii) exposição a decisões políticas, impedem o operador nuclear de obter segurança em termos de receitas. No caso em apreço, a Comissão considera que tal é particularmente problemático devido à tecnologia antiga em que se baseiam as unidades OLP, que proporciona pouca margem de flexibilidade, bem como à duração limitada do prolongamento de 10 anos da vida útil. Estas características, particularmente presentes no caso em apreço, dificultam ainda mais o funcionamento rentável das unidades OLP, pelo que a Comissão considera adequado o apoio estatal.

(438) A Bélgica alega que, devido às deficiências do mercado identificadas e aos riscos específicos relacionados com a energia nuclear, é necessário um mecanismo de apoio distinto para a energia nuclear. Tal como referido na secção 3.3.4, a Bélgica alega que outras formas de regimes de apoio financeiro direto (prémio fixo de aquisição, CD unilateral e modelo da base de ativos regulados) foram ponderadas, mas não foram consideradas adequadas para apoiar o projeto OLP. A Bélgica alega que as três componentes da medida notificada são necessárias para enfrentar as deficiências e os riscos do mercado. Segundo a Bélgica: i) a configuração específica do projeto OLP e as medidas de apoio financeiro da componente 1 são adequadas para garantir receitas estáveis ao operador nuclear e evitar a insolvência da JV em caso de eventos imprevistos significativos, ii) o limite máximo para resíduos e as submedidas conexas da componente 2 são adequados para garantir a disponibilidade dos fundos necessários para financiar soluções de gestão responsável e segura do combustível irradiado e dos resíduos radioativos, iii) as proteções jurídicas da componente 3 são adequadas para garantir a proteção contra alterações na opinião pública e na posição dos decisores políticos em relação à energia nuclear.

(439) Na secção seguinte, a Comissão avaliará, de forma separada para cada componente, se as componentes 1, 2 e 3 da medida notificada, incluindo as suas várias submedidas, são adequadas. A avaliação da adequação combinada das componentes 1, 2 e 3, bem como dos seus potenciais efeitos cumulativos, é apresentada na secção 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Adequação da componente 1

(440) Em primeiro lugar, tal como referido nos considerandos 285, 300 e 303 da decisão de início do procedimento, respetivamente, a Comissão considerou que o ADC++, o ASA e a indemnização das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento eram medidas adequadas. Em primeiro lugar, tendo em conta o curto período de tempo anterior à data de reinício da OLP e a necessidade de iniciar as atividades de desenvolvimento o mais rapidamente possível após a decisão de prolongar a vida útil de dois reatores nucleares ter sido tomada pelo Governo belga, a Comissão considera que a celebração do ADC++, antes do encerramento final da transação, constitui um instrumento adequado para garantir que as atividades de desenvolvimento necessárias são realizadas a tempo pelo operador nuclear. Em segundo lugar, a Comissão considera que a celebração de um acordo sobre práticas administrativas (ASA), bem como de um acordo sobre as condições em caso de não encerramento da transação, é uma prática corrente no âmbito de um acordo entre duas partes. Além disso, a Comissão não recebeu quaisquer elementos de prova em contrário relativamente a estas três submedidas durante a consulta pública sobre o caso em apreço. Por conseguinte, a Comissão considera que o ADC++, o ASA e a indemnização das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento são medidas adequadas que devem fazer parte do projeto OLP.

(441) Em segundo lugar, no que diz respeito ao CD, a Bélgica alega que o CD bilateral é a opção mais adequada para corrigir as deficiências do mercado e proporcionar segurança em termos de receitas, evitando simultaneamente uma remuneração excessiva do operador nuclear. Os mecanismos de apoio alternativos (participação no MC, prémio fixo de aquisição, CD unilateral, modelo BAR) foram examinados pelas autoridades belgas, mas considerados menos adequados (ver secção 3.3.4). Tal como referido nos considerandos 290 a 293 da decisão de início do procedimento, a Comissão tinha várias preocupações quanto à conceção do CD e muitos dos terceiros inquiridos na consulta pública concordaram com o ponto de vista da Comissão (ver secção 6.2.1.2):

a) A conceção (inicial) do CD correspondia à concessão de uma remuneração fixa por MWh de eletricidade efetivamente produzida e carecia de incentivos adequados para a produção de eletricidade e a programação da manutenção em consonância com as circunstâncias do mercado, o que é suscetível de distorcer indevidamente as operações de mercado.

b) Além disso, o regime de modulação (inicial) predefinido apenas previa sanções se a produção das unidades OLP não fosse reduzida quando o preço da eletricidade fosse inferior a 20 EUR por MWh ou menos durante mais de seis horas, o que conduziria à concessão de auxílios em períodos de preços da eletricidade negativos.

c) A Comissão também não estava convencida de que o mecanismo (inicial) de partilha de perdas/ganhos tivesse impacto na prática.

d) Por último, foi questionado se o preço do MDS como PMR na fórmula CD era a escolha mais eficiente e se não seria mais adequado incluir também um produto a longo prazo no PMR.

(442) Em resposta às preocupações da Comissão relativamente à conceção do CD, a Bélgica introduziu algumas alterações:

a) Em primeiro lugar, a Bélgica esclareceu que, devido à tecnologia nuclear antiga em que se baseiam as unidades OLP, é impossível torná-las muito reativas a quaisquer sinais do mercado. Tal como referido na secção 2.1, a própria Engie estava disposta a valorizar a flexibilidade das unidades OLP nos mercados da energia no contexto da medida, salientando simultaneamente os consequentes riscos de paragens devido às modulações dos reatores. Ao mesmo tempo, a Autoridade de Segurança Nuclear belga impôs uma limitação ao número de modulações económicas por ciclo. A fim de responder às preocupações da Comissão e de terceiros, tal como mencionado no considerando 441, alínea a), tendo simultaneamente em conta os condicionalismos técnicos das instalações, a Bélgica decidiu alterar a remuneração do parceiro independente do AGSE. A Bélgica incluiu uma componente variável na fórmula de remuneração, pelo que o parceiro do AGSE tem incentivos para vender a eletricidade nuclear tanto quanto possível em consonância com as circunstâncias do mercado, tendo simultaneamente em conta as restrições de modulação, tal como explicado na secção 3.3.1.5.2. No âmbito desta nova configuração, para responder às preocupações enunciadas no considerando 441, alínea b), o regime de modulação foi suprimido, uma vez que caberá ao parceiro do AGSE decidir quando é adequado desencadear uma modulação económica. O parceiro do AGSE terá os incentivos adequados para solicitar uma modulação económica quando os preços de mercado forem baixos ou negativos, uma vez que sofrerá uma sanção quando não o fizer.

b) No que diz respeito à preocupação enunciada no considerando 441, alínea c), a Bélgica intensificou o mecanismo ARPM, de modo que a remuneração ao abrigo do CD se mantenha mais em consonância com a evolução das circunstâncias do mercado (ver secção 3.3.1.3.2).

c) No que diz respeito à preocupação referida no considerando 441, alínea d), a Bélgica manteve o preço do MDS como PMR na fórmula do CD pelas razões mencionadas no considerando 98. Em especial, durante a fase de investigação formal, a Bélgica salientou o elevado risco e o grande impacto da deteção de interrupções imprevistas, em especial durante a fase de reinício do projeto OLP. Tal tornaria a produção das unidades OLP muito incerta nos três primeiros anos de produção, pelo que a existência de um preço de referência a longo prazo na conceção do CD aumentaria os riscos das centrais.

d) A Bélgica confirma igualmente que a contraparte no CD (BE-WATT) desenvolverá uma estratégia de gestão dos riscos para a sua posição aberta, tal como legalmente previsto, e que a sua execução contribuirá para a liquidez dos mercados a prazo da eletricidade (ver considerando 99). A adoção da estratégia está sujeita a um parecer da entidade reguladora, que incluirá uma avaliação do impacto da estratégia nos mercados relevantes da eletricidade (ver considerando 158).

(443) A Comissão considera que as alterações relacionadas com a conceção do CD e a sua aplicação, bem como o compromisso de desenvolver uma estratégia de gestão dos riscos que contribuirá para a liquidez dos mercados a prazo da eletricidade, são suficientes para dissipar as dúvidas suscitadas na decisão de início do procedimento. A Comissão reconhece que as unidades OLP se baseiam numa tecnologia antiga com flexibilidade limitada, o que limita as capacidades do operador nuclear para alterar regularmente a produção das centrais. Esta situação contrasta com as tecnologias nucleares mais recentes ou com outros modelos de centrais nucleares (por exemplo, barras de controlo cinzentas/negras) que permitem o seguimento da carga. Tendo em conta o prolongamento limitado de 10 anos, a Comissão reconhece que a tecnologia tem de ser considerada como um dado adquirido, o

que limita as capacidades do operador nuclear para alterar significativamente o comportamento das centrais. Nesta perspetiva, a Comissão valoriza as tentativas das autoridades belgas e da Electrabel no sentido de alinhar tanto quanto possível a produção e a manutenção com as circunstâncias do mercado, por um lado, ao delegar o poder de decisão no que respeita às modulações económicas no parceiro do AGSE e ao alterar a sua remuneração e, por outro, ao mudar o ciclo de combustível de 18 para 12 meses a fim de programar, tanto quanto possível, a manutenção para o período de verão. A este respeito, também a intensificação do mecanismo de partilha de perdas/ganhos contribui para o objetivo de alinhar o mais possível a remuneração do CD com as circunstâncias do mercado e contribui para uma maior exposição ao risco de mercado. Embora o apoio em períodos de preços negativos ainda não possa ser totalmente excluído, devido à flexibilidade limitada das instalações e às preocupações de segurança, a conceção alterada do CD, juntamente com a fórmula de remuneração modificada do AGSE, reduz os incentivos à produção em períodos de preços negativos. A Comissão reconhece igualmente que, em especial durante a fase de reinício do projeto OLP, existe um elevado risco de indisponibilidades e interrupções imprevistas, o que significa que a exposição aos mercados a longo prazo pode implicar riscos adicionais e que, por conseguinte, o preço do MDS é mais adequado como PMR no período inicial do projeto OLP. A Comissão observa igualmente que as autoridades belgas têm liberdade para ajustar o PMR na conceção do CD, bem como o acordo de remuneração do AGSE, após os três anos iniciais do projeto. Por último, o impacto da utilização do MDS nos mercados a prazo é reduzido pela estratégia de cobertura que promoverá a liquidez dos mercados a prazo, e o impacto no mercado intradiário é atenuado pelos custos variáveis suportados pelo parceiro do AGSE.

(444) Consequentemente, e tendo em conta as circunstâncias específicas do caso em apreço, que diz respeito a unidades nucleares existentes que funcionam com base numa tecnologia antiga e com flexibilidade limitada, a Comissão considera que a conceção alterada do CD, juntamente com a remuneração modificada do AGSE, é adequada.

(445) Em terceiro lugar, a Comissão manifestou igualmente preocupações quanto à adequação dos empréstimos SDC e do MOCP, que cobrem, respetivamente, os custos do período de paragem e os défices de tesouraria operacionais que podem surgir, de uma forma semelhante a uma subvenção potencialmente ilimitada, protegendo a JV de quaisquer riscos operacionais. Além disso, o MOCP assegura uma proteção de capital de 50 %. A Bélgica alega que, na ausência dos empréstimos SDC, do MFM e do pagamento mínimo de despesas operacionais e de capital, seriam necessárias contribuições adicionais em capitais próprios, uma vez que, no caso de um único evento de indisponibilidade, os acionistas da JV estariam expostos a riscos de insolvência e a um défice de financiamento, o que tornaria o investimento não rentável.

(446) Em resposta às preocupações da Comissão relativamente aos empréstimos SDC e ao MOCP, a Bélgica prestou esclarecimentos adicionais e ajustou estas medidas:

a) A Bélgica alega que os empréstimos SDC serão, em princípio, reembolsados. No que diz respeito ao risco de os empréstimos SDC não serem reembolsados caso as entradas de caixa sejam insuficientes (uma vez que surgem após o reembolso das contribuições dos acionistas), a Bélgica argumenta que este cenário é muito improvável e que os empréstimos SDC não são reembolsados apenas no caso de um cenário muito negativo (ver considerando 132), ou seja, se houver vários anos de indisponibilidade substancial, por exemplo, menos de 60 % em cada ano entre 2029 e 2035. Embora não seja improvável, este risco é pequeno e só se materializa em circunstâncias extremas, o que implicaria um evento importante ou uma série de eventos imprevistos importantes durante um longo período de tempo, suscetíveis de implicar o encerramento da instalação [ver alínea b)]. Esta situação seria prejudicial para os acionistas: os empréstimos SDC não serão integralmente reembolsados se, e apenas se, o projeto não gerar lucros suficientes para proporcionar quaisquer retornos sobre o investimento dos acionistas, pelo que os empréstimos SDC não beneficiam os acionistas de forma desproporcionada.

b) Do mesmo modo, a Bélgica alega que o MOCP só é ativado caso se verifique uma situação muito negativa e que a Engie corre o risco de perder 50 % do seu investimento de capital. No entanto, para responder ao receio de que o MOCP possa redundar numa subvenção ilimitada, a Bélgica fixou um limite máximo para os pagamentos do MOCP. Tal como explicado no considerando 121, a contraparte no AR (ou seja, o Estado belga) exercerá o(s) seu(s) direito(s) de rescisão ao abrigo do AR caso o montante pago do MOCP atinja 2 mil milhões de EUR.

c) Por último, a Bélgica forneceu informações adicionais sobre o risco de ocorrência de um evento de indisponibilidade imprevisto significativo durante o período de 10 anos do prolongamento da vida útil, tendo sido demonstrado que esse risco não é reduzido (ver considerandos 114 a 118) e que os seus efeitos têm um grande impacto na rendibilidade do projeto OLP (ver quadro 11).

(447) Por conseguinte, a Comissão conclui que os empréstimos SDC e o MOCP são instrumentos necessários e adequados para salvaguardar a viabilidade do projeto OLP, em especial à luz das circunstâncias específicas do caso em apreço, que diz respeito a reatores nucleares existentes que se baseiam numa tecnologia antiga e, por conseguinte, estão sujeitos ao risco de interrupções imprevistas significativas. Nesta perspetiva, dado que o prolongamento da vida útil é limitado a um período de 10 anos, o que limita a possibilidade de recuperar perdas significativas, o MOCP proporciona um mecanismo de apoio à EC, que a protege do risco operacional. Sem garantias adicionais sob a forma MOCP e dos empréstimos SDC, um investidor privado dificilmente assumiria o risco de executar o projeto OLP. Tendo em conta a potencial escala dos pagamentos MOPC em caso de paragem prolongada de uma das duas unidades OLP, ao longo de vários anos, afigurou-se necessário limitar este mecanismo a um montante que correspondesse às práticas de mercado e que proporcionasse tempo suficiente para restabelecer o funcionamento normal da(s) unidade(s) OLP. A Comissão acolhe favoravelmente a limitação dos (potenciais) pagamentos MOCP, de modo que a exposição do Estado belga seja, pelo menos, quantificada e conhecida antecipadamente.

(448) No que diz respeito à participação do Estado belga na EC, a Bélgica alega que essa participação permite ao Estado belga cocontrolar a empresa do projeto, uma vez que os dois acionistas participam na JV em condições de igualdade. Permite igualmente ao Estado belga manter um certo grau de propriedade sobre as infraestruturas críticas. A Comissão conclui, por conseguinte, que a JV é adequada.

(449) Em quarto lugar, no que diz respeito ao AGSE, a Comissão considera adequado escolher um parceiro para vender a eletricidade produzida pelas unidades OLP no mercado grossista, na condição de esse parceiro agir com total independência e não no interesse da Electrabel. No entanto, a Comissão tinha dúvidas quanto à limitação das vendas ao mercado grossista para o dia seguinte. A Bélgica esclareceu que o parceiro do AGSE tem a liberdade de vender a eletricidade produzida pelas unidades OLP em qualquer mercado e não apenas no MDS (ver considerando 152). A Bélgica confirmou igualmente que o parceiro do AGSE será selecionado através de um concurso e que serão estabelecidas salvaguardas para garantir que a Engie não tem qualquer influência no procedimento de concurso ou nos resultados (ver secções 3.3.1.5.1 e 3.3.1.5.3). Além disso, caso a GEMS seja selecionado como parceira do AGSE, a Bélgica e a Engie comprometem-se a aplicar as salvaguardas necessárias para que não haja qualquer interferência com as outras atividades comerciais da GEMS (ver secção 3.3.1.5.3). Por conseguinte, a Comissão considera que a criação do AGSE e a seleção do parceiro do AGSE são adequadas.

(450) Por último, a Comissão manifestou preocupações quanto à adequação da combinação de vários mecanismos de remuneração que acrescem ao CD e considerou que o pacote de submedidas ao abrigo da componente 1 só pode ser considerado adequado na medida em que não conduza a distorções indevidas e adicionais das trocas comerciais e da concorrência. Uma vez que a Comissão não tem indicações de que o parceiro do AGSE não operaria de forma independente, nem de que a Engie ficaria protegida de todos os riscos de mercado (através do mecanismo ARPM ajustado, do limite máximo para o MOCP e do risco de capital de 50 %), a Comissão pode concluir que todas as submedidas ao abrigo da componente 1 podem ser consideradas adequadas, tanto individualmente como em conjunto.

8.3.3.4.2. Adequação da componente 2

(451) Tal como referido no considerando 304 da decisão de início do procedimento, a gestão dos resíduos radioativos caracteriza-se por prazos longos e pode, por conseguinte, exigir alguma forma de intervenção estatal; a responsabilidade final do Estado em matéria de gestão responsável e segura dos resíduos radioativos está estabelecida no artigo 4.º, n.º 1, da Diretiva 2011/70/Euratom.

(452) Por conseguinte, a Comissão considera que a transferência de responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado para um organismo público independente, a Hedera, é um meio adequado para atribuir uma maior responsabilidade pela eliminação final do combustível irradiado e dos resíduos radioativos ao Estado belga e para garantir o seu financiamento durante um longo período de tempo. A Comissão também não identificou qualquer medida ou configuração alternativa, para além da descrita na secção 3.3.2.2, que permita à Bélgica alcançar estes objetivos de forma igualmente satisfatória.

(453) No que diz respeito à transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP («assinergias de desativação»), tal como referido na secção 3.3.2.4, esta transferência cobre apenas os custos adicionais resultantes do projeto OLP, enquanto as responsabilidades regulares de desativação e desmantelamento continuam a caber ao operador nuclear. Com efeito, a CPN/CNV confirmou que existem assinergias que afetam os custos de desativação e desmantelamento e quantificou o montante. Uma vez que foi o Governo belga, e não a Engie/Electrabel, que solicitou o prolongamento da vida útil, a Comissão considera adequada a transferência de assinergias de desativação, através de um pagamento único fixo pelo Estado belga.

(454) Por último, o facto de as responsabilidades em matéria de resíduos nucleares serem transferidas para o fundo Hedera, um organismo público separado que assegura a canalização dos fundos para o fim a que se destinam e controla os custos em relação às responsabilidades transferidas, sob o controlo, em ambos os casos, de um organismo governamental independente (CPN/CNV), justifica a libertação dos ativos não europeus da Electrabel do perímetro desta última e garante a adequação da transferência de responsabilidades relativas aos resíduos radioativos e ao combustível irradiado.

(455) Por conseguinte, a Comissão considera que a componente 2 da medida notificada, incluindo as suas submedidas, é adequada para corrigir a deficiência do mercado relacionada com os custos incertos da gestão dos resíduos e da desativação.

8.3.3.4.3. Adequação da componente 3

(456) A Comissão considera que a tecnologia nuclear está particularmente sujeita a um bloqueio político. Por conseguinte, tal como já referido no considerando 306 da decisão de início do procedimento, a Comissão considera que um acordo sobre a proteção jurídica é adequado para resolver a deficiência do mercado relacionada com os riscos políticos e regulamentares, tal como também reconhecido pela Comissão na decisão relativa ao processo SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Conclusão sobre a adequação da medida

(457) A Comissão considera que as alterações na medida, incluindo uma alteração da conceção do CD, a intensificação do ARPM e um limite máximo para o MOCP, bem como os esclarecimentos adicionais sobre a combinação de submedidas, são suficientes para levar a Comissão a concluir que a componente 1 é adequada. A Comissão tem igualmente em conta as circunstâncias específicas do caso em apreço, que diz respeito a um investimento em centrais nucleares existentes baseadas numa tecnologia antiga e por um período limitado. No que diz respeito às componentes 2 e 3, não foram apresentados durante a investigação formal quaisquer elementos de prova que levem a Comissão a afastar-se da sua conclusão anterior de que as componentes 2 e 3 são adequadas.

(458) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que as submedidas no âmbito das componentes 1, 2 e 3 constituem uma forma adequada de apoiar o projeto OLP.

8.3.3.5. Proporcionalidade

(459) Para avaliar a proporcionalidade de uma medida, a Comissão deve verificar se a medida se limita ao mínimo necessário à boa conclusão do projeto OLP com vista à consecução dos objetivos perseguidos.

(460) Na decisão de início do procedimento, a Comissão explicou que a avaliação da proporcionalidade deve ter em conta a combinação das medidas de apoio propostas pelas autoridades belgas, ou seja, a combinação das componentes 1, 2 e 3, incluindo a combinação de submedidas dentro de cada componente.

(461) A Comissão começará por avaliar, nas secções seguintes, se as componentes 1, 2 e 3 da medida notificada, incluindo as suas várias submedidas, são proporcionadas. A avaliação da proporcionalidade combinada das componentes 1, 2 e 3, bem como dos seus potenciais efeitos cumulativos, é apresentada na secção 8.3.3.6.

([149]) Ver também o considerando 103 da decisão da Comissão no processo SA.39487 (ver nota de rodapé 25).

8.3.3.5.1. Proporcionalidade da componente 1

(462) Tal como referido no considerando 331 da decisão de início do procedimento, considerou-se que o ADC++, o acordo E&M, o ASA e a indemnização das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento foram celebrados em condições de mercado, pelo que podem ser considerados proporcionados. Tal como mencionado no considerando 324 da decisão de início do procedimento, a Comissão reconheceu que a execução de um procedimento de concurso competitivo para o acordo E&M pode não ser adequada, dada a sensibilidade e a natureza específica das unidades OLP, pelo que a sua proporcionalidade pode ser avaliada através do nível da margem obtida pela Electrabel através da execução do acordo, que deve ser fixado em condições de mercado. Uma vez que os níveis das margens fixados no acordo E&M estão alinhados com os níveis aplicados ao abrigo do acordo de parceria OLP com a Luminus, que é um acordo de referência pertinente, uma vez que abrange serviços semelhantes, a Comissão considerou que o acordo E&M é proporcionado. Além disso, durante a consulta pública sobre o caso em apreço, a Comissão não recebeu quaisquer elementos de prova que refutem a proporcionalidade do ADC++, do acordo E&M, do ASA e da indemnização das perdas associadas à cobertura de custos em caso de não encerramento.

(463) A JV foi igualmente considerada proporcionada na decisão de início do procedimento, uma vez que o Governo belga e a Electrabel exercerão os seus direitos em pé de igualdade: a governação da EC, bem como os seus custos e receitas, serão partilhados equitativamente.

(464) Na presente secção, a Comissão avalia a proporcionalidade da taxa interna de rendibilidade (TIR) do projeto OLP, bem como as restantes submedidas financeiras da componente 1 (MOCP, MFM, empréstimos SDC, empréstimos de acionistas). A fim de assegurar a proporcionalidade da medida de auxílio estatal e evitar a sobrecompensação, a medida de auxílio estatal deve assegurar a taxa mínima de rendibilidade para o beneficiário realizar o investimento, ou seja, a taxa mínima que preenche o défice de financiamento do projeto. O défice de financiamento é definido como a diferença entre o VAL do cenário factual e o do cenário contrafactual, sendo simultaneamente o montante mínimo de auxílio estatal necessário para que a medida tenha um efeito de incentivo na empresa e o montante máximo de auxílio estatal proporcionado para desencadear o investimento.

(465) O conceito de défice de financiamento está profundamente enraizado no processo normal de tomada de decisões das empresas. Quando as empresas que visam maximizar os lucros decidem se devem ou não realizar um projeto, avaliam o valor gerado pelo projeto em questão em comparação com vias de ação alternativas e escolhem a que tem a maior rendibilidade esperada. Assim, para que as empresas estejam dispostas a realizar um projeto que não apresente a maior rendibilidade esperada, poderá ser necessário incentivá-las através de auxílios estatais que cubram o défice de financiamento.

(466) A fim de identificar que parte da melhoria em causa é imputável ao impacto da intervenção, uma vez que essa melhoria pode resultar não apenas do projeto OLP, mas também de outros fatores, a Bélgica apresentou um cenário contrafactual, que não estava à disposição da Comissão aquando da decisão de início do procedimento ([150]). Nesse caso, o cenário contrafactual é um cenário em que não teria lugar qualquer prolongamento da vida útil das unidades OLP, o que sucederia se não fosse celebrado um acordo com o Governo belga. Na análise contrafactual, os resultados da intervenção são comparados com os resultados que teriam sido alcançados se a intervenção não tivesse sido executada. Nessa situação, a Electrabel: i) continuaria a explorar os reatores nucleares até às suas datas de paragem legal iniciais e ii) manteria todas as responsabilidades relacionadas com os resíduos. O Governo belga forneceu os dados financeiros relacionados com este ponto, nomeadamente os fluxos de caixa livres, não descontados ([151]), previstos para as operações das unidades nucleares belgas durante a sua vida útil remanescente (até às suas datas de paragem legal em 2025). A Bélgica alega que os fluxos de caixa das unidades OLP durante o restante período de vida legal permanecem inalterados com ou sem o projeto OLP.

(467) Existiam três preocupações principais em relação à proporcionalidade da componente 1 na decisão de início do procedimento, que são relevantes para a apreciação da Comissão:

a) O MOCP e os termos do MFM, dos empréstimos de acionistas e dos empréstimos SDC (ver secção 8.3.3.5.1.1);

b) A TIR alvo de 7 % subjacente ao modelo financeiro (ver secção 8.3.3.5.1.2); e

c) O AGSE (ver secção 8.3.3.5.1.3).

([150]) A análise contrafactual mencionada na decisão de início do procedimento refere-se ao cenário em que a Engie realizaria o projeto OLP sem ter chegado a acordo com o Governo belga.

([151]) Os fluxos de caixa livres não foram descontados, uma vez que há menos de um ano de funcionamento remanescente até à data de paragem legal.

8.3.3.5.1.1. Proporcionalidade das medidas de apoio financeiro da componente 1

(468) Em primeiro lugar, tal como mencionado na decisão de início do procedimento, a Comissão considerou que o MOCP proporciona efetivamente um mecanismo de apoio à EC, uma vez que qualquer défice de receitas decorrente da falta de produção de eletricidade que ocorra durante o período inicial e a fase de exploração será coberto por um pagamento do Estado belga, o que protegerá financeiramente a *joint venture* de qualquer risco operacional. A principal questão do MOCP estava relacionada com o facto de poder representar, de facto, uma subvenção quase ilimitada à BE-NUC em caso de longos períodos de indisponibilidade imprevistos das unidades OLP. Teoricamente, se um evento imprevisto importante ou uma série de eventos imprevistos importantes impedirem as unidades OLP de produzir eletricidade durante o período de 10 anos do projeto OLP, o MOCP poderá ser desencadeado até [7 000-8 000] milhões de EUR. A Bélgica prestou esclarecimentos adicionais sobre a probabilidade não negligenciável de ocorrência desses eventos de interrupção imprevistos significativos (ver considerandos 114 a 118) e as consequências que tal poderia implicar (ver quadro 11), e a Bélgica comprometeu-se a limitar o pagamento do MOCP a 2 mil milhões de EUR (ver considerando 121). Este montante, que parece estar em conformidade com as práticas da indústria em matéria de níveis de garantia, corresponde ao limite superior de um cenário em que ambas as unidades OLP estão simultaneamente indisponíveis durante dois anos consecutivos. Tendo em conta o período de prolongamento da instalação (limitado a 10 anos), considerou-se que dois anos constituiriam o período máximo que poderia ser dedicado à identificação e resolução de um problema ou de uma série de problemas, de acordo com a sua importância, antes de considerar a possibilidade de encerrar a central. Por conseguinte, a Comissão considera que o montante máximo do MOCP é proporcionado.

(469) Em segundo lugar, no que respeita aos empréstimos SDC, a Bélgica alega que, até 2028, os mesmos cobrem os custos durante o período em que as unidades OLP não deverão gerar rendimentos líquidos e são reembolsáveis ao Governo belga, o que garante a minimização do auxílio. Tal como referido na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou preocupações quanto ao reembolso dos empréstimos SDC, uma vez que, na prática, estes constituem uma linha de financiamento subordinado a todos os outros empréstimos, bem como aos capitais próprios da EC. Tal implica que não podem ser reembolsados no final do período da OLP se a produção de eletricidade não for suficientemente elevada, pelo que existe um risco substancial que a taxa de juro, fixada na taxa OLO mais baixa (cinco anos) ([152]) na Bélgica acrescida de 200 pontos de base e de 6 %, pode não refletir. A Bélgica esclareceu que os empréstimos SDC não serão reembolsados apenas no caso de um cenário muito negativo, pelo que o risco de não serem reembolsados ao Estado belga é muito reduzido (ver considerando 132). Em especial, a Bélgica salientou que, num cenário tão negativo, também não haveria qualquer retorno sobre a contribuição de capital. Com efeito, os riscos dos empréstimos SDC dizem apenas respeito aos riscos do desempenho e da rentabilidade do projeto, uma vez que os empréstimos SDC não são utilizados para financiar as despesas de capital. No que diz respeito à taxa de juro, é limitada ao nível máximo que não excederia o intervalo da TIR alvo ao abrigo do ARPM, de 6 %-8 %. Por conseguinte, a Comissão considera que os termos e condições dos empréstimos SDC são proporcionados. Caso os termos e condições finais dos empréstimos SDC alterem a medida notificada tal como apresentada na presente decisão, a Bélgica compromete-se a notificá-los à Comissão.

(470) Em terceiro lugar, no que diz respeito aos termos do MFM e dos empréstimos de acionistas, a Bélgica esclareceu, durante o procedimento formal de investigação, que estes serão obtidos em condições de mercado, a taxas de juro que ainda não foram fixadas, mas que seriam estabelecidas por referência às taxas de mercado prevalecentes e a qualquer financiamento por dívida de terceiros comparável disponível no momento pertinente. Foi elaborada uma ficha descritiva que estabelece os termos e condições de ambos os empréstimos de acionistas e descreve a metodologia para fixar a taxa de juro. A Bélgica esclareceu que esta metodologia é coerente com as políticas da Engie em matéria de preços de transferência para empréstimos e está em conformidade com o princípio BEPS da OCDE, garantindo que a taxa de juro seja fixada a um nível de plena concorrência. Nos termos da ficha descritiva, espera-se que a taxa de juro seja variável, sendo fixada à taxa Euribor a seis meses acrescida de uma margem esperada de aproximadamente [0-3] %. A Comissão observa que a margem adicionada à taxa Euribor a seis meses será estimada com base em […], um instrumento amplamente reconhecido e utilizado para estimar os diferenciais das margens com base em critérios como o prazo de vencimento, a fiabilidade creditícia e a moeda do empréstimo e do mutuário. No que diz respeito à notação que será tida em conta para a JV ao estimar o diferencial da margem, na ausência de uma notação formal da BE-NUC por parte de uma agência de notação de risco, a Bélgica calcula-a

([152]) Tal corresponde à duração estimada dos empréstimos SDC (cinco anos).

tendo em conta a notação de risco mais baixa dos acionistas da entidade. Trata-se do Estado belga (notação Aa3 da Moody's ([153]), tal como confirmado no sítio Web do Governo belga ([154]), notação AA da S&P e notação AA– e da Fitch, tal como confirmado no sítio Web do Governo belga e igualmente verificado pela Comissão Europeia no portal Capital IQ Pro da S&P ([155]) em 16 de janeiro de 2025) e da Electrabel (notação Baa1 da Moody's ([156]) de acordo com o relatório publicamente disponível de 10 de julho de 2024 ([157]) e notação BBB+ da Fitch de acordo com informações publicamente disponíveis no sítio Web da Fitch ([158])). Esta é uma abordagem normalizada, tendo especialmente em conta que as unidades OLP constituem uma atividade central da Electrabel, apoiada ainda por uma garantia não limitada de empresa-mãe da Engie (notação Baa1 ([159]) da Moody's e notação BBB+ ([160]) da Fitch), e tendo em conta a estrutura de capitais próprios da EC. Por conseguinte, a Comissão considera que os termos e condições do MFM e dos empréstimos de acionistas são proporcionados. Caso os termos e condições finais da WCF e dos empréstimos de acionistas alterem a medida notificada tal como apresentada na presente decisão, a Bélgica compromete-se a notificá-los à Comissão.

(471) Tendo em conta a introdução de um limite máximo para o MOCP e os esclarecimentos adicionais sobre os empréstimos SDC e os termos do MFM e dos empréstimos de acionistas, a Comissão considera que o MOCP, o MFM, os empréstimos SDC e os empréstimos de acionistas são proporcionados.

8.3.3.5.1.2. Proporcionalidade da rentabilidade alvo de 7 % (em que se baseia o CD)

(472) No âmbito do AR, será aplicado um CD bilateral entre as partes. A Comissão avaliou a metodologia de fixação do preço de exercício, nomeadamente através da verificação dos parâmetros introduzidos no modelo financeiro que determina o nível do preço de exercício. Tal como referido no considerando 71, no cenário de base do modelo financeiro de assinatura subjacente ao acordo de execução assinado em 13 de dezembro de 2023, a Bélgica parte do princípio de que os custos de modernização dos dois reatores ascendem a [2-2,5] mil milhões de EUR de despesas de capital, o que resultaria num preço de exercício de [80-90] EUR por MWh, a fim de assegurar uma taxa de rendibilidade interna de 7 % ao longo da vida útil das unidades OLP. Noutros termos, o desconto dos fluxos de caixa livres a uma taxa pós-imposto de 7 % resultaria num VAL de zero, o que demonstraria a proporcionalidade da TIR e colmataria o défice de financiamento. Além disso, a Bélgica alega que o AR inclui um mecanismo de partilha de perdas/ganhos (ARPM) através do qual a Engie partilha parcialmente os riscos com o Estado belga quando os preços de mercado se revelarem inferiores ou superiores ao esperado no cenário de base. A preços mais baixos, a rendibilidade alvo (sob a forma de um preço de exercício mais baixo) desce de 7 % para 6 %, ao passo que, a preços mais elevados, a rendibilidade alvo (sob a forma de um preço de exercício mais elevado) aumenta para 8 %.

(473) Durante o procedimento formal de investigação, a Bélgica forneceu explicações adicionais sobre a razão pela qual a taxa de rendibilidade alvo de 7 % e o intervalo de 6 a 8 % são proporcionados, demonstrando que o montante do auxílio se limita ao mínimo necessário para colmatar o défice de financiamento.

(474) Em primeiro lugar, a Bélgica alterou a conceção do CD para tornar a produção de eletricidade a partir das unidades OLP mais consentânea com os sinais do mercado e evitar incentivos ao parceiro do AGSE para vender eletricidade a preços negativos. Tal como mencionado na secção 8.3.3.4.1, a Comissão considera que a conceção alterada do CD é, de facto, adequada.

([153]) Equivalente a AA– utilizando a terminologia de notação da S&P e da Fitch.
([154]) Ver https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Apenas as notações da S&P e da Fitch, quando disponíveis, são apresentadas no portal Capital IQ Pro da S&P acessível à Comissão Europeia.
([156]) Equivalente a BBB+ utilizando a terminologia de notação da S&P e da Fitch.
([157]) Ver https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Ver https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 é equivalente a BBB+ ao abrigo da terminologia de notação de risco da S&P e da Fitch, https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Ver https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) Em segundo lugar, a Bélgica atualizou a avaliação comparativa para concluir que o intervalo de rendibilidade de 6 %-8 % está em conformidade com os valores de referência da indústria, na medida em que a TIR de 7 % corresponde a um prémio aproximadamente 4 % acima da taxa isenta risco de cerca de 3 % (ver secção 3.3.1.3.1.1). A análise comparativa internacional realizada pela Bélgica utiliza, na medida do possível, empresas e projetos comparáveis. Dado que o setor nuclear depende de um financiamento muito específico e personalizado, muitas vezes com uma forte participação do Estado, afigura-se irrealista propor um valor de referência de mecanismos exatamente equivalentes. De facto, a Bélgica reconheceu que a diversidade dos quadros de mercado e regulamentares, dos perfis de risco e das características das empresas e dos projetos dificulta o desenvolvimento de um conjunto de empresas ou projetos totalmente comparável. No entanto, os exemplos propostos pela Bélgica podem ser considerados relevantes, uma vez que se baseiam em empresas e projetos que detêm ativos nucleares em várias geografias, que mobilizam mecanismos de financiamento mais próximos dos do projeto. Quanto à TIR de 6 % a 8 %, afigura-se que, tal como para a maioria dos projetos com intervalos e medidas de proteção financeira comparáveis, os parâmetros mantidos pela Bélgica estão no limite inferior da escala.

(476) Em terceiro lugar, a Bélgica alterou o mecanismo ARPM, de modo que o ajustamento da TIR ocorra mais rapidamente, em consonância com as circunstâncias do mercado (ver secção 3.3.1.3.2). O ajustamento das etapas do ARPM de 30 % para 20 %, conduzindo a uma intensificação do mecanismo, resultará num movimento descendente mais rápido da TIR quando o preço de mercado for inferior ao preço de exercício, ou num movimento ascendente mais rápido da TIR quando o preço de mercado for superior ao preço de exercício. Sendo todos os outros fatores iguais, tal conduziria a um maior impacto na TIR da JV em caso de alterações nos preços de mercado dentro do intervalo de preços.

(477) Em quarto lugar, com base no ARPM atualizada e nas atuais projeções dos preços de mercado, a Bélgica calculou a taxa de rendibilidade efetiva que a BE-NUC obteria atualmente, que ascenderia a 6,5 %, ou seja, 0,5 pontos de base abaixo da taxa alvo de 7 %, situando-se no extremo inferior do intervalo de 6 %-8 %. Esta avaliação baseia-se na evolução dos mercados da eletricidade desde a assinatura do acordo (2023) e no facto de as projeções para 2025-2035 terem diminuído. A Comissão observa que estas avaliações estão em conformidade com as atuais cotações da EEX. A partir de 16 de janeiro de 2025, as projeções de preços médios são as seguintes: 79,72 EUR/MWh em 2025, 80,23 EUR/MWh em 2026, 75,75 EUR/MWh em 2027, 64,99 EUR/MWh em 2028 ([161]).

(478) Em quinto lugar, a Bélgica comparou a TIR alvo com o custo teórico de capital, com base em duas metodologias amplamente aceites, a saber, o custo médio ponderado do capital (CMPC) e o custo dos capitais próprios (CoE não alavancado). A Bélgica calculou o CMPC, que se situa entre 6,2 % e 7,4 %, e o CoE não alavancado, que se situa entre 6,2 % e 7,5 %. Neste contexto, para confirmar se a TIR alvo é proporcionada, a Comissão comparou o CMPC da Bélgica com um intervalo de CMPC baseado no mercado ([162]). Uma TIR alvo acima do intervalo significa uma rendibilidade desproporcionadamente elevada, e uma TIR alvo abaixo do intervalo significa uma rendibilidade desproporcionadamente baixa (ou seja, uma rendibilidade que um investidor de mercado não aceitaria). Para estimar um intervalo teórico do CMPC com base em dados de mercado, a Comissão baseia-se na fórmula-padrão do CMPC, também utilizada pela Bélgica e descrita na secção 3.3.1.3.1.2.1.

(479) Para o CoE, a Comissão baseou-se na fórmula-padrão do CAPM, também utilizada pela Bélgica e descrita na secção 3.3.1.3.1.2.2, estimando cada uma das suas componentes com base em dados de mercado, tal como explicado seguidamente.

(480) Para a taxa isenta de risco, em conformidade com a abordagem belga, a Comissão baseia-se nos rendimentos das obrigações do Estado belga a 10 anos, que podem representar com precisão o fator isento de risco denominado em euros na notação soberana da Bélgica e ser coerentes com a duração do projeto de 10 anos. No que diz respeito ao período de cálculo da média, a Comissão considerou uma média retrospetiva de 6 e de 12 meses, que ascendia,

([161]) Ver https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Dado que os parâmetros de mercado utilizados para o CoE não alavancado e o CMPC são os mesmos, a Comissão centrar-se-á no cálculo do CMPC na presente secção.

respetivamente, a 3,01 % e 3,03 % em setembro de 2024 ([163]). Por conseguinte, o intervalo estimado da taxa isenta de risco situa-se dentro das estimativas inferior e superior calculadas pela Bélgica de 2,8 % e 3,11 % (com base na média retrospetiva de 12 meses para meados de 2023 e final de 2023, respetivamente). Estas estimativas estão também em consonância com as taxas médias isentas de risco utilizadas na Bélgica, de acordo com os dados de Fernandez *et al.* ([164]) para o início de 2024.

(481) Para o prémio de risco de mercado, a Bélgica pressupõe um intervalo entre 5,27 % e 5,75 %, com base nos dados de Damodaran e Kroll (ver quadro 8). Estas bases de dados são amplamente reconhecidas e utilizadas no mundo financeiro e empresarial. A Comissão considera estas fontes fiáveis e pressupõe, no seu cenário mínimo, a média dos dados de Damodaran (5,27 %) e, no seu cenário máximo, o valor prudente da Bélgica, de 5,75 %. Para o seu cenário de base, a Comissão considerou uma terceira fonte de dados amplamente reconhecida e utilizada, a saber, os dados do inquérito anual publicado por Fernandez *et al.* ([165]), que estima o prémio de risco de mercado em 5,7 % no início de 2024. Por razões de prudência, a Comissão considera a média das três fontes (Damodaran, Kroll e Fernandez), que é de 5,57 %, para o seu cenário de base.

(482) No que diz respeito ao beta não alavancado, a Comissão avaliou ambas as metodologias apresentadas pela Bélgica, que se baseiam na média simples e na mediana da alavancagem de cinco empresas de serviços públicos comparáveis (dívida/capitais próprios) e nos betas estimados em médias retrospetivas de cinco anos em meados de 2023, com frequência diária. A Comissão considera que esta metodologia e a fonte de dados (Bloomberg) estão em consonância com metodologias amplamente reconhecidas ([166]). A Comissão utiliza a média das estimativas inferiores ([0,40-1,00]) e superiores ([0,40-1,00]) para o seu cenário de base ([0,40-1,00]). No que diz respeito ao processo de desalavancagem e alavancagem das estimativas do beta, em consonância com a Bélgica, a Comissão baseia-se igualmente na abordagem Hamada (tal como descrita no quadro 6) e utiliza, por razões de prudência, o limite inferior da estimativa da Bélgica para a alavancagem alvo (dívida/capitais próprios) de 53 %.

(483) No que diz respeito ao endividamento ([167]), a Comissão observa que o intervalo de 34,6 %-35,2 % (ver quadro 6) resulta da alavancagem alvo, que varia entre 53 % e 54,5 %, com base em empresas comparáveis utilizadas para as estimativas do beta, tal como descrito no considerando 482. Por razões de prudência, a Comissão utiliza o limite inferior das estimativas no seu cenário de base ([168]).

(484) Para o custo antes de impostos das estimativas da dívida, a Bélgica utiliza uma metodologia amplamente reconhecida que consiste em adicionar à taxa isenta de risco um diferencial empresarial (com base no setor de atividade da empresa). Em conformidade com esta metodologia, para o seu cenário de base, a Comissão adiciona à taxa isenta de risco de 3,03 % (cenário de base) a média dos diferenciais empresariais no início de 2023 e no início de 2024 de, respetivamente, 2,69 % e 2,17 % ([169]).

([163]) Dados extraídos da Capital IQ Pro da S&P em 4 de setembro de 2024.

([164]) Fonte de dados amplamente reconhecida. Fernandez *et al.* publicam anualmente um inquérito sobre o prémio de risco de mercado e a taxa isenta de risco utilizados para muitos países. O inquérito de 2024, disponível no documento a seguir indicado, mostra uma taxa média isenta de risco de 3,1 %: «Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024», Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Fonte de dados amplamente reconhecida. Fernandez *et al.* publicam anualmente um inquérito sobre o prémio de risco de mercado e a taxa isenta de risco utilizados para muitos países. O inquérito de 2024, disponível no documento a seguir indicado, mostra um prémio de risco de mercado médio de 5,7 %: «Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024», Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) A utilização de uma média retrospetiva de cinco anos com uma frequência diária permite atenuar a volatilidade a curto prazo e proporcionar uma medição mais estável do risco.

([167]) O endividamento (dívida/capital total) é obtido a partir da alavancagem alvo utilizada no processo de desalavancagem e alavancagem da estimativa do beta, tal como descrito na secção 3.3.1.3.1.2. O endividamento é calculado como (alavancagem alvo/(1+alavancagem alvo)).

([168]) O endividamento está também, de um modo geral, em consonância com as informações da indústria fornecidas por Damodaran, que estima uma taxa média de endividamento de 39,25 % para o setor da energia em 2023 (dados publicados em janeiro de 2024, disponíveis em https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) No sítio Web de Damodaran, página «Archived data» (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), ficheiros relativos a 1/24 e 1/23 para a Europa na secção «Cost of Capital by Industry».

(485) As conclusões da Comissão sobre o CMPC são apresentadas no quadro 17 *infra*. O quadro mostra três cenários do CMPC, que são o resultado de três conjuntos de pressupostos: «Cenário pessimista da Bélgica», «cenário de base» da Comissão e «Cenário otimista da Bélgica».

Quadro 17

apresentação de três cenários do CMPC

Cenários (*)	Cenário pessimista da Bélgica	Cenário de base COM	Cenário otimista da Bélgica
Taxa isenta de risco	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Prémio de risco de mercado	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Beta alavancado	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Custo da dívida antes de impostos	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Endividamento	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Taxa de imposto	25 %	25 %	25 %
CMPC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Números arredondados às décimas.

(486) Os parâmetros do CMPC apresentados no quadro 17 resultam num CMPC de aproximadamente 7,0 % no cenário de base da Comissão e dentro do intervalo estimado pela Bélgica nos cenários mínimo e máximo. A TIR alvo de 7 % situa-se dentro deste intervalo. Assinala-se ainda que:

a) Estes valores não incluem qualquer prémio de risco nuclear específico ou outros prémios, como o prémio de iliquidez, para refletir a atenuação do risco proporcionada pelas diferentes medidas descritas nas secções anteriores ([170]).

b) A estimativa do beta e do endividamento do cenário «pessimista» belga baseia-se na média simples das empresas comparáveis selecionadas. No entanto, em especial no que diz respeito ao beta, nas suas explicações adicionais sobre o intervalo das estimativas do custo do capital fornecidas em dezembro de 2024, tal como analisado na secção 3.3.1.3.1.2, a Bélgica salienta que uma simples média de betas comparáveis subestimaria os riscos de mercado de um serviço público exposto a alguma produção nuclear, uma vez que atribui a mesma ponderação a empresas com diferentes composições da carteira ([171]). Por este motivo, a Bélgica apresentou estimativas do beta não alavancado ligeiramente revistas, tendo em conta a média simples de todas as empresas comparáveis, exceto a que apresenta o cabaz com a produção nuclear mais baixa nos seus ativos, obtendo o valor de [0,40-1,00], e tendo em conta a média entre os betas não alavancados de duas empresas com a maior exposição nuclear, obtendo o valor de [0,40-1,00]. A Comissão reconhece a validade das observações formuladas pela Bélgica. Se a média ([0,40-1,00]) das duas estimativas do beta não alavancado fosse tida em conta para o CMPC no cenário de base da Comissão, o CMPC resultaria numa estimativa ligeiramente mais elevada de 7,12 %.

c) De acordo com as projeções revistas dos preços de mercado (da eletricidade), tal como mencionado na secção 3.3.1.3.1.3, a TIR realizada estimada é, na verdade, de 6,5 %.

(487) Por último, tal como mencionado no considerando 318 da decisão de início do procedimento, a proporcionalidade das submedidas financeiras da componente 1 está ligada à sua adequação. Tal como referido na secção 8.3.3.4.1, a Comissão concluiu que o pacote de submedidas financeiras da componente 1 pode ser considerado adequado para fazer face às deficiências do mercado e aos riscos relacionados com os investimentos nucleares.

([170]) O que está em conformidade com a decisão Dukovany.

([171]) Ver Bélgica, dezembro de 2024, «SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates». Por exemplo, a Iberdrola (com beta não alavancado de [0,00-0,60]) tinha 5 % da sua capacidade instalada em ativos nucleares e 14 % da sua produção baseada em energia nuclear. Ao mesmo tempo, 53 % da produção total da Fortum era nuclear e o seu beta era de [0,40-1,00].

(488) Pelas razões acima mencionadas, a Comissão considera que a Bélgica demonstrou suficientemente a proporcionalidade da conceção do CD e da TIR subjacente.

8.3.3.5.1.3. Proporcionalidade do AGSE

(489) Por último, a Bélgica confirmou, durante o procedimento formal de investigação, que será organizado um concurso para a seleção do parceiro do AGSE e clarificou mais pormenorizadamente os critérios e condições de seleção aplicáveis ao parceiro do AGSE (ver secção 3.3.1.5.1). A Comissão considera que o procedimento de concurso é competitivo, ou seja, aberto, claro, transparente, não discriminatório e baseado em critérios objetivos que foram definidos *ex ante* em conformidade com o objetivo da medida e com a minimização do risco de licitação estratégica. Os critérios de seleção foram igualmente publicados nas plataformas belgas e da UE pertinentes e com antecedência suficiente em relação ao prazo para a apresentação de candidaturas, a fim de permitir uma concorrência efetiva. Com efeito, a Bélgica aplicou disposições e salvaguardas adicionais para assegurar que os objetivos do AGSE serão alcançados e que os serviços esperados serão prestados de forma adequada (por exemplo, PI e CAC, tal como explicado na secção 3.3.1.5.1).

(490) A Bélgica tomou igualmente medidas para identificar e prevenir eficazmente eventuais conflitos de interesses com a Engie durante a preparação do procedimento de concurso.

(491) Para responder às preocupações da Comissão enunciadas no considerando 328 da decisão de início do procedimento, a Bélgica alterou igualmente a conceção do CD, concedendo o poder de decisão sobre as modulações económicas ao parceiro do AGSE, que — através da fórmula de remuneração alterada — tem os incentivos adequados para tomar decisões de modulação económica em conformidade com as circunstâncias do mercado, assegurando a otimização do despacho e da manutenção das unidades OLP, bem como uma redução dos incentivos à produção em períodos de preços negativos (ver secção 8.3.3.4.1). Consequentemente, a Comissão considera que o parceiro do AGSE não será incentivado a oferecer toda a capacidade das unidades OLP no MDS ao preço mais baixo permitido.

(492) A fórmula de remuneração alterada do parceiro do AGSE também estabelece o justo equilíbrio entre os riscos acrescidos de paragens e a manutenção dos incentivos adequados para que o parceiro do AGSE procure ser equilibrado. Por conseguinte, a Comissão considera que o concurso do AGSE atrairá um número suficiente de proponentes.

(493) Além disso, a Bélgica esclareceu que foram previstas disposições e medidas específicas em caso de participação e seleção da GEMS no concurso ou no caso de a GEMS ter de agir temporariamente como parceiro do AGSE se o procedimento de concurso for infrutífero (ver secção 3.3.1.5.3). A Comissão considera que estas medidas são suficientes para assegurar a independência do parceiro do AGSE em todas as circunstâncias.

(494) Pelas razões acima expostas, a Comissão considera que a Bélgica demonstrou suficientemente a proporcionalidade do AGSE.

8.3.3.5.2. Proporcionalidade da componente 2

(495) A fim de determinar se a transferência das responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado é proporcionada, a Comissão verificou se as condições em que se realiza essa transferência são definidas de modo a reduzir tanto quanto possível o risco de derrapagens de custos que afetem o Estado e a incerteza que lhes está associada. Devido à natureza da gestão dos resíduos radioativos e à incerteza que subsiste quanto à seleção do local e aos custos de eliminação, tal poderá não ser suficiente para excluir totalmente qualquer possibilidade de derrapagem de custos, tal como reconhecido em decisões anteriores da Comissão relativas às responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado (ver nota de rodapé 149).

(496) A Comissão salientou igualmente, em casos anteriores, que a gestão dos resíduos radioativos se caracteriza por prazos longos, que podem exigir alguma forma de intervenção estatal. A Bélgica alega igualmente que a necessidade de intervenção estatal para garantir uma gestão responsável e segura dos resíduos radioativos está consagrada no artigo 4.º, n.º 1, da Diretiva 2011/70/Euratom, que prevê a responsabilidade final do Estado a este respeito, bem como na Convenção Conjunta sobre a Segurança da Gestão do Combustível Usado e a Segurança da Gestão dos Resíduos Radioativos. A Bélgica alega que a intervenção do Estado pode justificar-se para evitar o risco de um encargo futuro mais pesado para o Estado se não forem tomadas medidas.

(497) A Bélgica alegou igualmente que, em conformidade com o princípio do «poluidor-pagador» estabelecido na Recomendação 2006/851/Euratom, o operador nuclear belga reservou recursos financeiros adequados para os custos de gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioativos durante a vida produtiva dos sete reatores nucleares. A CPN/CNV procedeu a uma revisão periódica da adequação destes recursos financeiros. Além disso, a Bélgica alega que o atual acordo sobre os resíduos continua a respeitar o princípio do «poluidor-pagador» e cumpre os requisitos referidos no artigo 4.º, n.º 3, alínea e), no artigo 5.º, n.º 1, alínea f), e no artigo 9.º da Diretiva 2011/70/Euratom, pelas seguintes razões:

a) O operador nuclear continua a ser responsável pelas obrigações e atividades de desativação destinadas a alinhar os resíduos radioativos e o combustível nuclear irradiado com os critérios de transferência contratuais. Além disso, a Bélgica alega que estes CTC podem ser considerados bastante rigorosos, o que limita ainda mais o risco assumido pelo Estado belga. O Estado também não assume qualquer responsabilidade financeira ou outra pela parte da gestão de pré-transferência, que é da responsabilidade do operador nuclear.

b) O volume de resíduos foi previamente definido e o operador nuclear suporta o risco de volume se forem produzidos mais resíduos do que o acordado, através da taxa de ajustamento dos volumes, não estando previsto qualquer reembolso se forem produzidos menos resíduos.

c) Foi incluído um prémio de risco no pagamento fixo para cobrir incertezas relativamente às quais, de acordo com a IAS 37 (Normas Internacionais de Contabilidade), ainda não tinham sido feitas provisões.

d) O pagamento do montante fixo de 15 mil milhões de EUR pela Electrabel ocorre imediatamente e não ao longo de várias décadas e é gerido e investido por um organismo público independente (Hedera), que garante que os fundos são canalizados para o fim a que se destinam e controla os custos em relação às responsabilidades transferidas, sob o controlo, em ambos os casos, de um organismo governamental independente (CPN/CNV). Tal garante que os recursos financeiros estão disponíveis quando a eliminação final de resíduos radioativos se torna operacional e reduz os riscos relacionados com a potencial insolvência da Electrabel. Com o pagamento único inicial dos montantes limitados, o Estado belga já disporá dos recursos financeiros e deixará de depender da existência de um operador nuclear privado num futuro distante.

(498) A Comissão reconheceu, nos considerandos 337 a 340 da decisão de início do procedimento, que o acordo sobre os resíduos entre a Bélgica e a Engie continha muitas características positivas, tais como: i) o pagamento imediato em numerário, com base nas atuais provisões nucleares (certificadas por contabilistas internacionais) e incluindo um prémio de risco, que proporciona ao Estado belga uma garantia contra a eventual insolvência do operador nuclear, ii) a inclusão da taxa de ajustamento dos volumes no caso de a quantidade de resíduos nucleares ser superior ao atualmente previsto e iii) a inclusão de critérios de transferência contratuais rigorosos.

(499) A Comissão considera que a transferência das responsabilidades em matéria de resíduos nucleares para o fundo Hedera, um organismo público separado que assegura a canalização dos fundos para o fim a que se destinam e controla os custos em relação às responsabilidades transferidas, sob o controlo, em ambos os casos, de um organismo governamental independente (CPN/CNV), justifica a libertação dos ativos não europeus da Electrabel do perímetro desta última (e a monitorização conexa da CPN/CNV) e garante a proporcionalidade da transferência das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos radioativos e de combustível irradiado, uma vez que se considerou que, no encerramento da transação, pelo menos 4 mil milhões de EUR de ativos se encontram no perímetro da Electrabel. Além disso, tal como já mencionado no considerando 334 da decisão de início do procedimento, a libertação pode ser considerada proporcionada, uma vez que a Engie concede uma garantia ilimitada e não cancelável de empresa-mãe que cobre: i) as obrigações de desativação da Electrabel (que também incluem o risco de o valor das provisões ser insuficiente), ii) o risco de volume nos termos do acordo sobre o limite máximo para resíduos e iii) o reembolso dos empréstimos à Synatom.

(500) Por último, a Bélgica esclareceu igualmente que o modelo financeiro de assinatura tem em conta os custos de gestão de resíduos e de combustível irradiado da OLP, estimados em cerca de 0,9 milhões de EUR por conjunto (em valores de 2022) (ver considerando 177), pelo que estes valores dos resíduos só podem ser atribuídos ao período de prolongamento da vida útil e não são tidos em conta no acordo sobre os resíduos.

(501) Existiam três questões pendentes em relação à proporcionalidade da componente 2 na decisão de início do procedimento, que são relevantes para a apreciação da Comissão:

a) O nível da taxa de desconto para calcular o valor atual das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares, que podia não refletir os riscos a muito longo prazo relacionados com uma transferência completa de todas as responsabilidades em matéria de resíduos para o Estado belga (tal como mencionado pela CPN/CNV no seu parecer);

b) O nível do prémio de risco; e

c) O valor da transferência de responsabilidades adicionais de desativação resultantes do projeto OLP, que ainda não era conhecido no momento da avaliação na decisão de início do procedimento.

(502) Em primeiro lugar, para calcular o valor atual das responsabilidades relativas aos resíduos nucleares e ao combustível irradiado, a Bélgica optou por um fator de desconto nominal único de 3 %, com base numa taxa de inflação de 2 % e numa taxa real de 1 %, em contraste com a recomendação da CPN/CNV no sentido de aplicar uma abordagem em duas fases, em que é utilizada uma taxa de desconto de 3,17 % para os primeiros 30 anos (com base na taxa OLO a 30 anos) e uma taxa de desconto de 2,17 % para o período subsequente (com base na taxa isenta de risco). A Comissão questionou a razão pela qual a Bélgica se desviou da abordagem da CPN/CNV.

(503) Tal como explicado na secção 3.3.2.3.1, a Bélgica explicou que a taxa de desconto de 3 % é uma taxa conservadora a longo prazo, em comparação com a taxa única simulada equivalente à abordagem em duas fases da CPN/CNV (calculada em diferentes momentos) e a taxa de juro a prazo final («UFR») da EIOPA. Tal como demonstrado no quadro 14, comparando a taxa de desconto de 3 % com estas outras taxas de referência tomadas em diferentes momentos desde a assinatura do acordo de execução, a taxa de 3 % situa-se no extremo inferior do intervalo de referências.

(504) A taxa de 3 % está também em consonância com a taxa OLO belga a 30 anos e seria a melhor estimativa disponível, em conformidade com a prática do mercado, tendo em conta o período alargado e o facto de os 3 % já se encontrarem no limite inferior das várias estimativas. É também consideravelmente inferior à taxa de desconto de 4,58 % utilizada pela Alemanha num caso semelhante e aprovada pela Comissão no processo SA.45296.

(505) A Bélgica pressupõe, no cálculo do limite máximo para resíduos, uma taxa de inflação constante de 2 %, que é a meta de inflação a longo prazo do BCE. A CPN/CNV manifestou preocupações quanto ao facto de a inflação real dos custos de construção nuclear (com base no índice ABEX) poder ser superior à meta de inflação de 2 % do BCE (ver considerando 278). A Bélgica argumenta que a meta de inflação de 2 % do BCE é o indicador correto da inflação para o cálculo do limite máximo para resíduos, uma vez que: i) o índice ABEX constitui apenas um indicador pouco fiável dos custos de construção nuclear, uma vez que abrange apenas a construção residencial e ii) as tendências estruturais subjacentes do índice ABEX e do IPC são semelhantes. A Comissão concorda com a opção da Bélgica de considerar como taxa de inflação relevante a taxa alvo do BCE de 2 %, em conformidade com a prática do mercado.

(506) Por conseguinte, a Comissão conclui que uma taxa de desconto de 3 % pode ser considerada prudente e, por conseguinte, proporcionada.

(507) Em segundo lugar, no que diz respeito ao nível do prémio de risco, a Bélgica esclareceu que, ao montante de base de 9,815 mil milhões de EUR, foi acrescentado um prémio de risco adicional significativo de 5,185 mil milhões de EUR para cobrir as incertezas remanescentes, com base numa nota técnica do ONDRAF/NIRAS.

(508) Durante a fase formal de investigação, a Bélgica esclareceu de que forma as incertezas e os riscos associados à transferência da responsabilidade financeira pela gestão dos resíduos radioativos e do combustível irradiado das sete centrais nucleares belgas para o Estado belga, tal como identificados na nota do ONDRAF/NIRAS, foram tidos em conta no cálculo do prémio de risco (ver quadro 15).

(509) A Comissão reconhece que não é fácil quantificar todos estes riscos e avaliar a sua probabilidade. No entanto, a Comissão considera que o prémio de risco previsto no acordo sobre o limite máximo para resíduos se destina a cobrir todos os riscos «improváveis», tal como identificados na nota do ONDRAF/NIRAS, pelo que considera que o prémio de risco de 5,185 mil milhões de EUR é proporcionado.

(510) Em terceiro lugar, no que diz respeito ao cálculo do montante das assinergias de desativação, a Comissão toma nota da recomendação da CPN/CNV no sentido de reduzir o montante proposto pela Engie para [100-500] milhões de EUR (em termos nominais) (ver considerando 200) e considera que este montante é proporcionado.

(511) À luz do raciocínio acima exposto e dos esclarecimentos adicionais prestados pela Bélgica, a Comissão considera que a componente 2 da medida é proporcionada.

8.3.3.5.3. Proporcionalidade da componente 3

(512) As disposições em matéria de proteção jurídica acordadas com a Engie preveem que o Estado belga indemnize a Engie pelos prejuízos diretos efetivamente sofridos, sempre que sejam adotadas novas regulamentações relativas aos operadores nucleares na Bélgica ou às atividades nucleares da Electrabel que tenham um impacto negativo nos termos da transação.

(513) No caso de um ato unilateral do Estado belga que conduza ao encerramento prematuro dos reatores nucleares do Doel 4 e do Tihange 3 ou à alteração dos parâmetros económicos estabelecidos nos acordos, os proprietários das centrais nucleares podem ativar as cláusulas de compensação previstas nos acordos e solicitar uma indemnização junto de um tribunal ou de um tribunal arbitral. O demandante deve provar o seu pedido e o montante da compensação não é determinado pelo Estado belga nem pelos proprietários dos reatores nucleares, mas por um terceiro.

(514) Tal como já referido na decisão de início do procedimento, uma ação perante um tribunal ou um tribunal arbitral para determinar o montante dos danos a indemnizar deve assegurar que o montante do auxílio seja reduzido ao mínimo e, por conseguinte, proporcionado.

8.3.3.5.4. Conclusão sobre a proporcionalidade da medida

(515) A Comissão considera que as alterações na medida, incluindo uma alteração da conceção do CD, a intensificação do ARPM e um limite máximo para o MOCP, bem como os esclarecimentos adicionais sobre a combinação de submedidas, são suficientes para levar a Comissão a concluir que a componente 1 é proporcionada. A Comissão tem igualmente em conta as circunstâncias específicas do caso em apreço, que diz respeito a um investimento em centrais nucleares existentes baseadas numa tecnologia antiga e por um período limitado de 10 anos. Além disso, a Comissão considera que os esclarecimentos adicionais sobre o cálculo da taxa de desconto e do prémio de risco são suficientes para lhe permitir concluir que a componente 2 da medida é proporcional. Por último, no que diz respeito à componente 3, não foram apresentados durante a investigação formal quaisquer elementos de prova que levem a Comissão a afastar-se da sua conclusão anterior de que a componente 3 é proporcionada.

(516) Tendo em conta o que precede, a Comissão considera que as submedidas no âmbito das componentes 1, 2 e 3 constituem uma forma proporcionada de apoiar o projeto OLP.

8.3.3.6. Combinação das três componentes e potenciais efeitos cumulativos

(517) A Bélgica alegou, em resposta à decisão de início do procedimento (ver secção 4.4.4), que as componentes 1, 2 e 3 da medida, embora sirvam o mesmo objetivo de prolongamento da vida útil das unidades OLP e tenham sido introduzidas no mesmo momento, diferem em termos de objeto e natureza, finalidade e beneficiários, pelo que todas as componentes e subcomponentes da medida podem ser consideradas complementares entre si, o que limita eventuais efeitos cumulativos.

(518) No que diz respeito às alegações da Bélgica (ver considerandos 517 e 419) de que cada uma das três componentes do projeto OLP trata de um risco específico, ou de um determinado conjunto de riscos, e de deficiências específicas do mercado, tal como mencionado no considerando 418, a Comissão reconheceu, em decisões anteriores relativas à energia nuclear, que a combinação desses riscos e deficiências do mercado é única da tecnologia nuclear ([172]) e constitui uma característica geral de todos os mercados da UE, incluindo o mercado belga da eletricidade.

(519) A Comissão considera que cada uma das três componentes da medida abrange um risco e uma deficiência do mercado em particular e que não existem sobreposições a este respeito entre as três componentes. Por conseguinte, a Comissão conclui que, para cobrir todos os riscos identificados relacionados com a tecnologia nuclear (riscos técnicos e de gestão de projetos, riscos de mercado e de investimento, riscos a longo prazo relacionados com a gestão dos resíduos nucleares e a desativação e desmantelamento de centrais nucleares, riscos regulamentares e políticos), a combinação das três componentes da medida (componentes 1, 2 e 3) é necessária e adequada.

(520) No que diz respeito à proporcionalidade do conjunto combinado de medidas, a Comissão considerou, na decisão de início do procedimento, que a Bélgica não tinha demonstrado suficientemente o impacto das três componentes da medida entre si, em especial no que diz respeito à proporcionalidade do conjunto combinado de todas as submedidas.

(521) Durante a investigação formal, a Bélgica esclareceu que, por um lado, o modelo financeiro em que se baseiam as medidas de apoio financeiro da componente 1 inclui os custos adicionais relacionados com os resíduos operacionais e o combustível irradiado produzidos pelas unidades OLP durante o período da OLP, bem como a quantidade de assinergias de desativação (suportadas pelo Estado belga), ao passo que, por outro lado, o acordo sobre os resíduos diz respeito não só às unidades OLP, mas aos sete reatores nucleares na Bélgica, e tem em conta todas as provisões nucleares a constituir até às datas de paragem legal iniciais dos sete reatores nucleares (ver secção 3.3.2.5). Por conseguinte, a Comissão concorda que, sempre que necessário, os custos dos resíduos nucleares e do combustível irradiado foram tidos em conta no modelo financeiro da componente 1 em que se baseia a calibração das submedidas financeiras da componente 1, enquanto a maior parte do acordo sobre os resíduos da componente 2 (tendo em conta a transferência de responsabilidades relacionadas com os resíduos nucleares e o combustível irradiado até à data de paragem legal inicial dos sete reatores nucleares) não se sobrepõe às submedidas financeiras da componente 1. Por conseguinte, a Comissão conclui que o impacto das submedidas da componente 2 foi corretamente tido em conta na análise da proporcionalidade da componente 1.

(522) A Bélgica reconhece que as componentes 2 e 3 da medida alteram (potencialmente) o perfil de risco da Electrabel. No entanto, segundo a Bélgica, as componentes 2 e 3 não alteram o perfil de risco da BE-NUC, o principal beneficiário da componente 1. Por conseguinte, o perfil de risco da BE-NUC constitui o fator pertinente para avaliar a proporcionalidade da componente 1. Tal como referido na secção 3.4, a Comissão concorda que os beneficiários das três componentes da medida são sempre ligeiramente diferentes e que o impacto de cada componente da medida deve ser avaliado ao nível do beneficiário em causa. Dito isto, a BE-NUC e a Electrabel são os principais beneficiários das componentes 1 e 3. A redução do perfil de risco da Electrabel e da BE-NUC através das medidas de proteção jurídica da componente 3 foi tida em conta na avaliação das submedidas financeiras da componente 1, por exemplo, uma vez que se considera que a TIR alvo do projeto OLP se encontra no extremo inferior do espetro na avaliação comparativa atualizada (ver secção 3.3.1.3.1.1), aproximando-se assim da rendibilidade das empresas com um perfil de risco reduzido. Além disso, não foi acrescentado qualquer prémio de risco nuclear (ou de liquidez) adicional, em conformidade com o perfil de risco reduzido [ver considerando 486, alínea a)]. Por último, embora a TIR alvo seja de 7 %, a TIR realizada esperada é de 6,5 %, podendo mesmo ser muito inferior, tendo em conta que é muito provável que ocorram anualmente eventos inesperados com impacto negativo nos resultados do projeto (ver secção 3.3.1.3.1.3).

([172]) Ver, por exemplo, Decisão da Comissão de 8.10.2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Reino Unido, Apoio à central nuclear Hinkley Point C (JO L 109 de 28.4.2015, p. 44), considerando 385; Decisão da Comissão de 6.3.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hungria, Desenvolvimento de dois reatores nucleares na central nuclear Paks II (JO L 317 de 1.12.2017, p. 45), considerando 322; decisão de início do procedimento de 30.6.2022, SA.58207 (2021/N), Chéquia, Apoio a Dukovany II, uma nova central nuclear na Chéquia (JO C 299 de 5.8.2022, p. 5), considerandos 182 a 184.

(523) Por conseguinte, a Comissão conclui que o efeito cumulativo das três componentes da medida foi tido em conta, sempre que necessário, na avaliação da proporcionalidade e, por conseguinte, conclui que também a combinação das três componentes da medida é proporcionada.

8.3.3.7. Prevenção de efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais e critério da ponderação

(524) Para que a medida seja compatível com o mercado interno, os efeitos negativos da medida em termos de distorções indevidas da concorrência e de impacto nas trocas comerciais entre Estados-Membros devem ser limitados e compensados pelos efeitos positivos do auxílio.

(525) A fim de analisar o impacto no mercado, a Comissão examinou o impacto na concorrência causado pelo facto de o operador histórico e único das duas unidades OLP, a Electrabel, e a segunda empresa (em termos de quotas de mercado) no mercado belga da eletricidade, a Luminus, serem os principais beneficiários da medida notificada. Dada a forte posição da Electrabel no mercado belga da eletricidade, que é altamente concentrado (ver secção 2.5), a seleção da Electrabel como principal beneficiária do auxílio suscitou dúvidas quanto a uma potencial distorção indevida da estrutura do mercado.

(526) Na secção 4.3.3.1 da decisão de início do procedimento, a Comissão avaliou o facto de a Electrabel (enquanto importante beneficiário do projeto OLP e único operador das unidades OLP) ter sido escolhida sem um concurso, um processo de seleção ou convite público à manifestação de interesse. Por conseguinte, não era claro se tinham sido considerados outros operadores potenciais, o que suscita a questão de saber se a Electrabel seria o operador mais eficiente e quais as razões técnicas ou económicas que estiveram na base da seleção da Electrabel.

(527) A Comissão considerou os seguintes argumentos na decisão de início do procedimento, que a levaram a concluir que a seleção da Electrabel, sem concurso, não conduziria a uma potencial distorção indevida da estrutura do mercado:

a) A Electrabel sempre foi o único operador de centrais nucleares na Bélgica e, por conseguinte, tem a experiência necessária de exploração das centrais nucleares belgas existentes, bem como as licenças exigidas. Por conseguinte, não existe um operador alternativo que seja uma entidade mais adequada para atuar como operador dos reatores nucleares (ver considerando 22).

b) Noutros casos, que implicam a construção de novos reatores nucleares (por exemplo, Paks II ([173])), o beneficiário do auxílio relativo à exploração das centrais não foi selecionado através de um concurso.

c) O apoio é concedido por um período limitado (10 anos) e apenas contribui para a continuação do funcionamento das duas centrais nucleares e não para novos investimentos.

(528) Na decisão de início do procedimento, a Comissão referiu igualmente a forte posição da Engie no mercado belga da eletricidade e manifestou preocupações quanto a potenciais distorções indevidas da estrutura do mercado devido à medida de auxílio em causa. A Comissão tinha preocupações e perguntas a este respeito, em especial relacionadas com:

a) A conceção do CD;

b) A independência do parceiro do AGSE, designado para vender a eletricidade nuclear;

c) O potencial desvio de investimentos alternativos devido à medida.

([173]) Ver nota de rodapé 145.

(529) Em primeiro lugar, tal como explicado mais pormenorizadamente na secção 3.3.1.3.2 e avaliado na secção 8.3.3.4.1, a Bélgica alterou a conceção do CD, concedendo o poder de decisão em matéria de modulação ao parceiro do AGSE, que — através da fórmula de remuneração modificada — é incentivado a solicitar modulações económicas quando os preços de mercado são mais baixos e a não solicitar modulações económicas quando os preços de mercado são mais elevados (ao contrário da conceção inicial do CD, em que existiam incentivos para que o operador nuclear produzisse constantemente). A Comissão questionou igualmente a utilização do MDS para o PRM na fórmula do CD. A Bélgica não alterou o PMR, argumentando, a este respeito, que a utilização de um produto a longo prazo no CD é menos adequada, devido à redução da produção durante a fase de reinício do projeto OLP (quando os trabalhos OLP também estarão em curso), ao risco de interrupções ao longo de todo o ciclo de vida do projeto OLP, ao mesmo tempo que o parque nuclear será reduzido de sete para dois reatores nucleares (ver considerando 98). A Bélgica tem flexibilidade para rever a escolha do PMR após 3,5 anos (ver considerando 100). A Bélgica confirma igualmente que a contraparte no CD (BE-WATT) desenvolverá uma estratégia de gestão dos riscos para a sua posição aberta, tal como legalmente previsto, e que a aplicação dessa estratégia contribuirá para a liquidez dos mercados a prazo da eletricidade (ver considerando 99).

(530) Em segundo lugar, a Bélgica confirmou que o AGSE será adjudicado através de um procedimento de concurso aberto e competitivo, a fim de selecionar um parceiro independente do AGSE para vender a eletricidade produzida pelas unidades OLP. A organização de um concurso dissipa as dúvidas da Comissão sobre o procedimento de adjudicação do AGSE. No que diz respeito à preocupação da Comissão quanto à independência do parceiro do AGSE, em especial no caso de o concurso não ser conclusivo e de a GEMS, a secção comercial da Engie, tomar a seu cargo as vendas de eletricidade durante o primeiro ano, ou no caso de a GEMS ser selecionada como parceiro do AGSE através do concurso, a Bélgica clarificou mais pormenorizadamente as salvaguardas adicionais que serão adotadas nesses casos (ver secção 3.3.1.5.3).

(531) Por último, tal como já referido na decisão de início do procedimento, a Comissão receava que o projeto OLP deixasse muito pouca margem para outros projetos de investimento no setor da energia. As potenciais implicações negativas do projeto OLP para os investimentos em energias renováveis, em particular, foram também salientadas por algumas das observações de terceiros (ver secção 6.2.3.1). A Comissão considera que as alegações de terceiros não foram suficientemente fundamentadas e considera que o projeto OLP não absorverá toda a capacidade insuficiente de produção de eletricidade durante o período 2025-2035, pelas seguintes razões:

a) No seu último estudo sobre a adequação dos recursos (NRAA 2023), a Elia referiu que a capacidade adicional de 2 GW das unidades OLP não será suficiente para satisfazer o aumento previsto da procura de eletricidade nos próximos 10 anos.

b) Através do mecanismo de capacidade belga, outras tecnologias de produção novas e existentes (em especial a produção térmica, a resposta da procura e o armazenamento) têm acesso a financiamento por um período curto ou mais longo (os contratos MC são adjudicados por 1, 3, 8 ou 15 anos). Por conseguinte, o projeto OLP não afetará indevidamente a situação de outras tecnologias de produção na Bélgica e não desencorajará qualquer investimento em novas instalações térmicas, resposta da procura e armazenamento até 2035.

c) Nada indica que a Bélgica deixe de apoiar o desenvolvimento de novas capacidades de produção a partir de fontes de energia renováveis. Por exemplo, a Comissão aprovou, em 2024, os planos da Bélgica para o desenvolvimento de parques eólicos no mar do Norte, através do projeto de energia eólica marítima Princess Elisabeth (ver nota de rodapé 148).

(532) Pelas razões acima expostas, a Comissão não tem indicações de que o projeto OLP impeça a entrada de novos operadores no mercado para produzir eletricidade na Bélgica e/ou impeça outros operadores de desenvolverem novas capacidades de produção. Por conseguinte, prevê-se que o impacto do projeto OLP no mercado retalhista também continue a ser limitado.

(533) Além disso, a Comissão observa igualmente que a concentração do mercado belga da energia tem vindo a diminuir ligeiramente nos últimos anos (ver secção 2.5) e que a desativação paralela dos outros reatores nucleares da Engie na Bélgica poderá reforçar esta tendência.

(534) No que diz respeito à componente 2, a Comissão observou, no considerando 372 da decisão de início do procedimento, que a transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado não terá o efeito imediato de melhorar a situação concorrencial dos beneficiários em relação aos seus concorrentes. Numa primeira fase, esta componente da medida obrigará o operador nuclear a pagar um montante em numerário mais elevado do que o atualmente acumulado nos balanços. A taxa de ajustamento dos volumes, que garante que o operador nuclear paga um montante adicional caso sejam produzidos mais resíduos nucleares do que inicialmente previsto, funciona como uma salvaguarda. Além disso, após a investigação formal, a Comissão conclui — com base nos elementos adicionais fornecidos pela Bélgica, tal como explicado na secção 3.3.2.3 — que o pagamento fixo inicial de 15 mil milhões de EUR reduzirá suficientemente o risco suportado pelo Estado belga ao assumir as responsabilidades em matéria de resíduos nucleares da Electrabel e é, por conseguinte, proporcionado. Do mesmo modo, as outras submedidas da componente 2 também foram consideradas proporcionadas (ver secção 8.3.3.5.2). Por conseguinte, as submedidas da componente 2 não têm efeitos negativos potenciais sobre a concorrência e as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

(535) Por último, no que diz respeito à componente 3, tal como mencionado no considerando 373 da decisão de início do procedimento, as cláusulas de proteção jurídica, se e quando aplicáveis, são apenas de natureza compensatória. Por conseguinte, a Comissão considera que não têm qualquer efeito negativo potencial sobre a concorrência e as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

(536) Em conclusão, tendo em conta as alterações na conceção do CD, a organização de um concurso relativo ao AGSE (e as alterações na remuneração do parceiro do AGSE) e as garantias sobre a independência do parceiro do AGSE, a ausência de indicações de que o projeto OLP prejudicará o desenvolvimento de outras tecnologias de produção de eletricidade na Bélgica, bem como a proporcionalidade das responsabilidades transferidas em matéria de resíduos nucleares e de combustível irradiado e das proteções jurídicas, a Comissão considera que as potenciais distorções indevidas no mercado belga continuarão a ser limitadas.

8.3.4. *Comparação dos efeitos positivos dos auxílios com os efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais*

(537) Na sequência da avaliação constante da secção 8.3.2 da presente decisão, a Comissão reconhece que a medida se destina a promover um investimento em energia nuclear e, por conseguinte, contribui para o desenvolvimento de uma atividade económica, ou seja, a produção de eletricidade a partir de fontes de energia nuclear, contribuindo simultaneamente para a segurança do aprovisionamento de eletricidade, bem como para reduzir a dependência da Bélgica em relação aos combustíveis fósseis (contribuindo assim também para os objetivos de descarbonização da Bélgica).

(538) A Comissão reconhece que, sem o auxílio, incluindo as três componentes que constituem a medida, não era de esperar que o investimento fosse executado. Por conseguinte, o auxílio é necessário para o desenvolvimento desta atividade económica e proporciona um efeito de incentivo.

(539) A Comissão concluiu que o CD bilateral, complementado pelas outras medidas financeiras destinadas a apoiar a viabilidade financeira da EC, o acordo sobre a transferência de responsabilidades em matéria de resíduos nucleares e combustível irradiado, bem como as proteções jurídicas, são instrumentos adequados. Durante a investigação formal, não foram apresentados quaisquer elementos de prova de que outras medidas teriam sido igualmente eficazes causando menos efeitos de distorção, em especial tendo em conta as circunstâncias específicas do caso em apreço, que diz respeito a uma prorrogação da vida útil de ativos existentes, por um período limitado.

(540) O auxílio será concedido de forma proporcionada, uma vez que o beneficiário não reterá lucros adicionais além dos estritamente necessários para assegurar a exploração e a viabilidade económica da central nuclear. A conceção alterada do CD e a fórmula de remuneração modificada do parceiro do AGSE (cujos parâmetros estão sujeitos a revisão no prazo de três anos), bem como o limite máximo para o MOCP, asseguram que as unidades OLP produzirão eletricidade em consonância com os sinais do mercado e que o operador nuclear e a JV estão mais expostos ao risco de mercado, enquanto a exposição do Estado belga foi reduzida.

(541) A revisão periódica de um conjunto claramente definido de valores de entrada para o modelo financeiro, permitindo ajustamentos em alta e em baixa, garante que as atuais incertezas significativas relativamente aos custos de capital e de exploração não resultam numa sobrecompensação a favor dos beneficiários. A aplicação de um mecanismo (intensificado) de partilha de perdas/ganhos garante ainda que existem incentivos para explorar as unidades OLP da forma mais eficiente possível, partilhando simultaneamente os encargos com o Estado belga caso os preços de mercado sejam superiores ou inferiores ao esperado.

(542) A taxa de rendibilidade dos capitais próprios no intervalo de 6 % a 8 % (com uma taxa alvo de 7 %) situa-se no extremo inferior em comparação com os projetos de referência e está em consonância com o custo do capital, pelo que é considerada proporcionada. Tal é particularmente verdade atendendo às circunstâncias do projeto OLP, que diz respeito a um prolongamento da vida útil de ativos existentes baseados numa tecnologia antiga e por um período limitado de 10 anos.

(543) A Comissão observa igualmente que nem a Electrabel nem a BE-NUC controlarão as vendas de eletricidade produzida pelas unidades OLP, mas que um parceiro independente do AGSE venderá toda a eletricidade no mercado. Tal contribuirá para evitar que a posição da Engie no mercado belga seja reforçada.

(544) Além disso, a Comissão não tem indicações de que o projeto OLP impeça a entrada de novos operadores no mercado da produção de eletricidade na Bélgica e/ou impeça outros operadores de desenvolver novas capacidades de produção, e conclui que, de um modo geral, as potenciais distorções indevidas da concorrência são limitadas, com base nas considerações da secção 8.3.3.

(545) Após uma ponderação minuciosa e tendo em conta os compromissos propostos, a Comissão concluiu que as distorções indevidas da concorrência resultantes da medida são reduzidas ao mínimo necessário e são compensadas pelos efeitos positivos da medida.

8.3.5. *Conclusão sobre a compatibilidade do auxílio*

(546) Com base na avaliação apresentada na presente decisão e à luz das circunstâncias específicas do caso em apreço, nomeadamente o prolongamento da vida útil de reatores nucleares existentes baseados numa tecnologia antiga com flexibilidade limitada, por um período limitado de 10 anos, a Comissão considera que o pacote de medidas notificado e subsequentemente alterado pelas autoridades belgas, incluindo as possibilidades de revisão e os compromissos assumidos, é compatível com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

9. **CONCLUSÃO**

(547) A medida, na sua forma alterada, é compatível com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

(548) A Comissão observa que o acordo de execução e os documentos que o acompanham foram fornecidos, para avaliação, com os termos do AGSE e do modelo financeiro de assinatura. A Bélgica compromete-se a assegurar que os acordos cujos termos e condições finais ainda não tenham sido estabelecidos (por exemplo, os termos do ASA, dos empréstimos de acionistas, dos empréstimos SDC e do MFM) contenham cláusulas-tipo que qualquer investidor procure num projeto semelhante e que as condições sejam fixadas em condições de plena concorrência. Caso os termos e condições finais desses documentos alterem a medida notificada tal como apresentada na presente decisão, a Bélgica compromete-se a notificá-los à Comissão,

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

A medida que a Bélgica tenciona aplicar para apoiar o prolongamento da vida útil de dois reatores nucleares na Bélgica, a saber, o Doel 4 e o Tihange 3, é compatível com o mercado interno.

Por conseguinte, a aplicação da medida é autorizada.

Artigo 2.º

O destinatário da presente decisão é o Reino da Bélgica.

Feito em Bruxelas, em 21 de fevereiro de 2025.

Pela Comissão
Teresa RIBERA
Vice-Presidente Executiva