Amtsblatt
der Europäischen Union

DE
Reihe L

2025/2370

16.12.2025

BESCHLUSS (EU) 2025/2370 DER KOMMISSION

vom 21. Februar 2025

über die staatliche Beihilfemaßnahme SA.106107 (2024/N), die Belgien für die Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren (Doel 4 und Tihange 3) durchzuführen beabsichtigt

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2025) 1070)

(Nur der englische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 108 Absatz 2 Unterabsatz 1,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,

nach Aufforderung der Beteiligten zur Stellungnahme gemäß den genannten Bestimmungen ([1]) und unter Berücksichtigung ihrer Stellungnahmen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

(1) Mit Schreiben vom 21. Juni 2024 meldete Belgien die Maßnahme zur Unterstützung der Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren in Belgien (Doel 4 (im Folgenden auch „D4“) und Tihange 3 (im Folgenden auch „T3“), zusammen die „LTO-Anlagen“ (für den Langzeitbetrieb vorgesehene Anlagen), bei der Kommission an. Auf das Auskunftsersuchen der Kommission vom 4. Juli 2024 hin übermittelte Belgien der Kommission mit Schreiben vom 9. und 10. Juli 2024 weitere Informationen.

(2) Mit Schreiben vom 22. Juli 2024 informierte die Kommission Belgien über ihren Beschluss, wegen der genannten Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) einzuleiten (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“).

(3) Belgien übermittelte seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss am 22. August 2024.

(4) Der Beschluss der Kommission über die Einleitung des Verfahrens wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* ([2]) veröffentlicht. Die Kommission forderte die Beteiligten zur Stellungnahme auf.

(5) Die Kommission erhielt Stellungnahmen von den Beteiligten. Die Kommission leitete diese an Belgien weiter und das Land erhielt Gelegenheit, sich dazu zu äußern; die Stellungnahme Belgiens ging am 30. Oktober 2024 ein.

(6) Am 2. September 2024, am 23., 27. und 30. Oktober 2024, am 8., 14., 18., 22., 25., 27. und 30. November 2024, am 2., 4., 5., 12., 13., 17. und 20. Dezember 2024, am 7., 9., 17., 18., 20., 27., 29., 30. und 31. Januar 2025 sowie am 1. Februar 2025 übermittelte Belgien weitere Informationen ([3]).

(7) Mit Schreiben vom 24. Oktober 2024 verzichtete Belgien ausnahmsweise auf seine Rechte gemäß Artikel 342 AEUV in Verbindung mit Artikel 3 der Verordnung Nr. 1 von 1958 ([4]) und willigte in die Annahme und Bekanntgabe des vorliegenden Beschlusses in englischer Sprache ein.

([1]) Staatliche Beihilfen — Belgien — Staatliche Beihilfe SA.106107 (2024/N) — Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren (Doel 4 und Tihange 3) — Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. C, 2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Vgl. Fußnote 1.
([3]) Bestimmte technische, finanzielle, wirtschaftliche oder betriebliche Angaben wurden auf der Grundlage von Informationen von Electrabel erarbeitet.
([4]) Verordnung Nr. 1 des Rates zur Regelung der Sprachenfrage für die Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (ABl. 17 vom 6.10.1958, S. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DES KONTEXTS

2.1. Kernkraftwerke in Belgien

(8) Bis 2022 bestanden in Belgien sieben Kernreaktoren, davon vier in Flandern (Doel) und drei in Wallonien (Tihange). Alle Reaktoren wurden zwischen 1975 und 1985 in Betrieb genommen ([5]) und von öffentlichen Versorgungsunternehmen (Ebes, Intercom und Unerg) gebaut, die 1990 zu Electrabel SA (mehrheitlich im Eigentum von Tractebel) fusionierten (im Folgenden „Electrabel"). 1996 wurde die Société Générale de Belgique (im Folgenden „SGB") Mehrheitsaktionärin von Tractebel, und im Jahr 1999 erwarb Suez fast 100 % der SGB. Nach der Fusion von Suez und Gaz de France (im Folgenden „GDF") im Jahr 2008 ist nunmehr Engie S.A. (im Folgenden „Engie") Eigentümerin von Electrabel.

(9) Electrabel, eine 100%ige Tochtergesellschaft von Engie, ist seit Aufnahme ihres Betriebs Betreiberin und Mehrheitseigentümerin der sieben belgischen Kernreaktoren. Derzeit gestaltet sich die Eigentumsstruktur der belgischen Kernreaktoren wie folgt:

— Electrabel hält 100 % an Doel 1 und Doel 2, 89,807 % an Doel 3, Doel 4, Tihange 2 und Tihange 3 und 50 % an Tihange 1;

— Luminus, eine Tochtergesellschaft von EDF Belgium, hält 10,193 % der Anteile an Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 und Doel 4;

— EDF Belgium ([6]) ist Eigentümerin der verbleibenden 50 % von Tihange 1.

(10) Was die Kapazitäten der LTO-Anlagen betrifft (siehe Tabelle 2),

— so verfügt Doel 4 derzeit über eine Nennleistung von 1 038 MW im Jahr 2022 (1 026 MW im Jahr 2023) und erzeugte im Jahr 2022 8 940 TWh Strom ([7]), was einem Anteil von etwa 11 % des gesamten Strombedarfs Belgiens im Jahr 2022 (82,9 TWh ([8])) entspricht.

— Tihange 3 verfügt derzeit über eine Nennleistung von 1 038 MW im Jahr 2022 (1 030 MW im Jahr 2023) und erzeugte im Jahr 2022 7 366 TWh Strom ([9]), was einem Anteil von etwa 9 % des gesamten Strombedarfs Belgiens im Jahr 2022 (82,9 TWh ([10])) entspricht.

(11) Belgien erklärt, dass alle belgischen Kernreaktoren, einschließlich der LTO-Anlagen, als Grundlastkraftwerke auf der Grundlage der Druckwasserreaktor-Technologie („DWR") entwickelt wurden und betrieben werden. Das Konstruktionsdesign stammt aus den 1970er-Jahren und ist typisch für Grundlastkraftwerke, zu denen auch ältere Kernreaktoren weltweit zählen. Diese Anlagen werden in der Regel bei maximaler Nennleistung betrieben, wenn sie zugeschaltet sind. Neuere Technologien (Generation III) hingegen ermöglichen einen flexiblen Betrieb, einschließlich einer im Laufe der Zeit variablen Leistungsabgabe („Ramping" oder „Lastfolge") sowie der Frequenzregelung und der Bereitstellung von Betriebsreserven ([11]). Im Grundlastbetrieb wird die Leistung in der Regel nur dann gedrosselt oder die Anlage abgeschaltet, wenn dies für geplante Brennelementwechsel und/oder regelmäßige Wartungsarbeiten, für außerplanmäßige dringende Wartungsarbeiten zur Behebung von Anlagenproblemen oder aufgrund unerwarteter baulicher und/oder sicherheitstechnischer Einschränkungen erforderlich ist. Folglich werden Drosselungen der Leistungsabgabe eher durch die Bedürfnisse des Betreibers kerntechnischer Anlagen oder des Übertragungsnetzbetreibers (im Folgenden „ÜNB") als durch Marktsignale bestimmt.

([5]) Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 im Jahr 1975; Doel 3 und Tihange 2 in den Jahren 1982 bzw. 1983; Doel 4 und Tihange 3 im Jahr 1985.
([6]) EDF Belgium und Luminus sind getrennte juristische Personen. Beide sind Teil der EDF Group. EDF Belgium hält einen Anteil von 68,6 % an Luminus. Die übrigen Anteilseigner von Luminus sind Ethias, Publilec, Socofe und Nethys.
([7]) Quelle: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Quelle: Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) der Elia Group — Issuu (S. 42).
([9]) Quelle: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Quelle: Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) der Elia Group - Issuu (S. 42).
([11]) Quelle: 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*, Band 222, 2018, S. 872-884.

(12) Belgien stellt klar, dass die belgischen Kernreaktoren aufgrund ihrer Bauweise technischen Einschränkungen unterliegen, die die Möglichkeiten der Leistungsmodulation stark einschränken. Diese war lange Zeit auf die Netzregulierung beschränkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass belgische Kernreaktoren ausschließlich mit schwarzen Reaktorsteuerstäben ausgestattet sind, die im Gegensatz zu grauen Steuerstäben die Modulierfähigkeit stark einschränken ([12]). Im Gegensatz dazu sind beispielsweise einige der neuesten französischen Kernreaktoren sowohl mit schwarzen als auch mit grauen Steuerstäben ausgestattet, sodass sie für Modulationen und Lastfolgen ausgelegt und gebaut sind. Aufgrund der Konstruktion der belgischen Kernreaktoren mit schwarzen Steuerstäben war die Modulation aus wirtschaftlichen Gründen bis vor Kurzem von der belgischen Atomaufsichtsbehörde (FANK bzw. „AFCN" / „FANC") ([13]) untersagt. Eine Modulation war nur aus technischen Gründen oder auf Ersuchen des belgischen ÜNB (Elia) zulässig, um Stromausfälle zu verhindern ([14]).

(13) Belgien macht jedoch geltend, dass angesichts der allgemeinen Entwicklung der Strommärkte und der Notwendigkeit, deren Funktionsweise flexibler zu gestalten, Studien durchgeführt worden seien, um bestimmte Fälle einer Modulation aus wirtschaftlichen Gründen („wirtschaftsbedingte Modulation") zuzulassen. Im Jahr 2015 leiteten Engie, Electrabel und die belgischen Regulierungsbehörden Sicherheitsstudien ein ([15]), um zu analysieren, welche Bedingungen erfüllt sein müssten, um aus wirtschaftlichen Gründen gewisse Modulationen zuzulassen, wobei unter anderem die Auswirkungen einer solchen Modulation auf den Kernbrennstoff untersucht wurden. Die Studie kam zu dem Schluss, dass maximal 30 wirtschaftsbedingte Modulationen pro Brennstoffzyklus für Tihange 3 und Doel 4 akzeptabel wären, sofern eine Reihe technischer Bedingungen — hauptsächlich im Zusammenhang mit der Erwärmung und Abkühlung des Brennelements — eingehalten werden:

— Ramp-Down- und Ramp-Up-Geschwindigkeit auf 1 %/min begrenzt,

— Mindestleistung bei 50 % der Nennleistung ([16]),

— mindestens 2 Stunden (3 Stunden, wenn die Modulation im Intraday ausgelöst wird) und maximal 72 Stunden für eine Modulation sowie

— mindestens 72 Stunden zwischen zwei Modulationen auf ein und demselben Reaktor zur Stabilisierung.

(14) Darüber hinaus wären Modulationen in bestimmten Zeiträumen nicht möglich ([17]), z. B.:

a) am Ende eines Brennstoffkreislaufs in den letzten zwei Monaten, wenn die Borkonzentration im Primärkreislauf niedrig ist (Borsäurekonzentration von weniger als 200 ppm), und

b) wenn der Betreiber kerntechnischer Anlagen darum ersucht, keine Modulation vorzunehmen, um in einer bestimmten Situation (z. B. bei monatlichen Messungen des Neutronenflusses, potenziellen Ventillecks, Begehungen des Reaktorgebäudes usw.) oder aufgrund technischer Probleme eine vorübergehende Störung zu vermeiden.

([12]) „Schwarze" Reaktorsteuerstäbe (aus Borcarbid) absorbieren alle einfallenden Neutronen. Sie sind für die Abschaltung des Reaktors ausgelegt und können daher während einer Modulation starke Temperaturgradienten und Spannungen in den Brennelementen erzeugen. „Graue" Steuerstäbe (aus Silber-Indium-Cadmium) absorbieren nur einen Teil der einfallenden Neutronen und sind für eine flexible Leistungsabgabe des Reaktors ausgelegt, da sie die Neutronenfluss- und Leistungsverteilung in der Umgebung der Stäbe nur geringfügig beeinflussen und daher nicht zu einer Überhitzung des Brennstoffs führen.

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

([14]) Entsprechend der Dringlichkeit der Situation lassen sich solche Modulationsersuchen von Elia in zwei Kategorien einteilen: „Alarmphase": Die Modulation wird von Elia mit einer Woche Vorankündigung beantragt, da eine kritische Situation im Netz erwartet wird; „Notstandsphase": Die Modulation wird von Elia direkt im Kontrollraum der Kernkraftwerke angefordert, um das Netz unverzüglich zu entlasten.

([15]) Quelle: 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" in Proceedings of WRFPM, 2014, Paper N°100136, Sendai, Japan, September 14-17.

([16]) In der Praxis wird in der Regel eine Leistung von bis zu 400 MW auf Antrag der Anlagenbetreiber für wirtschaftsbedingte Modulationen angeboten, anstatt einer Leistung von 500 MW (50 % der Nennleistung), die mehr manuelle Abläufe erfordert und somit das Risiko einer automatischen Abschaltung erhöht.

([17]) Siehe Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation, ZST.10010883175.000_06, Anhang Q1, Abschnitte 3.1. & 3.2., S. 4-6.

(15) Im Anschluss an diese Studien ermächtigte die FANK den Betreiber, bis zu 30 Modulationen pro Zyklus durchzuführen ([18]), was der Höchstzahl von Modulationen entspricht, die innerhalb der Grenzen der derzeitigen Betriebsgenehmigung durchgeführt werden können. Angesichts dieser Bedingungen wies Engie darauf hin, dass jede Entscheidung zur Modulation vom Betreiber sorgfältig geprüft werde, da sie mit zahlreichen Risiken verbunden sei (z. B. Produktion von Abwässern aufgrund der Modulation, schnellere Alterung der Anlagen, Risiko einer automatischen Abschaltung, mögliche Schäden, die eine Wiederinbetriebnahme des Reaktors unmöglich machen würden usw.). Diese Risiken seien in der Fachliteratur ausführlich dokumentiert ([19]).

(16) Belgien zufolge (auf der Grundlage der Angaben von Electrabel) gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand keine technologischen Lösungen, um die Flexibilität zu vertretbaren Kosten und innerhalb eines angemessenen Zeitrahmens zu erhöhen. Die technische Umrüstung eines Grundlastreaktors zu einer Lastfolgeanlage, die eine größere Flexibilität ermöglicht, würde eine vollständige Änderung der Konstruktion erfordern, insbesondere den Austausch des Reaktordruckbehälterdeckels, was ein sehr langwieriger und komplexer Prozess ist. Außerdem wären neue Studien im Rahmen des Sicherheitsanalyseberichts sowie eine wesentliche Änderung der Betriebsgenehmigung erforderlich, die von den belgischen Atomaufsichtsbehörden ausgestellt werden müsste.

(17) Darüber hinaus erklärt Belgien (auf der Grundlage der Angaben von Electrabel), dass die Flexibilität der Reaktoren auch durch die Besonderheiten ihres Brennstoffs und das Ausfallmanagement eingeschränkt sei:

a) Der Brennstoff ist auf eine bestimmte Zyklusdauer und eine bestimmte Anzahl möglicher Modulationen zugeschnitten. Eine größere Flexibilität der Reaktoren würde eine Änderung der Brennstoff-Anreicherung erfordern, was nicht möglich ist, da der Brennstoff bereits für die gesamte Projektlaufzeit bestellt wurde. Sollten die LTO-Anlagen „aufgerüstet" werden, um die Anzahl der verfügbaren Modulationen zu erhöhen, müsste der Brennstoff neu bestellt werden, was mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden wäre.

b) Aufgrund der technischen und rechtlichen Auflagen der FANK ([20]) verfügt der Betreiber kerntechnischer Anlagen nur über einen sehr begrenzten Spielraum für die Planung von Abschaltungen für Wartungsarbeiten, Instandhaltungsmaßnahmen und Brennelementwechsel. Geplante Ausfälle sind sehr komplex und müssten Monate oder sogar Jahre im Voraus vorbereitet werden. Im Rahmen der REMIT-Verordnung ([21]) müssen Marktteilnehmer die Termine von Ausfällen rechtzeitig veröffentlichen, beispielsweise über die NordPool-Plattform für dringende Marktmeldungen (Urgent Market Messages, „UMM") ([22]), in der Praxis in der Regel drei Jahre im Voraus. Darüber hinaus können Ausfalltermine nach ihrer Bekanntgabe nur sehr schwer geändert werden (aufgrund der betrieblichen Zwänge wie der Verfügbarkeit von Ersatzteilen und Auftragnehmern), und diese Änderungen können vom ÜNB beanstandet werden, der, wenn er der Ansicht ist, dass die Abweichung zu einer Störung des Netzes führt, vom Betreiber kerntechnischer Anlagen eine Entschädigung verlangen kann. In jedem Fall können die Ausfalltermine nach Mitte Juli des Vorjahres ohne vorherige Genehmigung des ÜNB nicht mehr geändert werden.

c) Auf operativer Ebene werden die LTO-Anlagen in 12-monatigen Brennstoffzyklen betrieben (anstelle der derzeitigen 18-monatigen Brennstoffzyklen). Diese Entscheidung wurde aufgrund einer wirtschaftlichen Abwägung getroffen:

— Erstens, um die Produktionszeit der LTO-Anlagen in den kommenden Wintern zu maximieren, wenn die Nachfrage nach Strom am höchsten ist — und damit auch die Preise –, während die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien geringer ist. Daher wurde vereinbart, die LTO-Anlagen in einem 12-monatigen Brennstoffzyklus zu betreiben, sodass regelmäßige Ausfälle aufgrund von Brennelementwechseln zeitlich aufeinander abgestimmt werden können und jedes Jahr im Sommer stattfinden.

([18]) Belgien legte die Genehmigungen des Generaldirektors von BelV, einer Tochterorganisation der FANK, für wirtschaftsbedingte Modulationen bis zu 30-mal pro Zyklus vor:
Zu Doel 4 siehe BelV, 3078/2739/POI.851, „Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties", 26. Juli 2017.
Zu Tihange 3 siehe BelV, 2018-0330, „Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues", 28. August 2018.

([19]) Siehe z. B. i) SFEN/RGN, „9. Parc nucléaire : la manoeuvrabilité au détriment de la performance?", 25. Juli 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*, Band 151, 2018, S. 289-296; iii) Alexey Lokhov, „Suivi de charge dans les centrales nucléaires", *AEN Infos*, 2011, n°29.2.

([20]) Siehe Fußnote 18.

([21]) Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1), Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe b.

([22]) Über den folgenden Link können künftig alle dringenden Marktnachrichten für Tihange 3 und Doel 4 abgerufen werden: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— Zweitens ist es in der Atomenergiebranche üblich, die Abschaltungen in Monaten mit niedrigeren Preisen zu planen, um mittel- und langfristige Marktsignale zu berücksichtigen. Daher wurde die Gesamtplanung für die Abschaltungen in Doel 4 und Tihange 3 von Anfang an optimiert, um die Auswirkungen auf den Marktpreis so gering wie möglich zu halten. Dies wurde durch die Umstellung von einem 18-monatigen auf einen 12-monatigen Brennstoffzyklus erreicht (wie oben erläutert).

2.2. **Atomausstieg in Belgien**

(18) Wie in Abschnitt 2.1 des Einleitungsbeschlusses beschrieben, hat das belgische Bundesparlament im Jahr 2003 ein Gesetz verabschiedet, das den Bau neuer Kernkraftwerke zur industriellen Stromerzeugung durch Kernspaltung in Belgien verbietet und die Betriebsdauer der bereits bestehenden Reaktoren auf 40 Jahre begrenzt, wobei ein Atomausstieg zwischen 2015 und 2025 beschlossen wurde („Gesetz von 2003“ oder „Gesetz über den Atomausstieg“) ([23]). Wie ursprünglich im Gesetz über den Atomausstieg vorgesehen, wurden Doel 3 und Tihange 2 am 23. September 2022 bzw. am 31. Januar 2023 dauerhaft vom Netz abgekoppelt. Mit den Gesetzen vom 18. Dezember 2013 und 28. Juni 2015 ([24]) wurde das Gesetz über den Atomausstieg geändert und die Laufzeit der drei ältesten Reaktoren, Tihange 1, Doel 1 und Doel 2, um zehn Jahre verlängert, und zwar jeweils bis zum 30. September 2025, 14. Februar 2025 und 30. November 2025 (Verlängerung der Laufzeit um zehn Jahre) ([25]).

(19) Nach dem Gesetz über den Atomausstieg sollten Doel 4 und Tihange 3 bis 2025 geschlossen werden. Infolgedessen bestand die strategische Zielsetzung von Engie in Bezug auf die nuklearen Tätigkeiten seit 2020 darin, i) sich aus den Tätigkeiten zur Erzeugung von Kernenergie in Belgien zurückzuziehen, um das Risiko der Marktvolatilität als Betreiber kerntechnischer Anlagen zu verringern, und ii) die Stromerzeugung aus Kernenergie nicht mehr als Teil des Hauptgeschäfts von Engie zu positionieren. Seit 2020 hat dieser Rückzug zu einer Einstellung sämtlicher Studien im Zusammenhang mit der Verlängerung der Laufzeiten seiner Kernkraftwerke (die sich alle in Belgien befinden) geführt. Die Finanzmitteilung von Engie seit 2020 steht im Einklang mit diesem strategischen Ziel der Rücknahme und wurde bei den Rechnungslegungsgrundsätzen, die bei der Erstellung des konsolidierten Jahresabschlusses zugrunde gelegt wurden, berücksichtigt. Dies gilt insbesondere für die Prüfungen auf Wertminderung ([26]).

(20) Tabelle 1 bietet einen Überblick über die sieben belgischen Kernreaktoren, einschließlich ihrer Eigentumsverhältnisse, Nettokapazität und ursprünglichen Abschaltungstermine gemäß dem Gesetz über den Atomausstieg sowie über die nachfolgenden Änderungen.

Tabelle 1

Überblick über die Kernkraftwerke in Belgien

Kernreaktor	Eigentumsverhältnisse	Nettokapazität 2023 (MWe)	Datum der Abschaltung (Gesetz über den Atomausstieg)	Datum der Abschaltung (geändert)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15. Februar 2015	14. Februar 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1. Dezember 2015	30. November 2025

([23]) Siehe 31. Januar 2003, 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. Nach dem Gesetz über den Atomausstieg wären die Kernkraftwerke in Belgien am 15. Februar 2015 (Doel 1), 1. Dezember 2015 (Doel 2), 1. Oktober 2022 (Doel 3), 1. Juli 2025 (Doel 4), 1. Oktober 2015 (Tihange 1), 1. Februar 2023 (Tihange 2) und 1. September 2025 (Tihange 3) geschlossen worden.

([24]) Am 5. März 2020 wurde das Gesetz vom 28. Juni 2015 vom Verfassungsgericht (Rechtssache 34/2020) — nach einer Vorabentscheidung des Gerichtshofs der Europäischen Union (Rechtssache C 411/17) — aufgehoben, da die Verpflichtungen in Bezug auf die Umweltverträglichkeitsprüfung nicht eingehalten wurden. Gleichzeitig wurden die Wirkungen des Gesetzes bis zum 31. Dezember 2022 aufrechterhalten. Am 11. Oktober 2022 wurde nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung ein „Korrekturgesetz“ verabschiedet, mit dem die Stichtage für die Abschaltung geändert wurden. Mit dem Korrekturgesetz wurde die Abschaltung von Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 auf das Jahr 2025 verschoben.

([25]) Siehe Beschluss der Kommission vom 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, über die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Tihange 1, Doel 1 und Doel 2 (ABl. C 142 vom 5.5.2017, S. 1).

([26]) Siehe Beweise in den Fußnoten 7 und 8 des Einleitungsbeschlusses.

Kernreaktor	Eigentumsverhältnisse	Nettokapazität 2023 (MWe)	Datum der Abschaltung (Gesetz über den Atomausstieg)	Datum der Abschaltung (geändert)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1. Oktober 2022	*Abschaltung am 23. September 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1. Juli 2025	31. Oktober 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1. Oktober 2015	30. September 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1. Februar 2023	*Abschaltung am 31. Januar 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1. September 2025	31. Oktober 2035 (*)

Quelle: Belgische Behörden — Es wird auf die Website des Föderalen Öffentlichen Dienstes (FÖD) Wirtschaft zur Kernenergieerzeugung in Belgien verwiesen, zuletzt abgerufen am 18. Juni 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | FÖD Wirtschaft. Wie bereits erwähnt, wurden Doel 3 und Tihange 2 stillgelegt. Der folgende Bericht gibt Aufschluss über ihre frühere Nettoleistung: International Atomic Energy Agency, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States (Betriebserfahrung mit Kernkraftwerken in den Mitgliedstaaten, IAEO), Wien (2022) (zugänglich über die Website des FÖD Wirtschaft).

(*) Geändertes Datum der Abschaltung, wenn die Kernreaktoren am 1. November 2025 betriebsbereit sind; das letztmögliche Datum für die Abschaltung ist der 31. Dezember 2037.

2.3. Beschluss Belgiens zur weiteren Nutzung von Kernenergie

(21) Am 18. März 2022 beschloss die belgische Föderalregierung (im Folgenden auch „belgische Regierung"), den Atomausstieg zu überdenken und die Verlängerung der Betriebsdauer (Langzeitbetrieb, „LTO") der beiden jüngsten Kernreaktoren Doel 4 und Tihange 3 um zehn Jahre zu genehmigen („LTO-Projekt"). Die Entscheidung Belgiens erfolgte im Zusammenhang mit der Reaktion der EU auf den Krieg Russlands gegen die Ukraine (einschließlich der Notwendigkeit, dass die EU-Mitgliedstaaten ihren Gasverbrauch und ihre Abhängigkeit von Gas verringern) und der daraus resultierenden Gaskrise sowie der bereits bestehenden Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit in Belgien (siehe auch Abschnitt 2.4) angesichts des gestiegenen Elektrifizierungsbedarfs (um die Energiewende zu ermöglichen) und der geringen Verfügbarkeit des französischen Kernkraftwerke im Zeitraum 2021-2022 (aufgrund unvorhergesehener Korrosionsprobleme und umfangreicher Wartungsarbeiten zur Verlängerung ihrer Betriebsdauer) ([27]).

(22) Anschließend nahm die belgische Regierung im Jahr 2022 Verhandlungen mit dem belgischen Betreiber kerntechnischer Anlagen Electrabel über die Umsetzung der Laufzeitverlängerung auf. Die Gründe für die Nichtdurchführung einer Ausschreibung, die Belgien genannt und zu denen die Kommission im Einleitungsbeschluss keine Zweifel geäußert hat, sind in Erwägungsgrund 38 des Einleitungsbeschlusses aufgeführt und umfassen folgende Aspekte:

a) Besitz des erforderlichen Know-hows und der erforderlichen Genehmigungen: Der Zugang zu Kapazitäten zur Erzeugung von Kernkraft erfordert spezielles, auch länderspezifisches Know-how, das nicht allen Marktteilnehmern zur Verfügung steht, was die Kommission bereits in Bezug auf Electrabel im Besonderen (siehe Fußnote 30 im Einleitungsbeschluss) und die Betreiber kerntechnischer Anlagen im Allgemeinen (siehe Fußnote 31 im Einleitungsbeschluss) eingeräumt hat; das Know-how, das geistige Eigentum und die einschlägigen Genehmigungen für Kernkraftwerke in Belgien sind einzigartig und derzeit ausschließlich im Besitz von Electrabel.

([27]) Siehe Beschluss der Kommission vom 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, Amendments to the Capacity Remuneration Mechanism (ABl. C, 2023/265, 18.10.2023).

b) Zeitplan: Der Zeitraum zwischen der Entscheidung der belgischen Regierung über das LTO-Projekt und dem geplanten Wiederinbetriebnahmezeitpunkt der LTO-Anlagen ist sehr kurz, und eine Wiederinbetriebnahme im September 2025 (bei Tihange 3) bzw. November 2025 (bei Doel 4) erfordert die Durchführung bestimmter Vorbereitungsarbeiten und Machbarkeitsstudien („Entwicklungsmaßnahmen" [siehe Fußnote 32 des Einleitungsbeschlusses]) vor dem tatsächlichen Beginn der Arbeiten. Electrabel war als einziger Betreiber kerntechnischer Anlagen in Belgien das einzige Unternehmen, das über das erforderliche Fachwissen, die Ressourcen und die Instrumente verfügte, um diese Maßnahmen schnell und effektiv umzusetzen. Daher hätte kein anderer Betreiber als Electrabel im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ausgewählt werden können, und die Einleitung eines Ausschreibungsverfahrens zur Auswahl des Betreibers der LTO-Anlagen hätte angesichts der Besonderheiten und Zwänge des LTO-Projekts nicht zu einem sinnvollen Ergebnis geführt.

(23) Engie, die Muttergesellschaft von Electrabel, zögerte zunächst, Verhandlungen mit Belgien über das LTO-Projekt aufzunehmen, und begründete dies damit, dass die Kerntechnik zu teuer und zu riskant geworden sei, und verwies auf die Absicht von Engie, den Kernkraftwerksbetrieb in Belgien nach 2025 einzustellen (siehe Erwägungsgrund 19). Daher hat der belgische Staat mit Engie vereinbart, einen Mechanismus einzurichten, um die Risiken und Vorteile im Zusammenhang mit der Verlängerung der Laufzeit der beiden Reaktoren in ausgewogener und transparenter Weise zu teilen. Belgien zufolge hat Engie von Anfang an deutlich gemacht, dass es ohne einen Mechanismus zur Aufteilung der Risiken und eine Vereinbarung über die Entsorgung der aus dem Betrieb der sieben Kernkraftwerke in Belgien anfallenden radioaktiven Abfälle keine Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren in Betracht ziehen würde, da dies Engie zu einer wesentlichen Änderung seiner Unternehmensstrategie und einer Erhöhung seines Risikos zwingen würde ([28]).

(24) Der Verhandlungsprozess wurde in Abschnitt 3.1. des Einleitungsbeschlusses ausführlich beschrieben und führte am 13. Dezember 2023 zum Abschluss einer Durchführungsvereinbarung mit dem Ziel, den Betrieb der LTO-Anlagen vor dem Winter 2025-2026 wieder aufzunehmen. Wie in Erwägungsgrund 36 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, besteht die Durchführungsvereinbarung aus drei Hauptkomponenten, die alle denselben Zweck verfolgen, nämlich die Durchführung des LTO-Projekts zu unterstützen:

a) „Komponente 1": die Reihe von Teilmaßnahmen im Zusammenhang mit der Vergütung und den finanziellen Vereinbarungen, die stabile Einnahmen für die beiden Kernreaktoren gewährleisten, sowie die Änderungen in der Aktionärsstruktur durch die Gründung von BE-NUC (siehe Abschnitt 3.3.1.);

b) „Komponente 2": die Reihe von Teilmaßnahmen im Zusammenhang mit der Stilllegung der Kernkraftwerke und der langfristigen Lagerung und Endlagerung der übertragenen radioaktiven Abfälle und abgebrannten Brennelemente (einschließlich der Änderung des Sicherheitspakets zur Überwachung der Finanzlage des Betreibers kerntechnischer Anlagen unter Berücksichtigung des aufgrund der vereinbarten Obergrenze geänderten Risikoprofils) (siehe Abschnitt 3.3.2.);

c) „Komponente 3": die Vereinbarungen über die Risikoteilung und Entschädigung bei bestimmten Gesetzesänderungen (siehe Abschnitt 3.3.3.).

(25) Die Durchführungsvereinbarung wurde im Laufe des Jahres 2024 zweimal geändert ([29]). Ihr Inhalt wird in Abschnitt 3 ausführlicher beschrieben.

(26) Folgende Meilensteine sind für das LTO-Projekt von Bedeutung:

a) Nach Abschluss des Abkommens werden weitere Vorbereitungen getroffen, um die Produktion spätestens am 1. September (Tihange 3) und am 1. November (Doel 4) 2025 wieder aufzunehmen.

b) Der Zeitraum zwischen dem ursprünglichen Abschalttermin der Reaktoren (gemäß dem Gesetz über den Atomausstieg von 2003, d. h. dem 1. Juli 2025 im Fall von Doel 4 und dem 1. September 2025 im Fall von Tihange 3 — siehe Tabelle 1) und dem Datum der Wiederaufnahme der Produktion wird zur Vorbereitung der LTO-Anlagen auf die Wiederinbetriebnahme genutzt und als „Stillstandsperiode" bezeichnet.

([28]) Siehe Beweise in der Fußnote 10 des Einleitungsbeschlusses.

([29]) Am 10. Mai 2024 betraf eine erste Änderungsvereinbarung folgende Themen: Änderung bestimmter Bedingungen der Ausschreibung für den Bewertungsgutachter, Verschiebung des angestrebten Abschlussdatums, bestimmte Bestätigungen, technische Änderungen, Korrektur eines Fehlers im Anteilskaufvertrag II (Share Purchase Agreement, im Folgenden „SPA"), zusätzliche Zeit für den Abschluss der Vereinbarung über Verwaltungsdienstleistungen (Administration Services Agreement, im Folgenden „ASA") und der Vereinbarung über Energiemanagementdienstleistungen (Energy Management Services Agreement, im Folgenden „EMSA"). Am 15. Juli 2024 betraf eine zweite Änderungsvereinbarung folgende Themen: Verschiebung des Longstop-Datums auf den 21. Februar 2025, Einigung über die Bedingungen des EMSA-Ausschreibungsverfahrens, bestimmte Bestätigungen, technische Änderung des SPA I.

c) Der Dreijahreszeitraum von September 2025 bis zum 31. Dezember 2028 („Angleichungsstichtag“ ([30])) ist die „Wiederanlaufphase“ und wird genutzt, um die LTO-Anlagen so anzupassen, dass sie den Anforderungen der belgischen Atomaufsichtsbehörde entsprechen.

d) Ab dem 1. Januar 2029 sollen die LTO-Anlagen in der „Betriebsphase“ bis zum 1. November 2035 mit voller Kapazität betrieben werden.

(27) Infolgedessen wird die Stromerzeugung im Zeitraum 2026–2028 aufgrund der überdurchschnittlich vielen geplanten Abschaltungen der beiden Reaktoren während der Wiederanlaufphase („geplante LTO-Abschaltungen ([31])“) relativ gering ausfallen. Die Nichtverfügbarkeit der LTO-Anlagen während der geplanten LTO-Ausfälle wird voraussichtlich 24 Wochen pro Jahr betragen, und zwar in den ersten drei Jahren nach dem Termin für die Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs.

(28) Zusätzlich zu den geplanten LTO-Ausfällen wird für den gesamten Zeitraum der Laufzeitverlängerung (d. h. während der Wiederanlaufphase und der Betriebsphase) bis zu einem Jahr vor Ende des Betriebs von Doel 4 und bis zum letzten Betriebsjahr von Tihange 3 ein jährlicher normaler Ausfall von Kernkraftwerken („geplante Nicht-LTO-Ausfälle ([32])“) erwartet. Jeder geplante Nicht-LTO-Ausfall wird voraussichtlich sechs Wochen dauern. Infolgedessen werden die beiden Kernreaktoren in den ersten drei Jahren nach der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs voraussichtlich 30 Wochen pro Jahr abgeschaltet.

(29) Zusätzlich zu den geplanten Ausfällen (LTO und Nicht-LTO) können ungeplante und unvorhergesehene Probleme auftreten, die eine zusätzliche Abschaltung der LTO-Anlagen erforderlich machen. In dem der Vergütungsvereinbarung (Remuneration Agreement, im Folgenden „RA“) zugrunde liegenden unterzeichneten Finanzmodell wurde eine störungsbedingte Ausfallquote von 10 % angenommen ([33]). Dies bedeutet, dass sowohl Doel 4 als auch Tihange 3 eine angestrebte Verfügbarkeitsrate von 90 % über einen Zeitraum von zehn Jahren aufweisen, wenn die geplanten LTO- und Nicht-LTO-Ausfälle nicht berücksichtigt werden.

(30) Bei Einbeziehung aller planmäßigen und nicht planmäßigen Ausfälle weisen Doel 4 und Tihange 3 eine angestrebte Verfügbarkeitsrate von etwa 68,4 % bzw. 67,4 % auf.

(31) Die nominale Stromerzeugungskapazität, die jährliche Stromerzeugung und der Anteil am nationalen Strombedarf in Belgien für Doel 4 und Tihange 3 vor und nach der Laufzeitverlängerung sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Wie aus Tabelle 2 hervorgeht, dürfte sich die geschätzte jährliche Stromerzeugung der LTO-Anlagen nach der Wiederanlaufphase verdoppeln.

Tabelle 2

Hauptmerkmale von Doel 4 und Tihange 3 (vor und nach der Laufzeitverlängerung)

	Doel 4	Tihange 3
Vor der Laufzeitverlängerung		
Nennleistung (*Stand 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Jährliche Stromerzeugung (*Stand 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Anteil am belgischen Strombedarf (*Stand 2022*)	11 %	9 %

([30]) Eine „Angleichung“ ist ein Verfahren, mit dem sichergestellt werden soll, dass alle Konten und Aufzeichnungen korrekt und ausgewogen sind. Dabei werden die geschätzten oder ursprünglichen Zahlen mit den tatsächlichen, endgültigen Zahlen verglichen und die erforderlichen Anpassungen vorgenommen.

([31]) „Geplante LTO-Ausfälle“ sind die geplanten Ausfälle, die erforderlich sind, um die LTO-Anlagen so anzupassen, dass sie die Anforderungen der Sicherheitsbehörde erfüllen.

([32]) „Geplante Nicht-LTO-Ausfälle“ sind die jährlichen normalen Ausfälle (hauptsächlich zum Zweck des Brennelementwechsels), die bereits ab dem ersten, zweiten und dritten Jahr nach dem Stichtag der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs für Doel 4 bzw. Tihange 3 bis zu einem Jahr vor Ende des Betriebs für Doel 4 und bis zum letzten Betriebsjahr für Tihange 3 vorgesehen sind.

([33]) Das unterzeichnete Finanzmodell ist das Finanzmodell, das der am 13. Dezember 2023 unterzeichneten Vergütungsvereinbarung zugrunde liegt.

	Doel 4	Tihange 3
Nach der Laufzeitverlängerung		
Nennleistung (*Stand 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Jährliche Stromerzeugung (*geschätzt*)	2026-2028: 3 435 GWh nach 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh nach 2029: 7 186 GWh
Anteil am belgischen Strombedarf (*geschätzt*)	2026-2028: 3 %-4 % nach 2029: 6 %-8 %	2026-2028: 3 %-4 % nach 2029: 6 %-8 %

Quelle: PRIS der IAEO, World Nuclear Association; Adequacy and flexibility study for Belgium von Elia (2024-2034)

2.4. Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen in Belgien

(32) Wie in Erwägungsgrund 17 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, hat der belgische ÜNB Elia seit 2019 drei nationale Studien zur Angemessenheit der Ressourcen (im Folgenden „NRAA 2019“, „NRAA 2021“ und „NRAA 2023“) durchgeführt, die alle einen Bedarf an neuen Kapazitäten bis zum Winter 2025-2026 ergaben. Dies ist eine Folge des (teilweisen) Atomausstiegs in Belgien, der mit der Stilllegung von Doel 3 und Tihange 2 im Jahr 2022 bzw. 2023 begann (siehe Tabelle 1), und wird durch die Stilllegung von Wärmeerzeugungskapazitäten in Nachbarländern und Probleme mit den französischen kerntechnischen Anlagen noch verstärkt.

(33) Um diesen Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen Rechnung zu tragen, hat Belgien einen Kapazitätsmechanismus (im Folgenden „KM“) eingerichtet, der 2021 von der Kommission genehmigt und seither zweimal geändert wurde ([34]). Der KM ist eine marktweite Maßnahme, die die Bereitschaft von Kraftwerken zur Stromversorgung in vordefinierten Zeiträumen vergütet, unabhängig davon, ob sie Strom produzieren oder nicht. Der KM zielt darauf ab, Bedenken hinsichtlich der ausreichenden Stromversorgung auszuräumen und gleichzeitig die Energiewende zu unterstützen. Er wird im Winter 2025 in Kraft treten, zeitgleich mit der voraussichtlichen Wiederinbetriebnahme der beiden LTO-Anlagen (siehe Erwägungsgrund 26).

2.5. Strommarkt in Belgien

(34) Belgiens Energiemix wird derzeit von der Stromerzeugung aus Gas und Kernenergie dominiert, auch wenn der Anteil erneuerbarer Energien in den letzten Jahren stetig gestiegen ist. Im Jahr 2023 betrug der Anteil von Kernenergie, Gas und erneuerbaren Energien am Erzeugungsmix 39,9 %, 21,4 % bzw. 32,7 % ([35]).

(35) Belgien zufolge sind die wichtigsten Akteure auf dem Stromerzeugungsmarkt, gemessen an der an das Übertragungsnetz angeschlossenen installierten Leistung, Electrabel (9,3 GW im Jahr 2023 — 65 %), Luminus (2,2 GW im Jahr 2023 — 15 %), RWE (0,7 GW im Jahr 2023 — 5 %), Eneco (0,7 GW im Jahr 2023 — 5 %) und TotalEnergies (0,6 GW im Jahr 2023 — 4 %). Belgien weist darauf hin, dass der HHI ([36])-Indikator für die Marktkonzentration von 5 510 im Jahr 2016 auf 4 431 im Jahr 2023 zurückgegangen sei, was sich teilweise durch die verstärkte Entwicklung erneuerbarer Energiequellen (Solar- und Windenergie) durch neue Marktteilnehmer ([37]) erklären lasse.

([34]) Siehe Beschluss der Kommission vom 27.8.2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Belgien, Kapazitätsmechanismus (ABl. L 117 vom 19.4.2022, S. 40). Erster Änderungsbeschluss: Beschluss der Kommission vom 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, Amendments to the Capacity Remuneration Mechanism (Änderungen des Kapazitätsmechanismus) (ABl. C, 2023/265, 18.10.2023). Zweiter Änderungsbeschluss: Beschluss der Kommission vom 17.9.2024, SA.114003 (2024/N), Belgien, Second set of amendments to the Capacity Remuneration Mechanism (Zweites Paket von Änderungen des Kapazitätsmechanismus (ABl. C, 2024/6138, 14.10.2024).

([35]) Überblick über belgische Energiedaten (FÖD Wirtschaft 2024). Weitere Einzelheiten zum Stromgroßhandels- und Endkundenmarkt in Belgien und zur Marktstellung der wichtigsten Akteure (basierend auf Daten aus dem Jahr 2022) sind den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 des Einleitungsbeschlusses zu entnehmen.

([36]) Der Herfindahl-Hirschman-Index ist eine Messgröße für die Marktkonzentration, die berechnet wird, indem der Marktanteil jedes konkurrierenden Unternehmens auf dem Markt ermittelt und anschließend die daraus resultierenden Zahlen addiert werden. Märkte mit einem HHI über 2 500 gelten im Allgemeinen als stark konzentrierte Märkte. Die HHI-Werte stammen aus den jährlichen CREG-Berichten und basieren auf der installierten Kapazität und der Erzeugung aus auf Übertragungsnetzebene angeschlossenen Anlagen.

([37]) CREG-Jahresbericht (2024).

(36) Nach Angaben Belgiens sind die wichtigsten Akteure im Bereich der Stromerzeugung aus Anlagen, die an das belgische Übertragungsnetz angeschlossen sind, Electrabel (39,1 TWh im Jahr 2023 — 70 %), Luminus (6,8 TWh im Jahr 2023 — 12 %), Eneco (2,5 TWh im Jahr 2023 — 4 %), TotalEnergie (2,4 TWh im Jahr 2023 — 4 %) und RWE (2 TWh im Jahr 2023 — 4 %). Belgien erklärt, dass der HHI-Indikator für die Marktkonzentration aufgrund der gestiegenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen von 6 372 im Jahr 2016 auf 5 143 im Jahr 2023 zurückgegangen sei ([38]).

(37) Belgien zufolge waren 2023 auf der Endkundenebene in Belgien insgesamt 16 Stromversorger vertreten. Die wichtigsten Stromversorger sind Electrabel (47 % im Jahr 2023), Luminus (18,2 % im Jahr 2023), TotalEnergies (5,5 % im Jahr 2023) und Eneco (5,3 % im Jahr 2023), während viele andere Akteure nur einen sehr geringen Marktanteil haben ([39]).

3. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DER MASSNAHME

3.1. Ziele der Maßnahme und Marktversagen in bestimmten Bereichen

(38) Die Laufzeitverlängerung der beiden LTO-Anlagen wird die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs erleichtern und dazu beitragen, die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen in Belgien auszuräumen (siehe Abschnitt 2.4). Darüber hinaus macht Belgien geltend, dass die Verlängerung der Laufzeit der Kernreaktoren auch darauf abziele, die Abhängigkeit von Importen im Allgemeinen und von importierten fossilen Brennstoffen (im Einklang mit den REPowerEU-Zielen) im Besonderen zu verringern und damit auch zur Dekarbonisierung des belgischen Stromsystems beizutragen sowie Grundlastkapazitäten im Zusammenhang mit dem in naher Zukunft steigenden Elektrifizierungsbedarf in Belgien bereitzustellen.

(39) Belgien führt an, dass das Ziel der Beihilfemaßnahme darin bestehe, eine Reihe von Marktversagen in bestimmten Bereichen zu beheben, die Electrabel daran hinderten, den Betrieb der Kernreaktoren in Belgien ohne zusätzliche Beiträge der belgischen Regierung fortzusetzen ([40]).

a) Erstens macht Belgien geltend, dass es eine Reihe gut dokumentierter Mängel auf dem Strommarkt gebe, die es den Märkten im Allgemeinen unmöglich machten, ausreichende Investitionsanreize für Erzeugungskapazitäten zu schaffen, die erforderlich seien, um die Standards für die Angemessenheit der Ressourcen zu erfüllen, wie dies in den Entscheidungen der Kommission zum belgischen KM näher beschrieben werde (siehe Fußnote 34).

b) Zweitens macht Belgien geltend, dass die Strom- und Kohlenstoffmärkte zusätzliche Marktversagen in bestimmten Bereichen aufweisen würden, die sich insbesondere auf die Anreize für Investitionen in CO_2-arme Technologien auswirken würden, wie beispielsweise das Fehlen langfristiger Absicherungsmöglichkeiten (dies betreffe insbesondere saubere Technologien, die aufgrund ihrer Abhängigkeit von schwankenden Einnahmequellen kapitalintensiv seien), die unzureichende Abdeckung negativer externer Effekte von Treibhausgasen (z. B. durch einen CO_2-Preis im europäischen Emissionshandelssystem („EHS“) unterhalb der sozialen Kosten der CO_2-Emission und das Fehlen eines langfristig vorhersehbaren CO_2-Preissignals aufgrund der strukturellen Volatilität des Emissionshandelssystems der EU) sowie das Fehlen von Anreizen für Investitionen in einen diversifizierten Energiemix angesichts der Preisbildungsfunktion fossiler (Gas-) Kraftwerke auf den Strommärkten, die eine natürliche Absicherung bieten würden.

c) Drittens macht Belgien geltend, dass Investitionen in Kernenergie mit einer Reihe spezifischer Risiken verbunden seien, die für gewerbliche Investoren besonders schwer abzusichern oder zu bewältigen seien, wie beispielsweise: i) technische Risiken und Projektmanagementrisiken, ii) Risiken im Zusammenhang mit der Abfallbewirtschaftung und Stilllegung und iii) regulatorische und politische Risiken.

(40) Belgien argumentiert, dass angesichts dieser allgemeinen Marktversagen im Zusammenhang mit Investitionen in CO_2-arme Technologien auf den Strommärkten sowie der zusätzlichen Risiken, denen ein Betreiber kerntechnischer Anlagen ausgesetzt sei, eine Verpflichtung der belgischen Regierung zur Unterstützung der Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen erforderlich sei. Belgien macht daher geltend, dass das Ziel der angemeldeten Maßnahme darin bestehe, diese Marktversagen in bestimmten Bereichen zu beheben.

([38]) CREG-Jahresbericht (2024).
([39]) Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) Eine ausführlichere Beschreibung der Marktversagen in bestimmten Bereichen findet sich in den Erwägungsgründen 23 und 24 des Einleitungsbeschlusses.

3.2. Nach dem Einleitungsbeschluss von Belgien vorgenommene Änderungen der Maßnahme

(41) Als Reaktion auf die von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel (siehe Abschnitt 3.8.) änderte Belgien bestimmte Teile der Maßnahme.

(42) Diese Änderungen betreffen insbesondere:

a) Die Übertragung der Entscheidungsbefugnis über wirtschaftsbedingte Modulationen vom Gemeinschaftsunternehmen zwischen dem belgischen Staat und Electrabel, genannt BE-NUC (das Unternehmen, das 89,807 % der LTO-Anlagen halten wird und ursprünglich vertraglich verpflichtet war, bei jeder Erfüllung der in den Vereinbarungen festgelegten Bedingungen eine Modulation vorzunehmen), auf den EMSA-Partner (der den Kernstrom auf dem Markt verkauft) sowie die Schaffung finanzieller Anreize in der Vergütung des EMSA-Partners, um eine effiziente Nutzung des Modulationsbestands weiter zu gewährleisten (siehe Abschnitt 3.3.1.5.). Infolgedessen wurde die vorgegebene Modulationsschwelle von minus 20 EUR/MWh gestrichen, da der EMSA-Partner geeignete Anreize haben wird, zu entscheiden, wann die Modulation des Kernreaktors am effizientesten ist. Die geänderte Vergütungsstruktur wurde auch in der überarbeiteten Gebots- und Ausgleichsstrategie („Bidding- und Imbalance-Strategie" bzw. „BIS") berücksichtigt.

b) Die Intensivierung des Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung (die „Marktpreisrisikoanpassung" bzw. „MPRA"), sodass die finanzielle Unterstützung stärker an die Marktpreisänderungen gekoppelt ist (durch Anpassung der tatsächlichen Rentabilität des Projekts) (siehe 3.3.1.3.2.).

c) Eine Obergrenze für die Betriebskosten- und Kapitalzahlung in einer bestimmten Mindesthöhe (Minimum OPEX and Capital Payment, im Folgenden „MOCP"), um zu vermeiden, dass die Kosten der MOCP für den belgischen Staat unverhältnismäßig hoch werden (siehe 3.3.1.3.3.).

(43) Die oben genannten Änderungen sind in Abschnitt 3.3. dieses Beschlusses ausführlich dargelegt.

3.3. Detaillierte Beschreibung der Komponenten der Maßnahme

(44) In diesem Unterabschnitt werden die verschiedenen Komponenten des Unterstützungspakets für das LTO-Projekt beschrieben, einschließlich der Änderungen, die Belgien infolge der von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel (siehe Abschnitte 3.3.1, 3.3.2. und 3.3.3.) vorgenommen hat, sowie die von Belgien in Betracht gezogenen alternativen Finanzierungsoptionen (siehe Abschnitt 3.3.4.).

3.3.1. *Komponente 1: Finanzielle und strukturelle Regelungen*

45) Es wurde eine Reihe von Mechanismen zur finanziellen Unterstützung vorgesehen, um die rechtzeitige und sichere Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren zu finanzieren. Alle Teilmaßnahmen der Komponente 1 werden im weiteren Verlauf dieses Abschnitts ausführlich beschrieben.

(46) Im Rahmen der förmlichen Prüfung legte Belgien die Gründe für alle Teilbereiche der finanziellen Unterstützung dar:

a) Belgien weist darauf hin, dass Investitionen in Kernkraftwerke umfangreiche Infrastrukturinvestitionen mit einer Tragweite von mehreren Jahrzehnten sind, die durch beträchtliche Vorlaufkosten und Bauzeiten mit erheblichen Risiken und Unsicherheiten sowie lange Amortisationszeiten gekennzeichnet sind ([41]). Da Investitionen von Händlern in Kernkraftanlagen unkontrollierbaren und potenziell erheblichen Risiken in Bezug auf Politik, Regulierung und Technologie ausgesetzt und überwiegend mit Fixkosten verbunden sind, hängt ihre finanzielle Ertragskraft besonders stark von der tatsächlichen Verfügbarkeit und möglichen Kostenüberschreitungen ab. Daher wurden Kernreaktoren in der Vergangenheit entweder im Rahmen einer staatlichen Übernahme finanziert und/oder durch einen unterstützenden Rechtsrahmen, der Risiken mindert und eine langfristige Verpflichtung der Regierung gewährleistet.

([41]) Siehe World Nuclear Association, „Financing Nuclear Energy", 2. Mai 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) In den meisten Fällen der jüngsten Investitionen in Kernkraftanlagen wurde die Finanzierung durch eine Reihe von Regulierungsmaßnahmen zur Abschwächung der potenziellen Auswirkungen von Marktrisiken und durch spezielle Mechanismen zur Begrenzung des Risikos in Verbindung mit nuklearer Technologie, Politik und Regulierung unterstützt. So wurden beispielsweise einige Projekte im Rahmen eines Modells des regulierten Anlagevermögens (Regulated Asset Base, im Folgenden „RAB“) ([42]) entwickelt, das Belgien als hochgradig schützend ansieht. Belgien hat sich für ein zweiseitiges Modell des Differenzvertrags (Contract for Differences, im Folgenden „CfD“) entschieden. Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projekts zu gewährleisten, wurde das Maßnahmenpaket des LTO-Projekts auf die Erfordernisse der betreffenden Investitionen im Nuklearbereich zugeschnitten.

c) Belgien erklärt, dass es mit den in der Vergütungsvereinbarung vorgesehenen Maßnahmen zusätzliche Schutzmaßnahmen gegenüber einer eigenständigen CfD-Regelung einführen will, um Sicherheit vor einer möglichen Insolvenz oder einem Konkurs zu bieten. Belgien weist jedoch darauf hin, dass

— die Vergütungsvereinbarung die finanzielle Ertragskraft des Gemeinschaftsunternehmens nicht sicherstellt, insbesondere im Falle längerer Verfügbarkeitsprobleme oder erheblicher Kostenüberschreitungen, beispielsweise aufgrund bestimmter regulatorischer Risiken, und

— dass die Gesellschafter weiterhin erheblichen Risiken und finanziellen Anreizen ausgesetzt sind, die zu einer leistungs- und marktkonformen Verhaltensweise führen. Dies unterscheidet sich von typischen RAB-Modellen, die in der Regel neben einer ausreichenden Finanzierung und Liquidität auch starke Garantien hinsichtlich der Kostendeckung und der Kapitalrendite bieten.

d) Darüber hinaus weist Belgien darauf hin, dass Investitionen im Nuklearbereich von Finanzinstituten streng geprüft werden, wobei umfangreiche Due-Diligence-Anforderungen zur Bewertung der potenziellen Auswirkungen verschiedener Arten von Risiken und Unwägbarkeiten gelten und ein besonderer Schwerpunkt auf der Gesamtstrukturierung des Projekts liegt. Die Erfahrungen in Europa deuten insbesondere darauf hin, dass es ohne angemessene Schutzmechanismen besonders schwierig ist, Finanzmittel für Investitionen im Nuklearbereich zu erhalten ([43]).

3.3.1.1. Vereinbarung über gemeinsame Entwicklung

(47) Wie in Erwägungsgrund 22 erwähnt, hat der Betreiber kerntechnischer Anlagen, Electrabel, aufgrund des strengen Zeitplans für die Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs bestimmte Entwicklungsmaßnahmen ermittelt und mit Belgien vereinbart, die erforderlich sind, um die Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs rechtzeitig zu ermöglichen und die Anforderungen und Erwartungen der Sicherheitsbehörde zu erfüllen, bevor die endgültige Transaktion eingeleitet wird. Diese Entwicklungsmaßnahmen wurden in der Vereinbarung über gemeinsame Entwicklung (Joint Development Agreement, im Folgenden „JDA“) festgelegt, die zuletzt am 18. Juli 2024 geändert wurde (JDA++) ([44]).

(48) Die JDA++ legt die Bedingungen fest, unter denen Belgien die Kosten und Ausgaben von Electrabel für die Entwicklungsmaßnahmen ([45]) vorfinanziert, bis alle erforderlichen Gesetzesänderungen verabschiedet und in Kraft getreten sind (die „gesetzliche Voraussetzung“). Kurz nach Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzung (am 15. Juli 2024) begann Electrabel, seine eigenen Kosten und Ausgaben für die Entwicklungsmaßnahmen zu finanzieren. Dies wird so lange fortgesetzt, bis der Betrag der Finanzierung durch Electrabel dem vom belgischen Staat vorfinanzierten Betrag entspricht (voraussichtlich Anfang 2025). Danach werden Electrabel und der belgische Staat die Kosten und Ausgaben für die Entwicklungsmaßnahmen zu gleichen Teilen tragen.

([42]) RAB-Modelle werden in der Literatur ausführlich beschrieben. Siehe z. B. 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): S. 1001-1022. Thomas, Steve, & al. „The proposed RAB financing method“, *Nuclear Consult* (2019).

([43]) Belgien macht geltend, dass Geschäftsbanken nicht bereit und Investoren oft zögerlich seien, sich trotz Risikoteilungsvereinbarungen mit dem Staat im Bereich der Kernenergie zu engagieren, d. h. das mit hohen Investitionen im Kernenergiesektor verbundene Risiko angesichts unsicherer politischer Rahmenbedingungen und Vorschriften sowie technologischer Risiken zu tragen.

([44]) Die in Anhang 1 der JDA++ beschriebenen Entwicklungsmaßnahmen betreffen technische Studien, die sich hauptsächlich auf die Konzeption und Alterung der Anlagen, Konstruktionsverbesserungen, die Kompetenzen des Managements, Test- und Inspektionsprogramme, Umweltverträglichkeitsprüfungen (einschließlich der Vorbereitung der erforderlichen Lizenzen und Genehmigungen) und regelmäßige Sicherheitsüberprüfungen der LTO-Anlagen beziehen.

([45]) Dies entspricht 89,807 % (d. h. dem Anteil des Eigentums an den LTO-Anlagen) der Gesamtkosten, und Luminus trägt die restlichen 10,193 %.

(49) Belgien macht geltend, dass die Vorfinanzierung der Kosten und Ausgaben für die Entwicklungsmaßnahmen durch den belgischen Staat auf alle tatsächlich von Electrabel getragenen Kosten und Ausgaben beschränkt sei, was 89,807 % der Gesamtkosten für die Entwicklungstätigkeiten entspreche. Es würden ein Kontrollmechanismus sowie eine „Angleichung“ am Ende der Vertragslaufzeit eingerichtet. Belgien macht außerdem geltend, dass die Finanzierungsvereinbarungen im Rahmen der JDA++ auf dem Fremdvergleichsgrundsatz beruhen würden und wirtschaftlich seien.

3.3.1.2. Gemeinschaftsunternehmen und Gesellschafterfremdfinanzierung

(50) Der belgische Staat wird gemeinsam mit dem Betreiber kerntechnischer Anlagen, Electrabel, in ein Gemeinschaftsunternehmen mit dem Namen BE-NUC investieren, das im Besitz von 89,807 % der LTO-Anlagen sein wird (wie derzeit Electrabel). Die restlichen 10,193 % der LTO-Anlagen verbleiben im Besitz von Luminus. Electrabel und der belgische Staat werden jeweils 50 % der Anteile an BE-NUC halten und als gleichberechtigte Gesellschafter in Bezug auf die finanzielle Beteiligung (Bereitstellung von Eigenkapital und Gesellschafterdarlehen) und die Aufteilung der Erlöse aus dem Stromverkauf auftreten. BE-NUC wird als Miteigentümer 89,807 % der für die Verlängerung des Betriebs erforderlichen Investitionen tragen, sodass der belgische Staat indirekt 44,9035 % der Investitionskosten im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt übernimmt. Die restlichen 10,193 % werden von Luminus getragen.

(51) Electrabel ist und bleibt alleiniger Betreiber der beiden Kernreaktoren; dies ist in einer Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung festgelegt (siehe Abschnitt 3.3.1.4.). BE-NUC wird kein Betreiber kerntechnischer Anlagen, sondern erhält im Rahmen der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung Kontrollrechte bezüglich der Betriebskosten.

(52) Belgien erklärte, dass es keine Möglichkeit sehe, zur Finanzierung des LTO-Projekts externes Fremdkapital aufzunehmen. Das LTO-Projekt wird vollständig von seinen Gesellschaftern durch Eigenkapital und Gesellschafterdarlehen finanziert (siehe Abschnitt 3.3.1.2.2.).

3.3.1.2.1. Gemeinschaftsunternehmen

(53) Der belgische Staat wird keine Miteigentumsanteile an den LTO-Anlagen erwerben, sondern es wird eine Übertragung (teilweise Ausgliederung der betreffenden Vermögenswerte) von Electrabel auf das Gemeinschaftsunternehmen gemäß den in Erwägungsgrund 49 des Einleitungsbeschlusses beschriebenen Schritten erfolgen.

(54) Electrabel wird seine Eigentumsrechte in Höhe von 89,807 % an den LTO-Anlagen (sowie die damit verbundenen Genehmigungen und sonstigen erforderlichen Vermögenswerte) an BE-NUC übertragen und im Gegenzug Anteile von BE-NUC an Engie (zu diesem Zeitpunkt alleiniger Gesellschafter von Electrabel) erhalten. Der Beitrag von Electrabel zu BE-NUC wird unter Berücksichtigung des Schrottwerts des Gebäudes, des Grundstückswerts und des Werts der unbeweglichen Vermögensgegenstände bewertet, wie in Erwägungsgrund 51 des Einleitungsbeschlusses beschrieben.

(55) Diese Bewertung des Beitrags von Electrabel spiegelt sich im Kaufpreis von 24,7 Mio. EUR (vorbehaltlich Anpassungen) wider, den der belgische Staat für den Erwerb neuer Anteile und die Beibehaltung einer 50-prozentigen Beteiligung an BE-NUC zu zahlen hat. Der Verwaltungsrat von BE-NUC wird einen (gesetzlich zugelassenen) Abschlussprüfer oder einen vereidigten Buchprüfer mit der Erstellung eines Berichts über die Sacheinlage beauftragen, in dem insbesondere die angewandte Bewertung und die zu diesem Zweck verwendeten Bewertungsmethoden beurteilt werden.

(56) Belgien macht geltend, dass die Bewertung der Vermögenswerte keine Auswirkungen auf die Analyse der kontrafaktischen Fallkonstellation habe, und legte Nachweise dafür vor, dass die Übertragung von Vermögenswerten (Gebäude und Grundstücke) im Rahmen des LTO-Projekts neutral sei. Nach Ansicht Belgiens wird durch die Anwendung konservativer Methoden zur Bewertung der Vermögenswerte (auf der Grundlage des Schrottwerts oder des beizulegenden Zeitwerts) sichergestellt, dass Engie aus der Übertragung der Vermögenswerte keinen Vorteil zieht.

(57) Darüber hinaus handelt es sich bei den unbeweglichen Anlagen um LTO-Ausrüstung, die im Rahmen der LTO-Dienstleistungen, der Dienstleistungen aus der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung und der JDA-Dienstleistungen erworben und vor der teilweisen Ausgliederung in die LTO-Anlagen verbaut und integriert wurde. Aus Gründen im Zusammenhang mit dem belgischen Immobilienrecht und zur Vermeidung von Doppelzählungen werden diese spezifischen LTO-Ausrüstungsgegenstände nicht direkt bezahlt, sondern zusammen mit den Grundstücken und Gebäuden in der teilweisen Ausgliederung berücksichtigt. Darüber hinaus bestätigt Belgien, dass die entsprechenden Cashflows für diese LTO-Ausrüstungsgegenstände bereits im unterzeichneten Finanzmodell erfasst sind.

(58) Zwischen Electrabel, der belgischen Regierung und BE-NUC wurde eine Gesellschaftervereinbarung geschlossen, um die Unternehmensführung von BE-NUC und die Gesellschafterrechte zu regeln. Nach dieser Vereinbarung setzt sich der Verwaltungsrat von BE-NUC aus vier Verwaltungsratsmitgliedern zusammen, von denen zwei auf Vorschlag der belgischen Regierung und zwei auf Vorschlag von Electrabel ernannt werden. Der Vorsitzende und der Finanzvorstand von BE-NUC sind stets Verwaltungsratsmitglieder, die von der belgischen Regierung ernannt werden. Der Verwaltungsrat ist beschlussfähig, wenn die Mehrheit der Mitglieder anwesend ist. Die Beschlüsse werden mit einfacher Mehrheit gefasst. Es wurden Bestimmungen zu Interessenkonflikten erlassen.

(59) Wie in Erwägungsgrund 55 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, werden nichteuropäische Vermögenswerte, die derzeit von Electrabel gehalten werden, auf Engie übertragen. Engie als Muttergesellschaft von Electrabel garantiert, dass Vermögenswerte im Wert von mindestens 4 Mrd. EUR zum Zeitpunkt des Abschlusses der Transaktion bei Electrabel verbleiben (auf der Grundlage eines zum 30. Juni 2023 berechneten Eigenkapitalwerts). Darüber hinaus gelten nach Abschluss der Transaktion weitere Schutzmaßnahmen, wie beispielsweise die fortgesetzte und verstärkte Überwachung der Finanzlage des Betreibers kerntechnischer Anlagen durch CPN/CNV sowie die unbegrenzte und unkündbare Garantie der Muttergesellschaft Engie für bestimmte Verpflichtungen des Betreibers kerntechnischer Anlagen.

(60) Belgien argumentiert, dass das Gemeinschaftsunternehmen eine *Pari-passu*-Investition sei, da die beiden Gesellschafter das Gemeinschaftsunternehmen zu gleichen Bedingungen und als Gesellschafter mit dem gleichen Risiko und dem gleichen Gewinnpotenzial gegründet hätten.

3.3.1.2.2. Gesellschafterfremdfinanzierung: Eigenkapitalzuführung und Gesellschafterdarlehen

(61) Die Rolle des belgischen Staates als Gesellschafter setzt unter anderem die Finanzierung der Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) von BE-NUC, die Verwaltung der Anteile und die Ausübung der Gesellschafterrechte (z. B. Stimmrechte) sowie die Unterstützung der beiden auf Vorschlag des belgischen Staates ernannten Verwaltungsratsmitglieder von BE-NUC voraus (siehe Erwägungsgrund 58).

(62) Die Gesellschafterkapitaleinlage besteht aus:

a) einer Eigenkapitalzuführung: Die belgische Regierung und Electrabel werden als Gesellschafter von BE-NUC jeweils Eigenkapital durch eine Kapitalerhöhung in BE-NUC einbringen, um alle in der Gesellschaftervereinbarung vorgesehenen Ausgaben zu finanzieren,

b) Gesellschafterdarlehen: Sowohl Electrabel als auch die belgische Regierung werden BE-NUC-Gesellschafterdarlehen (das „Gesellschafterdarlehen von Electrabel" bzw. das „Gesellschafterdarlehen der belgischen Regierung") zur Finanzierung etwaiger in der Gesellschaftervereinbarung vorgesehener Ausgaben gewähren.

(63) Belgien erklärt, dass die Bedingungen des Gesellschafterdarlehens von Electrabel und des Gesellschafterdarlehens der belgischen Regierung identisch seien. Beide Gesellschafterdarlehen würden zu marktüblichen Konditionen gewährt, zu Zinssätzen, die noch nicht festgelegt worden seien, jedoch gemäß den Gesellschafterdarlehensverträgen vom Vorstand von BE-NUC in Übereinstimmung mit der Gesellschaftervereinbarung unter Bezugnahme auf die marktüblichen Zinssätze und etwaige vergleichbare Fremdfinanzierungen, die zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbar wären, festgelegt. Im Rahmen des zwischen der belgischen Regierung und Engie vereinbarten Verfahrens habe Engie ein Termsheet mit den Bedingungen für beide Gesellschafterdarlehen ausgearbeitet. Im Termsheet sei die Methode zur Festlegung des Zinssatzes beschrieben. Belgien macht geltend, dass diese Methode mit den Verrechnungspreisrichtlinien von Engie im Bereich Darlehen im Einklang stehe und dem BEPS-Grundsatz der OECD ([46]) entspreche, wonach der Zinssatz auf einem marktüblichen Niveau festgesetzt werden müsse. Gemäß Termsheet geht man von einem variablen Zinssatz aus, der sich aus dem 6-Monats-EURIBOR (mit einer Untergrenze von 0 %) zuzüglich einer erwarteten Marge von ca. [0-3] % zusammensetzt.

(64) Belgien macht geltend, dass die Einführung eines Gesellschafterdarlehens zusätzlich zur Eigenkapitalzuführung auf finanzielle und transaktionsbezogene Erwägungen zurückzuführen sei. Einerseits biete die Bereitstellung des Gesellschafterdarlehens mehr Flexibilität bei der Gestaltung der Auszahlungs- und Rückzahlungspläne. Insbesondere könnten Kreditrückzahlungen mit weniger regulatorischen Auflagen vereinbart werden als Dividendenzahlungen oder Eigenkapitalrückzahlungen. Andererseits könnte das Darlehen die Finanzstruktur in Bezug auf das zu versteuernde Einkommen optimieren (bis zu 30 % des EBITDA sind zum Abzug von Zinsen einsetzbar).

([46]) BEPS steht für Gewinnverkürzung (Verringerung des steuerpflichtigen Einkommens (oder der Steuerbemessungsgrundlage) in einem Land) und Gewinnverlagerung (Verlagerung von Gewinnen in Länder, in denen die Steuern deutlich niedriger sind oder gar nicht existieren). Die BEPS-Grundsätze der OECD beziehen sich auf eine Reihe internationaler Leitlinien zur Bekämpfung der Steuervermeidung durch multinationale Unternehmen. Sie stellen sicher, dass Unternehmen Steuern zahlen, wo sie tatsächlich Gewinne erzielen und ihre tatsächliche Geschäftstätigkeit ausüben, anstatt Gewinne in Niedrigsteuerländer zu verlagern.

(65) Basierend auf vorläufigen Berechnungen im unterzeichneten Finanzmodell beläuft sich die gesamte Gesellschafterkapitaleinlage (Eigenkapitalzuführung und Gesellschafterdarlehen) auf [2 000-2 500] Millionen EUR ([47]), die zu 89,807 % von der belgischen Regierung und Electrabel zu *Pari-passu*-Bedingungen in […] Tranchen von […] bis […] bereitgestellt werden, um unter anderem Folgendes zu finanzieren: die Investitionsausgaben für das LTO-Projekt (die restlichen 10,193 % werden von Luminus finanziert). Die Gesellschafterkapitaleinlage ist an die Gesellschafter von BE-NUC im Wege einer Reihe von Herabsetzungen des Gesellschaftskapitals und der Rückzahlung des Gesellschafterdarlehens zurückzuzahlen und durch die Ausschüttung von Dividenden und Zinsen auf das Gesellschafterdarlehen zu vergüten. Die Aufteilung der Gesellschafterkapitaleinlage ([2 000-2 500] Mio. EUR) in Eigenkapitalzuführung und Gesellschafterdarlehen wurde noch nicht beschlossen.

(66) Belgien macht geltend, dass die Finanzierungsverpflichtungen der Gesellschafter und das Gesellschafterdarlehen als *Pari-passu*-Finanzierung angesehen werden könnten und dass das Gesellschafterdarlehen zu marktüblichen Bedingungen gewährt werde, sodass die Gesellschafterfinanzierung den Begünstigten keinen selektiven Vorteil verschaffe.

3.3.1.3. Vergütungsvereinbarung

(67) Zwischen BE-NUC, Luminus und dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung wurde eine Vergütungsvereinbarung geschlossen, die eine eigenständige Dienstleistung mit unabhängiger Rechnungslegung innerhalb des belgischen Staates („BE-WATT“) darstellt. Die Vergütungsvereinbarung zielt darauf ab, der Unsicherheit hinsichtlich der Marktpreise entgegenzuwirken und die Risiken hinsichtlich der Einnahmen aus dem LTO-Projekt für die Eigentümer der LTO-Anlagen, BE-NUC und Luminus zu minimieren. Dadurch sollten BE-NUC und Luminus ausreichende Einnahmen aus dem Betrieb der LTO-Anlagen erzielen, um deren sicheren und zuverlässigen Betrieb sowie deren wirtschaftliche Rentabilität zu gewährleisten und gleichzeitig den Gesellschaftern die Möglichkeit zu geben, die erforderliche marktkonforme finanzielle Rendite anzustreben.

(68) Belgien stellt insbesondere klar, dass die Finanzierungsgrundsätze der Transaktion wie folgt lauten:

a) Die für das LTO-Projekt erforderlichen Investitionsausgaben werden in erster Linie von den Gesellschaftern von BE-NUC nach dem *Pari-Passu*-Prinzip (und von Luminus entsprechend seiner Miteigentümerschaft) entweder durch Eigenkapital oder durch Gesellschafterdarlehen finanziert (siehe Abschnitt 3.3.1.2.).

b) Die Betriebs- und Instandhaltungskosten des LTO-Projekts werden in erster Linie aus den Einnahmen des LTO-Betriebs finanziert, wobei ein Betriebsertragsfluss durch den Differenzvertrag (CfD) sichergestellt ist (soweit die LTO-Anlagen verfügbar sind) (siehe Abschnitt 3.3.1.3.2.). Der Ausübungspreis des CfD wird auf einem Niveau geschätzt, das es ermöglicht, dass der interne Zinsfuß (Internal Rate of Return, im Folgenden „IRR“) der Cashflows des LTO-Projekts der angestrebte IRR von 7 % (nominal und nach Steuern) innerhalb der Schwelle von 6 % bis 8 % erreicht (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.).

c) Die MOCP und die Darlehen für die Kosten während der Stillstandsperiode (oder „SDC-Darlehen“) ergänzen die Betriebseinnahmen aus dem Langzeitbetrieb und umfassen Schutzmaßnahmen, um sicherzustellen, dass BE-NUC jederzeit über ausreichende Liquidität verfügt, um seine Betriebs-, Wartungs- und Brennstoffkosten zu decken und einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der LTO-Anlagen zu gewährleisten.

— Die SDC-Darlehen sollen die Kosten vor der Wiederinbetriebnahme der LTO-Anlagen finanzieren und während der dreijährigen Anlaufphase (bis zum 31. Dezember 2028), in der noch umfangreiche Arbeiten durchgeführt werden müssen und die LTO-Anlagen nicht mit voller Kapazität arbeiten können, ausreichende Barmittel sicherstellen.

— Die MOCP wird nur im Falle einer (erheblich) geringeren Verfügbarkeit der LTO-Anlagen ausgelöst, wodurch die langfristige Finanzstabilität während der gesamten Laufzeitverlängerung gewährleistet wird. Eine Betriebskapitalfazilität (Working Capital Facility, im Folgenden „WCF“) dient als Überbrückung innerhalb des Jahres bis zur jährlichen MOCP.

(69) Die Mechanismen zur finanziellen Unterstützung (CfD, MOCP und SDC-Darlehen) werden in den Abschnitten 3.3.1.3.2., 3.3.1.3.3. und 3.3.1.3.4. näher erläutert.

([47]) Ohne MwSt Die Angaben im unterzeichneten Finanzmodells verstehen sich ohne Mehrwertsteuer.

3.3.1.3.1. Rendite des LTO-Projekts

(70) Allgemein ausgedrückt ist der (angestrebte) IRR die Mindestrendite, die Investoren akzeptieren, um für ein bestimmtes Risiko in einem Investitionsprojekt entschädigt zu werden. Der angestrebte IRR wird häufig als Mindestrendite bezeichnet, d. h. als die Schwelle, die die Gesamtkapitalrendite eines Projekts erreichen oder überschreiten muss, bevor das Projekt durchgeführt wird. Theoretisch entspricht die Mindestrendite der Summe aus Kapitalkosten (z. B. der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten bzw. „WACC“) und einem Mindestaufschlag. Anders ausgedrückt handelt es sich um eine Kombination aus den Renditen vergleichbarer Projekte/Vermögenswerte und Anpassungen zur Angleichung an ein bestimmtes Risikoprofil, einschließlich projektspezifischer Prämien zur Abdeckung zusätzlicher nicht diversifizierbarer Risiken.

(71) Im vorliegenden Fall entsprechen die Stromgestehungskosten (Levelised Cost of Electricity, im Folgenden „LCOE“) dem Mindestniveau des durchschnittlichen Strompreises (oder dem Ausübungspreis im CfD-Modell), das für das LTO-Projekt erzielt werden muss, um den angestrebten IRR zu erreichen. Wie in Erwägungsgrund 72 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, wurde der vorläufige Ausübungspreis im unterzeichneten Finanzmodell auf der Grundlage der Annahme von Kosten für die Modernisierung der LTO-Anlagen von etwa [2-2,5] Mrd. EUR auf [80-90] EUR pro MWh (zu Preisen von 2022) festgesetzt. Belgien macht geltend, dass bei der Prüfung der Anwendung des (intensivierten) Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung (Marktpreisrisikoanpassung) der Ausübungspreis auf der Grundlage des unterzeichneten Finanzmodells zwischen [80-90] EUR pro MWh und [80-90] EUR pro MWh liegen könne (zu Preisen von 2022).

(72) Belgien argumentiert, dass der angestrebte IRR angesichts des Risikos des LTO-Projekts auf der Grundlage folgender Faktoren ein konservativer Renditesatz sei: i) eines Benchmarkings der Renditen anderer Investitionen im Bereich der Kernenergie weltweit und anderer Vermögenswerte im belgischen Energiesektor (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.1.), ii) einer Bewertung der Kapitalkosten von BE-NUC (sowohl WACC als auch Eigenkapitalkosten (Cost of Equity, im Folgenden „CoE“)) auf der Grundlage des CAPM-Preismodells (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.2.) und iii) einer Simulation der erwarteten MPRA-bereinigten IRR unter Berücksichtigung der aktualisierten Marktbedingungen, die zeige, dass der erwartete IRR des LTO-Projekts im Vergleich zum Zeitpunkt der Aushandlung der Durchführungsvereinbarung gesunken sei (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.3.).

3.3.1.3.1.1. Benchmarking

73) Belgien legte eine internationale Benchmark für die Zielrenditen und Kapitalkosten von Unternehmen, die Kernkraftwerke in verschiedenen Regionen betreiben, sowie für Gaskraftwerke, die im Rahmen des belgischen KM vergütet werden, und Unternehmen, die andere Arten von Energieübertragungs- und -speicherinfrastrukturen in Belgien betreiben, vor. Nach der Annahme des Einleitungsbeschlusses wurden noch Feinabstimmungen an dem Benchmarking vorgenommen, insbesondere hinsichtlich einer genaueren Beschreibung der Art der Regulierungsrahmen und möglicher zusätzlicher Regelungen, die sich auf die Risikoverteilung für die untersuchten Unternehmen und Projekte auswirken. Tabelle 3 bietet einen Überblick über die nichtvertraulichen Zielrenditen oder WACC-Schätzungen der verglichenen Projekte und Unternehmen.

Tabelle 3

Nichtvertrauliche WACC-Schätzungen für Vergleichsprojekte/-unternehmen

Untersuchtes Unternehmen/Projekt und Eigentum	Rechtsrahmen und maßgeblicher Zeitraum	Zielrendite nach Steuern/WACC und Jahr der Entscheidung ([1])	Aufschlag gegenüber dem risikofreien Zinssatz ([2])
Vertikal integrierte amerikanische Versorgungsunternehmen (Georgia Power und Duke Energy), überwiegend in Privatbesitz	RAB-Modell (Dreijahreszeitraum von 2023-2025 für Georgia Power, ab 2023 für Duke Energy in South Carolina, ab 2024 für Duke Energy in North Carolina (Endjahr vorbehaltlich einer Überprüfung))	6,36 %- 7,06 % (2022 und 2023)	2,8 %- 4,2 %

Untersuchtes Unternehmen/Projekt und Eigentum	Rechtsrahmen und maßgeblicher Zeitraum	Zielrendite nach Steuern/WACC und Jahr der Entscheidung ([1])	Aufschlag gegenüber dem risikofreien Zinssatz ([2])
Staatliches kanadisches Versorgungsunternehmen OPG (Stromerzeugungsportfolio, u. a. Kernkraftwerke und Wasserkraftwerke)	RAB-Modell (Fünfjahreszeitraum von 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5 %- 4,3 %
Umgerüstetes kanadisches Kernkraftwerk Bruce A, in Privatbesitz	Zweiseitiger CfD mit Ausübungspreis auf der Grundlage des angestrebten IRR (25-Jahres-Vertrag, ab Wiederaufnahme des Betriebs)	10,6 %- 13,8 % (2007)	6,0 %- 9,7 %
Neues Kernkraftwerk Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich), nicht im Besitz des britischen Staates	Zweiseitiger CfD mit Ausübungspreis auf der Grundlage des angestrebten IRR (35-Jahres-Vertrag, ab Inbetriebnahme)	9,25 %- 9,75 % (2014)	5,8 %- 7,5 %
Neues ungarisches Kernkraftwerk Paks II, Bau zu 100 % staatlich finanziert	Marktbasierte Vergütung, Staatliche Unterstützung für eine vollständige Finanzierung der Investitionsausgaben	7,38 %- 8,4 % (2017)	3,9 %- 5,2 %
Bestehende französische Kernkraftanlagen von EDF, EDF zu 100 % im Staatsbesitz	Teilweise Preisregulierung (ARENH — wird derzeit überarbeitet); bis 2026 größtenteils dem Markt ausgesetzt, danach unbekannt	7,6 % (2022)	4,9 %- 6,2 %
Verlängerung der Laufzeit des belgischen Kernreaktors Tihange 1, nicht im Besitz des belgischen Staates	Marktbasierte Vergütung mit Steuer auf Zufallsgewinner (bis 2025)	9,3 % (2013)	5,9 %- 6,9 %
Belgischer KM (Gaskraftwerke)	Kapazitätsvertrag (bis zu 15 Jahre für neu errichtete Kapazitäten)	7,6 %- 8,6 % (2023) ([3])	5,5 %- 6,5 %

Quelle: Memo von Compass Lexecon, 29. November 2024, SA.106107 BE — Prolongation of two nuclear reactors — Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment

([1]) In einigen Fällen beziehen sich die regulatorischen Entscheidungen des betreffenden Unternehmens/Projekts auf die Zielrendite (z. B. zur Bestimmung des CfD-Ausübungspreises) oder die WACC (z. B. wie im RAB-Modell zur Bestimmung der zulässigen Einnahmen berücksichtigt). Für jedes untersuchte Unternehmen/Projekt werden entweder die im jeweiligen Rechtsrahmen berücksichtigte Rendite oder die WACC angegeben. Das in Klammern gesetzte Jahr bezieht sich auf das Jahr, in dem die Bewertung/Entscheidung über die Zielrendite/WACC erfolgt ist.

([2]) Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse konzentrieren wir uns auf den Aufschlag gegenüber dem risikofreien Zinssatz, d. h. die Differenz zwischen der geschätzten nachsteuerlichen Zielrendite/WACC und dem aktuellen risikofreien Zinssatz (Aufschlag gegenüber dem risikofreien Zinssatz zum Zeitpunkt der Bewertung/der Entscheidung der Aufsichtsbehörde in Bezug auf den betreffenden Vermögenswert/das betreffende Unternehmen).

([3]) Die WACC nach Steuern wurden auf der Grundlage der technologiespezifischen realen WACC vor Steuern (von CREG und Elia empfohlen, vom Energieminister festgelegt) berechnet, die zur Bestimmung der Auktionsparameter des KM herangezogen wurden.

(74) Tabelle 4 bietet einen Überblick über die risikospezifischen Elemente in den verglichenen Projekten oder Unternehmen.

Tabelle 4

Risikospezifische Elemente bei verglichenen Projekten/Unternehmen

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point C	Belgischer KM	Bestehende französische Kernkraftanlagen von EDF	Paks II	LTO-Anlagen	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy in South Carolina und North Carolina
Portfolio/Risiken	4 umger. Kernkraftwerke	1 umger. Kernkraftwerk	1 neues Kernkraftwerk (2 Anlagen)	/	Kernkraftwerke (57 Anlagen)	1 neues Kernkraftwerk (2 Anlagen)	2 umger. Kernkraftwerke	Umger. Kernkraftwerke und Wasserkraftanlagen	Vertikal integriert, einschließlich Netze, Kernenergie und sonstiger Technologien.
Bau	Anpassung des Ausübungspreises	-	-	-	-	Zu 100 % staatlich finanziert + EPC-Pauschale	Anpassung des Ausübungspreises	RAB	RAB
Markt	2-seitiger CfD	-	2-seitiger CfD	Kapazitätsvertrag	ARENH (teilweise Preisreg.)	-	2-seitiger CfD	RAB	RAB
Betrieb	Indexierung/ Anpassung des Ausübungspreises; Weitergabe der Brennstoffkosten	-	Indexierung/ Anpassung des Ausübungspreises	-	-	-	Indexierung/ Anpassung des Ausübungspreises + MOCP	RAB	RAB
Finanzierung	-	-	Darlehensgarantie	Kapazitätsvertrag	In Staatsbesitz	Zu 100 % staatlich finanziert	MOCP/SDC-Darlehen	RAB	RAB
Politik	-	Rechtliche Absicherung	Rechtliche Absicherung	-	In Staatsbesitz	Zu 100 % staatlich finanziert	Rechtliche Absicherung	RAB	RAB

Quelle: Memo von Compass Lexecon, 29. November 2024, „SA.106107 BE — Prolongation of two nuclear reactors — Assessment of Aid Proportionality: Analysis of risk allocation and return on investment"

(*) Compass Lexecon weist darauf hin, dass das Unternehmen das genaue Risikoprofil nicht auf der Grundlage des Rechtsrahmens für die Versorgungsunternehmen in den USA und Kanada einschätzen kann, da ihm keine detaillierten Informationen vorliegen.

(75) Belgien zufolge werden bei diesem Benchmarking drei Elemente deutlich:

a) Die in dieser Benchmark erfassten regulierten Unternehmen und Projekte sind nicht direkt mit BE-NUC vergleichbar, da sie sich entweder hinsichtlich des Rechtsrahmens/Finanzierungsmodells und der daraus resultierenden Risikoverteilung unterscheiden und/oder weil sie andere Arten von Vermögenswerten umfassen (was die mit der Kernenergie verbundenen Risiken diversifiziert und verwässert). Es gibt kein direkt vergleichbares Unternehmen, aber die Benchmark besteht aus einer Auswahl von Unternehmen und Projekten mit relevanten individuellen Merkmalen wie Geografie, Anlagetechnologie, bestehende/neue Anlagen, Markt und Rechts-/Förderungsrahmen. Diese vergleichbaren Unternehmen und Projekte ähneln jedoch BE-NUC nicht in jeder Hinsicht. Trotz dieser Einschränkungen liefert die Benchmark unter Berücksichtigung der Besonderheiten jedes Unternehmens oder Projekts und der damit verbundenen Risikoprofile dennoch relevante Informationen für die Bewertung der Vergütungsparameter (Zielrendite/WACC). Daher sollte die vorliegende Benchmark als relevant für die Bewertung und Kontextualisierung angemessener marktbasierter Bandbreiten der Vergütungsparameter angesehen werden.

b) Die Benchmark zeigt, dass die Aufschläge gegenüber dem risikofreien Zinssatz mit zunehmender Diversifizierung des Portfolios, geringerem Risikograd (in Bezug auf Bau-, Markt-, Betriebs-, Finanzierungs- und politische Risiken) und möglicherweise auch mit der Art des Eigentümers/Betreibers sinken, wobei etablierte, staatliche oder staatlich finanzierte Versorgungsunternehmen potenziell von niedrigeren Finanzierungskosten profitieren (siehe Tabelle 3 und Tabelle 4).

— Am unteren Ende weisen nordamerikanische Versorgungsunternehmen (OPG, Georgia Power und Duke Energy), die über diversifizierte Anlagenportfolios verfügen und einem RAB-Modell mit umfassender Risikoabsicherung unterliegen, relativ niedrige Aufschläge gegenüber dem risikofreien Zinssatz auf (etwa 2,8 % bis 4,3 %).

— Das Nuklearvorhaben Paks II und die bestehenden Kernkraftwerke von EDF weisen höhere Aufschläge auf (etwa 3,9 % bis 6,2 %). Sie werden zumindest teilweise als Handelsunternehmen vergütet und als Vermögenswerte werden ausschließlich Kernkraftwerke berücksichtigt. Eine staatliche Beteiligung bzw. Finanzierung kann jedoch in gewissem Umfang die Finanzierungskosten senken.

— Neue Gaskraftwerke im Rahmen des belgischen KM weisen einen relativ hohen Risikoaufschlag (5,5 %-6,5 %) auf. Diese neu errichteten Wärmekraftwerke sind mit Bau-, Betriebs- und politischen Risiken konfrontiert, während Marktrisiken aufgrund mehrjähriger Kapazitätsverträge und Zahlungen tendenziell geringer sind.

— Am oberen Ende weist die einzelne Kernkraftwerksanlage Tihange 1 einen hohen Aufschlag (5,9 % bis 6,9 %) auf, da die Eigentümer Investitions- und Betriebsrisiken tragen, während die Markterlöse ungewiss und die Marktchancen begrenzt sind. Auch Hinkley Point C weist einen relativ hohen Aufschlag (5,8 % bis 7,5 %) auf, der sich durch die Art der Vermögenswerte (neues Einzelkernkraftwerk) und die erheblichen Bau- und Betriebsrisiken erklären lässt, die trotz des CfD und anderer Schutzmaßnahmen von den Anteilseignern getragen werden. Der Risikoaufschlag bei dem reinen Betreiber kerntechnischer Anlagen Bruce Power, einem Privatunternehmen, das von einem CfD (einschließlich anderer Risikoteilungsmodelle) profitiert, ist ebenfalls relativ hoch (6,0 % bis 9,7 %). Allerdings wurde die Vergütung für dieses Kraftwerk im Jahr 2007 unter anderen finanziellen und marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen festgelegt.

c) Insgesamt weist Belgien darauf hin, dass die Risikoposition von BE-NUC in den verschiedenen Dimensionen zwischen der Risikoposition von Vermögenswerten und Versorgungsunternehmen, die von einem RAB-Modell profitieren, und derjenigen von Vermögenswerten und Versorgungsunternehmen, die von einem CfD und/oder anderen marktbasierten Vergütungsmodellen profitieren, liegt. Der von BE-NUC angestrebte nominale IRR nach Steuern („Projekt-IRR“) von 7 % (mit einer Schwankungsbreite von 6 % bis 8 %) weist unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen risikofreien Zinssatzes von ca. 3 % einen Aufschlag von 3 % bis 5 % auf. Basierend auf den empirischen Daten liegt der implizierte Aufschlag des Projekt-IRR in der Vergütungsvereinbarung am unteren Ende der Anforderungen der Investoren für die Vergleichsprojekte/-unternehmen und nahe den Aufschlägen, die für diversifizierte Anlagen von Versorgungsunternehmen im Rahmen von RAB-Modellen geschätzt wurden, die weniger nuklearspezifischen Risiken ausgesetzt sind und bei denen das Risiko eines Verlusts ihrer Investitionen und Renditen geringer ist.

(76) Daher ist Belgien der Ansicht, dass der angestrebte IRR des Projekts in Höhe von 6 % bis 8 % innerhalb der Bandbreite marktüblicher Renditen liegt, die keine Überkompensation zur Folge haben.

3.3.1.3.1.2. Vergleich des angestrebten IRR mit den Kapitalkosten von BE-NUC

(77) Um zu beurteilen, ob der angestrebte IRR von 7 % innerhalb der wahrscheinlichen Bandbreite marktkonformer Renditen liegt, hat Belgien zusätzlich zu dem Benchmarking eine Bewertung der Kapitalkosten anhand von zwei Kennzahlen vorgenommen, nämlich der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) und verschuldungsbereinigten (ungehebelten) Eigenkapitalkosten, da BE-NUC nicht fremdfinanziert ist.

(78) Belgien hat Schätzungen für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und verschuldungsbereinigten Eigenkapitalkosten im Bereich von 6,2 % bis 7,4 % erhalten (was einem Risikoaufschlag für das Projekt von 3,1 % bis 4,3 % gegenüber dem risikofreien Zinssatz entspricht). Belgien zufolge belegt und bestätigt dies, dass der angestrebte IRR von 7 % verhältnismäßig ist und nicht zu einer Überkompensation führt. In den folgenden Abschnitten wird ausführlicher erläutert, wie die Spanne der WACC und Eigenkapitalkosten geschätzt wurde.

3.3.1.3.1.2.1. Schätzung der WACC des LTO-Projekts

(79) Die erste Kennzahl zur Schätzung der Kapitalkosten sind die WACC. Diese stehen für die Mindestrendite, die das Projekt erwirtschaften muss, um Kapital anzuziehen. Diese Mindestrendite stellt die Rendite dar, die potenzielle Investoren erzielen könnten, wenn sie sich für eine Investition in ein anderes Projekt mit vergleichbaren Merkmalen in Bezug auf Cashflow, Zeitplan und Risiko entscheiden würden. Die WACC nach Steuern werden anhand folgender Formel berechnet:

WACC = w_E * (Risikofreier Zinssatz + β_E * Eigenkapitalrisikoprämie) + (1– w_E) * Fremdkapitalkosten nach Steuern

w_E: Anteil der Beteiligungsfinanzierung

B_E: gehebeltes Eigenkapital-Beta, d. h. die Exposition des Unternehmens gegenüber systematischen Risiken

80) Die WACC sind somit die Summe aus i) den im Verhältnis zum Marktwert des Eigenkapitals am Gesamtkapital gewichteten Eigenkapitalkosten (w_E) und ii) den Fremdkapitalkosten (nach Steuern), gewichtet nach dem Anteil des Marktwerts des Fremdkapitals am Gesamtkapital (1-w_E). Die Eigenkapitalkosten werden auf der Grundlage des Kapitalgutpreismodells (Capital-Asset-Pricing-Modells, im Folgenden „CAPM“) berechnet, einem Standardmodell zur Messung der Rendite, die ein Investor benötigt, um die Opportunitätskosten des Geldwerts über einen festgelegten Anlagehorizont (risikofreier Zinssatz) und das Marktrisiko abzudecken ([48]). Das Marktrisiko wird durch den Wert des gehebelten Eigenkapital-Betas (βE) erfasst. Aufgrund der Volatilität der Parameter wurden die Eingaben für das CAPM in Spannen berechnet.

(81) In Bezug auf die Berechnung des gehebelten Eigenkapital-Betas argumentiert Belgien, dass das Gemeinschaftsunternehmen ein neues, privat geführtes Unternehmen sei, das zwei bestehende Kernkraftwerke mit einer erwarteten Laufzeit von zehn Jahren hält, sodass sein Beta nicht anhand von Markt- oder historischen Daten berechnet werden könne und daher anhand einer Gruppe vergleichbarer börsennotierter Unternehmen geschätzt werden müsse. Da es jedoch keine vergleichbaren Versorgungsunternehmen gibt, die zu 100 % im Bereich der Kernenergie tätig sind, hat Belgien eine Stichprobe von fünf börsennotierten europäischen Versorgungsunternehmen mit dem höchsten Anteil an Kernenergietätigkeiten, d. h. mit vergleichbaren Projekten, bei denen 15 % bis 65 % der Energieerzeugung aus Kernkraftwerken stammt, innerhalb eines diversifizierten Portfolios herangezogen (siehe Tabelle 5).

([48]) Das CAPM-Modell ist in der wissenschaftlichen Literatur und in der Praxis als zuverlässiger Ansatz zur Schätzung der Eigenkapitalkosten weithin anerkannt und akzeptiert.

Tabelle 5

Asset Beta vergleichbarer Versorgungsunternehmen mit unterschiedlichem Engagement im Kernkraftbereich

Unternehmen	Prozentualer Anteil der Kernenergie 2022/23	Asset Beta (ungehebelt)
ČEZ Group	[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]
Einfacher Durchschnitt	-	[0,40–1,00]
Median	-	[0,40–1,00]

Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment , Compass Lexecon, 29. November 2024

(82) Belgien erklärte, dass es sich bei jedem der Versorgungsunternehmen um ein diversifiziertes, börsennotiertes Versorgungsunternehmen handele, das in erheblichem Umfang in RAB-regulierte Netzanlagen und/oder geförderte Anlagen für erneuerbare Energien eingebunden sei, im Gegensatz zum Gemeinschaftsunternehmen, bei dem es sich um ein privates Unternehmen handele, das zu 100 % im Bereich der Kernenergie tätig sei und der Vergütungsvereinbarung unterliege. Daher würden die auf der Grundlage dieser vergleichbaren Unternehmen geschätzten systemischen Risiken wahrscheinlich unter dem tatsächlichen systemischen Risiko von BE-NUC liegen.

(83) Belgien hat die Parameter aus Tabelle 6 in die WACC-Formel eingesetzt und auf der Grundlage dieser und weiterer, im Laufe des Jahres 2023 beobachteter Inputs einen theoretischen WACC-Wert ermittelt, der zwischen 6,2 % und 7,4 % liegt, einschließlich eines Aufschlags von 3,1 % bis 4,3 % gegenüber dem risikofreien Zinssatz.

Tabelle 6

Schätzung der WACC von BE-NUC und zugrunde liegende Schlüsselparameter

Parameter	Annahme/Ansatz	Schätzung (*)
Risikofreier Zinssatz	Renditespanne für 10-jährige belgische Staatsanleihen (OLOs) im Jahr 2023	2,5 %- 3,6 %
Risikoprämie auf dem Kapitalmarkt	Expertenschätzungen für reife Märkte	4,6 %- 6,0 %
Beta-Faktor (ungehebelt)	Median und Durchschnitt der Vergleichswerte	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Angestrebte Hebelwirkung	Median und Durchschnitt der Vergleichswerte	53,0 %- 54,4 %
Beta-Faktor (gehebelt)	Hamada-Formel mit angestrebter Hebelwirkung	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Eigenkapitalkosten (gehebelt)	CAPM	7,4 %-9,3 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	Risikofreier Zinssatz + Risikoaufschlag für Unternehmen des Energiesektors	5,3 %- 5,5 %
Fremdkapitalanteil am Gesamtkapital	Abgeleitet aus der angestrebten Hebelwirkung	34,6 %- 35,2 %

Parameter	Annahme/Ansatz	Schätzung (*)
Steuersatz	Körperschaftsteuersatz Belgiens	25 %
WACC vor Steuern	Verwendung der gehebelten Eigenkapitalkosten und der Fremdkapitalkosten vor Steuern	6,7 %-7,9 %
WACC nach Steuern	Verwendung der gehebelten Eigenkapitalkosten und der Fremdkapitalkosten nach Steuern	**6,2 %-7,4 %**

Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, 29. November 2024

(*) Die Spanne entspricht der historischen Entwicklung von Anfang bis Ende 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Schätzung der Eigenkapitalkosten des LTO-Projekts

(84) Die zweite Methode basiert auf den Eigenkapitalkosten. Dabei wird die erforderliche Projektrendite für die Gesellschafter unter der Annahme gemessen, dass keine Fremdfinanzierung erfolgt, so wie es beim LTO-Projekt der Fall ist. Zwar wird das CAPM auch beim Ansatz der Eigenkapitalkosten verwendet, allerdings basiert dieser auf den ungehebelten Eigenkapitalkosten (d. h. ohne Verschuldungsgrad) ([49]). Die ungehebelten Eigenkapitalkosten werden wie folgt berechnet:

Eigenkapitalkosten (ungehebelt) = Risikofreier Zinssatz + × Eigenkapitalrisikoprämie

β_A: ungehebeltes Beta oder „Asset Beta“

(85) Zur Schätzung der einzelnen Parameter der Gleichung der Eigenkapitalkosten (siehe Tabelle 7) wurde folgender Ansatz verwendet:

a) Der risikofreie Zinssatz entspricht ungefähr den Renditen der 10-jährigen belgischen Staatsanleihen (OLOs) ([50]), die im Laufe des Jahres 2023 zwischen 2,5 % und 3,6 % schwankten. Für die Schätzung der Aktien-(markt-)Risikoprämie wurden verschiedene externe Quellen herangezogen, woraus sich eine Spanne von 4,6 % bis 6 % ergab:

— Damodaran-Schätzungen: 5,9 % ab Januar 2023 und 4,6 % ab Januar 2024.

— Die Schätzungen von Kroll liegen im Jahr 2023 zwischen 5,5 % und 6 %.

b) Die Schätzung des (ungehebelten) Asset Betas basierte auf denselben Annahmen wie die oben aufgeführte WACC-Berechnung. Sie führte zu einem Median und einem Durchschnittswert von [0,40-1,00] und [0,40-1,00] für fünf börsennotierte Versorgungsunternehmen mit einem gewissen Engagement im Bereich der Kernenergie (siehe Tabelle 5).

(86) Wenn die oben genannten Schätzungen in die Gleichung der Eigenkapitalkosten aufgenommen werden, ergibt sich für die ungehebelten Eigenkapitalkosten eine Schätzung zwischen 6,2 % und 7,5 % (siehe Tabelle 7), einschließlich eines Aufschlags von 3,1 % bis 4,3 % gegenüber dem risikofreien Zinssatz. Dies deckt sich mit den WACC-Ergebnissen.

([49]) Im Gegensatz zum „gehebelten Beta“, auch einfach als „Beta“ bezeichnet, bei dem die Volatilität der Renditen der Fremd- und Eigenkapitalanteile eines Unternehmens mit denen des Gesamtmarktes verglichen wird (ein Unternehmen mit einem Beta von 1,4 weist beispielsweise eine Renditevolatilität auf, die 140 % der Volatilität des Vergleichsmarktes beträgt), misst das „ungehebelte Beta“, auch als „Asset Beta“ bezeichnet, das Marktrisiko des Unternehmens ohne den Einfluss von Fremdkapital, um das Risiko, das ausschließlich auf die Vermögenswerte des Unternehmens zurückzuführen ist, zu isolieren.
Die ungehebelten Eigenkapitalkosten werden in der Regel zur Bewertung von Projekten oder Investitionen verwendet, die ausschließlich mit Eigenkapital finanziert werden. Daher gibt ein Vergleich der WACC mit den ungehebelten Kapitalkosten Aufschluss über die Auswirkungen der Verschuldung auf die Kapitalkosten eines Unternehmens.

([50]) OLO steht für „Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie“.

Tabelle 7

Ungehebelte Eigenkapitalkostenschätzungen von BE-NUC und zugrunde liegende Parameter (vollständige Spanne)

Parameter	Annahme/Ansatz	Schätzung
Risikofreier Zinssatz	Renditespanne 2023 für 10-jährige OLOs	2,5 %- 3,6 %
Risikoprämie auf dem Kapitalmarkt	Expertenschätzungen für reife Märkte	4,6 %- 6,0 %
Beta-Faktor (ungehebelt)	Median und Durchschnitt der Vergleichswerte	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Eigenkapitalkosten (ungehebelt)	CAPM	6,2 %- 7,5 %

Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Updated analysis of risk allocation and return on investment, Compass Lexecon, 29. November 2024

(87) Unter Berücksichtigung der oben geschätzten Parameter (für mögliche Spannen im gesamten Jahr 2023) skizziert Belgien drei plausible Szenarien für die ungehebelten Eigenkapitalkosten zum Zeitpunkt der Vereinbarung zwischen den Parteien im Jahr 2023, die einer Spanne von 6,8 % bis 7,3 % entsprechen (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8

Drei Szenarien für die ungehebelten Eigenkapitalkosten von BE-NUC (geringere Spanne)

	Untere Grenze	Basisszenario	Obere Grenze
Risikofreier Zinssatz (Durchschnitt 2023)	3,11 %		
Eigenkapitalrisikoprämie (Durchschnitt 2023)	5,27 % (Durchschnitt von Damodaran im Jahr 2023)	5,51 % (Durchschnitt von Damodaran und Kroll)	5,75 % (Durchschnitt von Kroll im Jahr 2023)
Ungehebeltes Beta (vergleichbarer Durchschnitt)	[0,40–1,00] (einfacher Durchschnitt, ohne Iberdrola)	[0,40–1,00] (Median von 5 Unternehmen)	[0,40–1,00] (einfacher Durchschnitt von Fortum und CEZ)
Verschuldungsgrad	0 %		
Eigenkapitalkosten (ungehebelt)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Quelle: SA.106107 Supplementary note Additional explanations on the range of cost of capital estimates, Compass Lexecon am 5. Dezember 2024

3.3.1.3.1.2.3. Begrenzte Aussagekraft der auf dem CAPM basierenden Schätzungen der Kapitalkosten von BE-NUC

(88) Belgien räumt ein, dass der CAPM-Ansatz zur Schätzung der Kapitalkosten von BE-NUC angesichts des Mangels an direkt vergleichbaren börsennotierten Unternehmen und der Besonderheiten des Risikoprofils und des Finanzierungsansatzes des Projekts nur bedingt geeignet ist ([51]). Belgien weist insbesondere auf die Besonderheit des Nuklearsektors und die begrenzte Vergleichbarkeit mit anderen Gruppen von Vermögenswerten hin.

([51]) Es ist nicht immer möglich, alle möglichen Marktrisiken innerhalb eines Parameters anzugeben, insbesondere bei privaten Investitionen, deren Beta nur anhand einer Peer-Gruppe von Vermögenswerten mit begrenzter Vergleichbarkeit geschätzt werden kann.

(89) Darüber hinaus erörtert Belgien verschiedene Aufschläge, die Investoren in der Praxis üblicherweise für Investitionen in vergleichbare langfristige Investitionsprojekte über die anhand des CAPM-Ansatzes ermittelte WACC-Schätzung hinaus verlangen. Belgien führt eine mögliche Rechtfertigung für die Notwendigkeit an, diesen Aufschlag auf die WACC-Schätzung im Zusammenhang mit dem Risiko der Kapitalbindung für langfristige Investitionsprojekte zu berücksichtigen, die nicht diversifiziert werden können und nach dem CAPM nicht vergütet werden ([52]). Ein weiteres Argument, das für die Berücksichtigung eines Aufschlags angeführt wird, betrifft den Mangel an Kapital zur Erreichung der energiepolitischen Ziele in Europa, da zwischen den verfügbaren Projekten ein erheblicher Wettbewerb um Investitionen besteht. Dies wiederum erhöht die zur Kapitalbeschaffung erforderliche Rendite. Belgien argumentiert, dass es bei Versorgungsunternehmen gängige Praxis sei, einen Aufschlag in Höhe von 1,5 % bis 4 % zu erheben, und führt einige Beispiele zur Untermauerung dieser Behauptung an ([53]). Schließlich macht Belgien noch geltend, dass eine weitere Rechtfertigung für die Berücksichtigung eines Finanzierungsaufschlags auf die WACC-Schätzung in der Illiquiditätsprämie ([54]) aufgrund der Art dieser Investition liege, die sowohl durch wissenschaftliche Studien (die eine relevante Spanne von 0,7 % bis 7,3 % angeben) ([55]) als auch durch Branchenfachleute bestätigt werde ([56]). Diese Aufschläge könnten zu den Schätzungen der WACC oder Eigenkapitalkosten hinzugerechnet werden, die wie in den vorangegangenen Abschnitten erläutert anhand des CAPM-Ansatzes ermittelt wurden, und würden die Argumentation Belgiens stützen, dass der angestrebte IRR angesichts des mit dem Projekt verbundenen Risikos eine konservative Rendite darstellt.

3.3.1.3.1.3. Erwarteter MPRA-bereinigter IRR auf der Grundlage aktueller Marktpreiserwartungen

(90) Belgien erklärt, dass die Marktpreisrisikoanpassung (MPRA) zur Folge habe, dass der angestrebte IRR nach der MPRA-Anpassung dynamisch zwischen 6 % und 8 % variiere. Belgien argumentiert, dass selbst wenn der angestrebte IRR vor der MPRA-Anpassung auf 7 % festgelegt wäre, unter den derzeitigen Marktbedingungen (mit niedrigeren erwarteten Marktpreisen als zum Zeitpunkt des unterzeichneten Finanzmodells) ein niedrigerer IRR zu erwarten sei als zum Zeitpunkt der Aushandlung der Vergütungsvereinbarung geschätzt.

(91) Um dies zu veranschaulichen, legte Belgien eine Analyse der Entwicklung der Markterwartungen für den Zeitraum 2025-2035 seit der Aushandlung der Vergütungsvereinbarung auf der Grundlage verschiedener Quellen sowie der Auswirkungen dieser revidierten Prognosen auf den erwarteten IRR des LTO-Projekts (unter Anwendung der MPRA) vor.

(92) Abbildung 1 stellt die anfänglichen Preiskurven zum Ende des Jahres 2023 dar (d. h. zum Zeitpunkt der Unterzeichnung der Vereinbarungen). In den verschiedenen Preisprognosen beginnen die Marktpreise — im mit durchgezogenen Linien dargestellten zentralen Szenario — bei einem Wert von 120 EUR pro MWh im Jahr 2025 und sinken bis zum Jahr 2033 auf einen Durchschnittswert von 87 EUR pro MWh.

([52]) Nach Angaben Belgiens werden die Risiken für die folgenden Aspekte durch die aus der CAPM-basierten Analyse des vorgelegten Vergleichssatzes geschätzten Renditen nicht aufgewogen: i) privater Charakter der Investition in das Gemeinschaftsunternehmen; ii) spezifische Risiken der Stromerzeugung aus Kernenergie und iii) das durch die Vergütungsvereinbarung festgelegte Risikoprofil.

([53]) Siehe z. B. CEER, 2017: S. 115-119: „The premia on cost of capital for power networks ranged between 0,6%– 3,5% depending on the age of the investment (i.e. new investment) and quality of supply". Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024–2034 von Elia, S. 382: In der Studie zur Angemessenheit und Flexibilität für Belgien wurde das Anlegerverhalten mit einem risikoaversen Ansatz modelliert, indem zu den WACC ein Mindestaufschlag von 3,0 % bis 8,0 % hinzugerechnet wurde, um zusätzliche Risiken auszugleichen. Insbesondere für Kernkraftprojekte veranschlagte Oxera einen zusätzlichen Aufschlag von 2,0 bis 4,0 %, von dem die Hälfte auf die Eigenkapitalkosten für alle Stromerzeuger „angesichts liberalisierter Strommärkte" und die andere Hälfte auf „Technologie- und Baurisiken" zurückzuführen sein könnte (Oxera, 2005:4). Das Unternehmen Engie verlangt einen durchschnittlichen realisierten ungehebelten IRR von [0-5] % über seinen WACC. Fortum verlangt je nach Technologie einen Aufschlag von [0-5]-[0-5] %. Der von Iberdrola angestrebte Spread zu den WACC ist auf [0-5] % festgelegt.

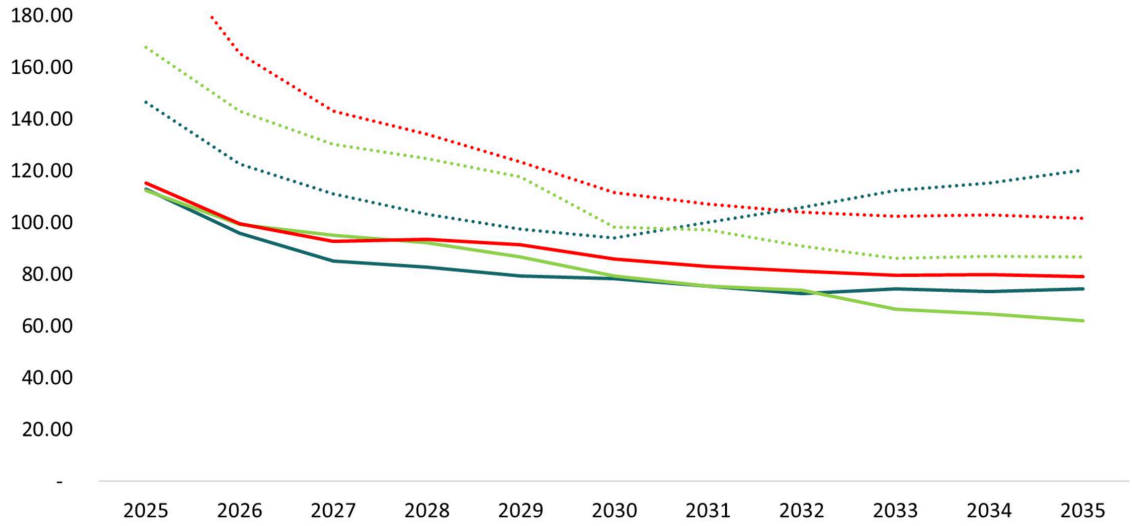
([54]) Die Marktfähigkeit oder Liquidität eines Vermögenswertes bezeichnet den Grad, zu dem er ohne hohe Transaktionskosten oder Preisnachlässe schnell in Bargeld umgewandelt werden kann. Nach Ansicht Belgiens ist Illiquidität für Investoren von Bedeutung, da sie von weniger liquiden Vermögenswerten höhere Renditen verlangen als von ansonsten ähnlichen, liquideren Vermögenswerten. Mit anderen Worten: Höhere Renditen sind erforderlich, um die Opportunitätskosten für den Verzicht auf eine Investition in einen handelbaren Vermögenswert und das Risiko eines Verlusts aus der illiquiden Anlage zu kompensieren.

([55]) Wissenschaftliche Studien belegen, dass Anleger für das Ausmaß der Illiquidität einer Anlage eine entsprechende Rendite erwarten. Der belgische Staat legte umfangreiche wissenschaftliche Referenzen zu diesem Thema vor, darunter Nair und Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio und Surata (2014), Ilmanen, Chandra und McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) Die belgischen Regulierungsbehörden haben bei der Festlegung der Rendite für regulierte Gasvermögenswerte einen Illiquiditätsaufschlag hinzugerechnet. In jüngerer Zeit hat die CREG aufgrund der Illiquidität und der Nichtnotierung des LNG-Anlagenbetreibers für den Regulierungszeitraum 2020-2023 einen Faktor von 1,2 auf den risikofreien Zinssatz und den Risikoaufschlag angewandt.

Abbildung 1

Anfängliche Grundlastpreiskurven im unterzeichneten Finanzmodell (EUR/MWh) (Werte von 2022)



Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA , Compass Lexecon, 11. Dezember 2024

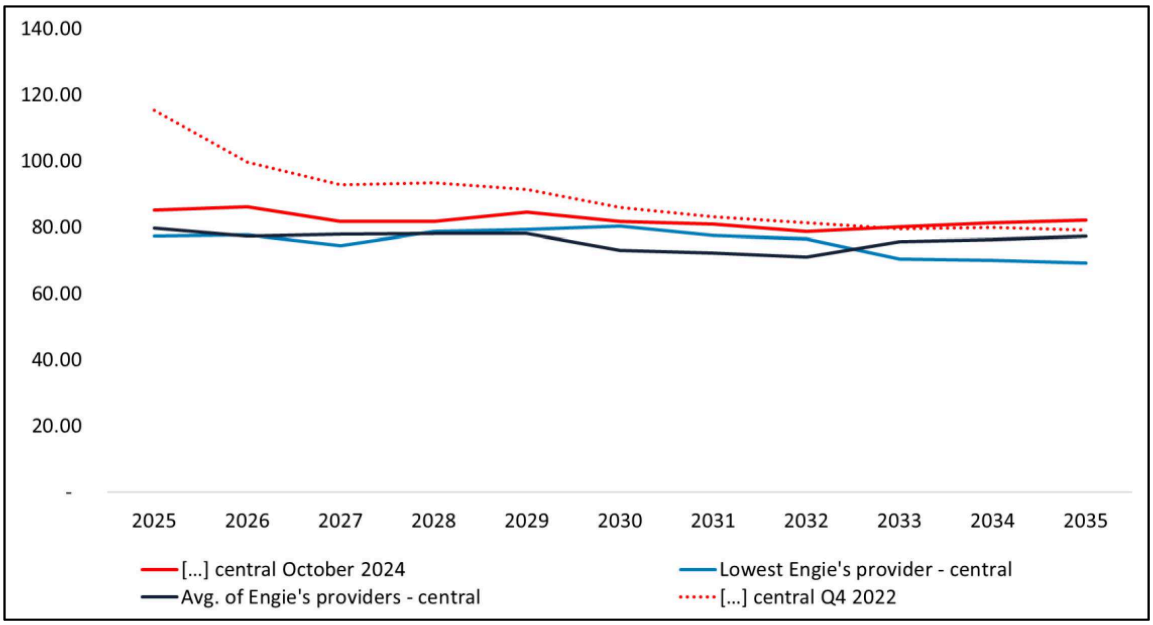
Hinweis: Aus Datenschutzgründen können die Namen der einzelnen Dienstleister nicht genannt werden. Durchgezogene Linien stellen die Preisprognosen verschiedener Anbieter im zentralen Szenario dar, gepunktete Linien entsprechen dem Aufwärtsszenario. Der graue Bereich [aus Datenschutzgründen entfernt] stellt den Preiskorridor für MPRA-Anpassungen des Ausübungspreises dar, d. h. die Marktpreisspanne, innerhalb derer der Ausübungspreis angepasst wird, wie ursprünglich in der Vergütungsvereinbarung vorgesehen, ohne Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.1.3.2. genannten Aktualisierung. *Oberhalb (unter) dieser Spanne wird der Ausübungspreis an die obere (untere) Grenze angepasst.*

(93) Aus Abbildung 2 geht hervor, dass die aktuellen Strompreisprognosen des zentralen Szenarios ([57]), dargestellt durch durchgezogenen Linien, im Vergleich zu denen zum Zeitpunkt des unterzeichneten Finanzmodells gesunken sind. […] Die Preisprognose im zentralen Szenario für das vierte Quartal 2022, die unter anderem als Referenzkurve im unterzeichneten Finanzmodell verwendet wird, ist beispielsweise in diesem Diagramm als rote gepunktete Linie dargestellt. Während Ende 2022 die Preise für 2025 noch mit 120 Euro pro MWh prognostiziert wurden, werden sie derzeit für 2025 mit 85 Euro pro MWh oder sogar noch niedriger eingeschätzt. Die Marktentwicklungen seit 2022 haben zu einer Senkung der prognostizierten Großhandelsstrompreise für das nächste Jahrzehnt geführt, insbesondere aufgrund sinkender Rohstoffpreisprognosen (Gas und CO_2) und anderer Faktoren. Abbildung 2 zeigt auch, dass die aktuellen Prognosen des zentralen Szenarios zwischen 2025 und 2035 relativ stabile Preise zwischen 69 EUR pro MWh und 86 EUR pro MWh vorhersagen.

([57]) Zahlen vom 3. und 4. Quartal 2022, je nach Anbieter.

Abbildung 2

Grundlastpreiskurven im Herbst 2024 aktualisiert (EUR/MWh) (Werte von 2022)



Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA, Compass Lexecon, 11. Dezember 2024

Hinweis: Die durchgezogenen Linien stellen die Preisprognosen im zentralen Szenario für Herbst 2024 dar. Zum Vergleich: Die gepunktete Linie entspricht der Preisprognose von […] für das vierte Quartal 2022, die im unterzeichneten Finanzmodell verwendet wurde. Der graue Bereich [aus Datenschutzgründen entfernt] *stellt den Preiskorridor für MPRA-Anpassungen des Ausübungspreises dar, d. h. die Marktpreisspanne, innerhalb derer der Ausübungspreis angepasst wird, wie ursprünglich in der Vergütungsvereinbarung vorgesehen, ohne Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.1.3.2. genannten Aktualisierung. Oberhalb (unter) dieser Spanne wird der Ausübungspreis an die obere (untere) Grenze angepasst.*

(94) Belgien kommt auf der Grundlage der vorstehenden Zahlen zu dem Schluss, dass die Marktpreiserwartungen gesunken sind.

(95) Belgien macht geltend, dass der in den obigen Abbildungen dargestellte graue Bereich den Preiskorridor (wie ursprünglich in der Vergütungsvereinbarung vorgesehen) für MPRA-Anpassungen des angestrebten IRR darstelle, d. h. die Marktpreisspanne, innerhalb derer der angestrebte IRR angepasst wird ([58]). Die niedrigeren Marktpreiserwartungen ließen daher einen Rückgang des erwarteten MPRA-bereinigten IRR erkennen. Gemäß den ursprünglich in der Vereinbarung vorgesehenen MPRA-Parametern wird der erwartete IRR des LTO-Projekts im dritten Quartal 2024 voraussichtlich bei 6,7 % liegen (sofern alle Annahmen des unterzeichneten Finanzmodells erfüllt sind). Mit den aktualisierten MPRA-Parametern (siehe Abschnitt 3.3.1.3.2.), die die Einnahmen und den IRR von BE-NUC stärker von den Marktpreisbedingungen abhängig machen, würde sich der erwartete IRR unter Berücksichtigung derselben Preisprognosen (siehe Tabelle 9) auf 6,5 % verringern (sofern alle Annahmen aus dem unterzeichneten Finanzmodell erfüllt sind).

([58]) Preise außerhalb des Korridors unterliegen derselben Anpassung wie die nächstgelegene äußere Grenze des Korridors. Diese Anpassung entspricht einem angestrebten IRR, wobei die Obergrenze des Korridors bei 8 % und die Untergrenze bei 6 % liegt.

Tabelle 9

Erwarteter IRR (mit ursprünglicher und aktualisierter MPRA) im Vergleich zur angestrebten IRR (3. Quartal 2024)

Angestrebter IRR vor MPRA-Anpassung	Ausblick	Durchschnittlicher Marktpreis (EUR/MWh) (Werte von 2022)	Vorläufiger Ausübungspreis (EUR/MWh) (Werte von 2022)	Erwarteter IRR mit ursprünglichen MPRA-Parametern (± 30 %)	Erwarteter IRR mit aktualisierten MPRA-Parametern (± 20 %)
7 %	Durch-schnitt der Anbieter; zentrales Szenario; 3. Quartal 2024	[70–80]	[80–90]	6,7 %	6,5 %

Quelle: Assessment of Aid Proportionality: Supplementary Note — Updated market price projections and IRR impact through the MPRA, Compass Lexecon, 11. Dezember 2024

3.3.1.3.2. Zweiseitiger Differenzvertrag (CfD)

(96) Der CfD gilt zwischen dem belgischen Staat und BE-NUC sowie zwischen dem belgischen Staat und Luminus, dem anderen Miteigentümer der beiden Kernreaktoren. Dies bedeutet, dass ein vorab festgelegter Zielpreis (der „Ausübungspreis“), der während der gesamten Laufzeit der Vergütungsvereinbarung indexiert wird, vom belgischen Staat für die gesamte gemessene Stromproduktion der LTO-Anlagen garantiert wird. Liegt der Referenz-Marktpreis (Market Reference Price, im Folgenden „MRP“) über dem Ausübungspreis, wird die positive Differenz mit der tatsächlich gemessenen Leistung multipliziert und von BE-NUC und Luminus an den belgischen Staat gezahlt. Ist der MRP niedriger, so zahlt der belgische Staat die negative Differenz multipliziert mit der tatsächlichen gemessenen Leistung an BE-NUC und Luminus. Die Differenzzahlungen werden am ersten Stromliefertermin fällig (dem Tag, an dem die betreffende LTO-Anlage nach ihrem ersten gesetzlichen Endstichtag erstmals Strom in das Hochspannungsnetz einspeist) und werden proportional zum Anteil von BE-NUC und Luminus an der von den LTO-Anlagen erzeugten Strommenge geleistet.

(97) Folgende Parameter sind für den CfD maßgeblich:

a) Der MRP, der sich auf den Spot-Preis auf dem Day-Ahead-Markt (im Folgenden „DAM“) in der belgischen Gebotszone bezieht.

b) Der Ausübungspreis, der von BE-NUC auf der Grundlage eines von der Gegenpartei der Vergütungsvereinbarung zu genehmigenden Finanzmodells festgelegt wird, um die tatsächlichen Betriebs-, Kapital- und Finanzierungskosten von BE-NUC im Zusammenhang mit der LTO-Verlängerung ab dem 21. Juli 2022 widerzuspiegeln (daher als Stromgestehungskosten bzw. „LCOE“ geschätzt). Der Ausübungspreis wird zunächst so bemessen, dass ein durchschnittlicher interner Zinsfuß (IRR) von 7 % (nominal und nach Steuern) erreicht wird (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1).

(98) Nach Ansicht Belgiens ist die ursprüngliche Wahl des DAM als MRP im CfD auf der Grundlage einer unabhängigen Analyse von Compass Lexecon ([59]) im Kontext des LTO-Projekts angemessen, insbesondere in der Phase der LTO-Arbeiten (der Wiederanlaufphase bis zum 31. Dezember 2028). Darüber hinaus argumentiert Belgien, dass die in der Vergütungsvereinbarung vorgesehene Flexibilität während der Vertragslaufzeit je nach Entwicklung des belgischen Marktkontexts und der Marktbedürfnisse alternative MRP-Optionen ermögliche, wobei das Risiko-Ertrags-Verhältnis des ursprünglichen CfD-Modells gewahrt bleibe. Belgien begründet ferner die Verwendung des DAM mit folgenden Elementen:

a) Der DAM sei eine geeignete Referenz in Belgien, da er transparent und stabil sowie im Vergleich zu anderen Märkten in Belgien relativ liquide sei. Belgien weist ferner darauf hin, dass der DAM keinen Ermessensspielraum bei der Auswahl der Käufer biete, da der Bestand in einer anonymen Auktion angeboten werde. Darüber hinaus konzentriere die DAM-Auktion Angebot und Nachfrage auf ein bestimmtes Zeitfenster, wodurch die Markttiefe maximiert werde.

([59]) Compass Lexecon, Memo vom 28. Mai 2024, „Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice'.

b) Der gewählte MRP in Kombination mit bestimmten CfD-Regelungen, wie dem MPRA und Modulationsanreizen, schaffe Anreize für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme am Strommarkt, da die Produktion bei hohen Marktpreisen gefördert und bei niedrigen Preisen so weit wie möglich moduliert werde.

c) Die ursprüngliche Wahl des DAM als MRP in Verbindung mit den in der BIS vorgesehenen Marketingvereinbarungen (siehe Abschnitt 3.3.1.5.) ermögliche ein angemessenes Marktrisikomanagement für BE-NUC, da dieser Ansatz differenziert sei und eine Abstimmung des MRP mit den erfassten DAM-Preisen erlaube. In dieser Hinsicht eigne sich der DAM-Preis als MRP in der Anfangsphase der LTO-Arbeiten besonders gut, insbesondere im Vergleich zu langfristigen Produkten. Belgien zufolge verringert der Verkauf auf dem DAM das Marktrisiko für BE-NUC im Vergleich zur Verwendung von Terminkontrakten, da er es ermöglicht, das spezifische Verfügbarkeitsmuster während der Anfangsphase der LTO-Arbeiten besser abzustimmen. Der Einsatz von Terminkontrakten könnte für BE-NUC zusätzliche Marktrisiken mit sich bringen, da in der Anfangsphase der LTO-Arbeiten ein höheres Risiko für ungeplante Ausfälle bestehe (d. h. wenn der im Voraus verkaufte Strom nicht geliefert werden könne und möglicherweise zu einem höheren Marktpreis, z. B. auf dem DAM, zurückgekauft werden müsse).

(99) Der Föderale Öffentliche Dienst (FÖD) Wirtschaft hat eine Studie über die Strategie des Marktrisikomanagements von BE-WATT (CfD-Vertragspartei) in Auftrag gegeben. Die laufende Studie zielt darauf ab, vorbereitende Schritte für die Operationalisierung von BE-WATT zu unternehmen, insbesondere hinsichtlich der Aufgabe dieses Unternehmens im Bereich Risikomanagement. Insbesondere gilt Folgendes:

a) In der Studie werden die wichtigsten Marktrisiken ermittelt und analysiert, denen BE-WATT im Zusammenhang mit den bevorstehenden CfD für Kernenergie und Offshore-Windenergie ausgesetzt ist, wobei der Schwerpunkt auf Mengen- und Preisrisiken liegt.

b) In der Studie werden verschiedene potenzielle Risikomanagementstrategien für BE-WATT (Portfolio von Sicherungsinstrumenten/Absicherungsprodukten, Anteil, Laufzeit, Zeitpunkt der Absicherung, Gestaltungsoptionen) ermittelt und analysiert, wobei insbesondere i) ihre potenzielle Rolle für das Management der Marktrisiken, die sich aus der offenen Position von BE-WATT aufgrund der CfD ergeben, und ii) ihr potenzieller Beitrag zur Marktliquidität und Marktentwicklung berücksichtigt werden. In der Studie werden in erster Linie zwei Arten von Absicherungsprodukten beleuchtet: i) Strombezugsverträge und ii) Termingeschäfte, bei denen es sich hauptsächlich um standardisierte Instrumente handelt, die an organisierten Handelsplätzen gehandelt werden. Diese werden üblicherweise als „Futures“ bezeichnet. In beiden Fällen werden Finanzverträge berücksichtigt.

c) Die auf Terminkontrakten basierenden Absicherungsstrategien werden angesichts der erheblichen Mengen (mehrere GW an Kernkraft- und Offshore-Windkapazitäten im Rahmen von CfD) über ein breites Spektrum von Kontraktlaufzeiten hinweg (Wochen, Monate, Jahre) zu einer höheren Liquidität des belgischen Terminmarktes beitragen. Die genauen Auswirkungen auf die Liquidität des Terminmarktes hängen vom Volumen der von BE-WATT für die verschiedenen Laufzeiten verkauften Kontrakte ab.

(100) Die ursprüngliche Wahl des MRP kann von der belgischen Regierung als Vertragspartnerin der Vergütungsvereinbarung während der Vertragslaufzeit vorbehaltlich der Zustimmung von BE-NUC und Luminus ab dem Ende des ersten Zeitraums der LTO-Arbeiten bis zu dreimal überprüft werden, beispielsweise in Abhängigkeit von der Entwicklung des belgischen Marktumfelds und der Marktbedürfnisse, wobei das Risiko-Rendite-Verhältnis des ursprünglichen CfD-Modells gewahrt bleibt.

(101) Der Ausübungspreis wird jährlich auf der Grundlage einer gewichteten Indexierungsberechnung indexiert und kann zu bestimmten Zeitpunkten angepasst werden:

a) „Vorläufiger Ausübungspreis“: Im Basisszenario geht Belgien davon aus, dass sich die Kosten für die Modernisierung der LTO-Anlagen auf etwa [2-2,5] Mrd. EUR belaufen, was zusammen mit anderen Kosten im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt (z. B. Betriebs- und Wartungskosten während des LTO-Zeitraums) zu einem vorläufigen Ausübungspreis von [80-90] EUR pro MWh führt.

b) „Anfänglicher Ausübungspreis“: Der tatsächliche Wert des Ausübungspreises wird von BE-NUC auf Basis eines von dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung genehmigten Finanzmodells im Laufe des Jahres 2025 festgelegt. Dies erfolgt vor dem Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs auf der Grundlage der Kosten für die Verlängerung des Betriebs gemäß den Anforderungen an die nukleare Sicherheit (deren Umfang von der belgischen Atomaufsichtsbehörde festgelegt wird) sowie auf der Grundlage der nicht sicherheitsrelevanten Kosten, die beide anhand von Angeboten von Vertragsunternehmen geschätzt oder von den technischen Teams des Betreibers der kerntechnischen Anlagen ermittelt werden.

c) „Revidierter Ausübungspreis“: Der anfängliche Ausübungspreis wird so bald wie möglich nach dem 31. Dezember 2028 („Angleichungsstichtag“) neu berechnet, um den tatsächlichen Zeitpunkt der Wiederaufnahme, LTO-Ausfälle, Betriebs-, Kapital- und Finanzierungskosten bis zu diesem Datum (basierend auf den tatsächlichen Rechnungen) und die revidierten Prognosen dieser Kosten für den verbleibenden Zeitraum der zehnjährigen Verlängerung zu berücksichtigen. Dies erfolgt durch eine schriftliche Vereinbarung zwischen BE-NUC und dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung.

d) „Nachverhandlungsereignisse“: Nach dem Angleichungsstichtag ist der Ausübungspreis grundsätzlich verbindlich und wird nicht neu berechnet, es sei denn, bestimmte auslösende Ereignisse, die sogenannten „Nachverhandlungsereignisse“, treten ein.

(102) Der Ausübungspreis wird anhand von Informationen aus dem detaillierten Finanzmodell berechnet, das von BE-NUC innerhalb der von Belgien mitgeteilten Parameter erstellt und aktualisiert wird. Das Finanzmodell (und etwaige Aktualisierungen) unterliegt der Genehmigung durch den Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung. Wird eine solche Genehmigung verweigert, können BE-NUC und der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung die Entscheidung über eine solche Frage zum Finanzmodell gemäß einem festgelegten Verfahren zur Einholung eines Gutachtens an einen unabhängigen Sachverständigen weiterleiten.

(103) Belgien macht geltend, dass der CfD BE-NUC bis zu einem gewissen Grad gegenüber Marktrisiken und Marktpreisschwankungen absichere.

a) Die Zahlungen des Vertragspartners der Vergütungsvereinbarung an BE-NUC erfolgen, wenn der MRP unter dem Ausübungspreis liegt, und BE-NUC ist gegenüber dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung zahlungspflichtig, wenn der MRP über dem Ausübungspreis liegt.

b) Das Modell der Vergütungsvereinbarung sieht eine angemessene Zielrendite für das LTO-Projekt vor: Der Ausübungspreis ist so bemessen, dass ein angestrebter IRR innerhalb der Spanne von 6 % bis 8 % erreicht wird, was den Branchenbenchmarks (siehe Tabelle 3) sowie den Schätzungen für die WACC (siehe Tabelle 6) und die Eigenkapitalkosten (siehe Tabelle 7) des LTO-Projekts entspricht.

(104) Belgien macht geltend, dass der CfD BE-NUC zwar bis zu einem gewissen Grad gegenüber Marktrisiken und Marktpreisschwankungen absichere, jedoch Mechanismen zur Teilung des Risikos enthalte, die sicherstellen sollten, dass BE-NUC weiterhin einem gewissen Marktrisiko und Anreizen ausgesetzt sei. Insbesondere umfasse die Vergütungsvereinbarung einen Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung (Marktpreisrisikoanpassung) für den Fall, dass die Marktpreise niedriger oder höher als der Ausübungspreis sind.

a) Liegt der MRP zwischen dem Ausübungspreis und einer festgelegten Untergrenze, sinkt die angestrebte Rendite (in Form eines niedrigeren Ausübungspreises) von 7 % auf einen Mindest-IRR von 6 %.

b) Liegt der MRP zwischen dem Ausübungspreis und einer festgelegten Obergrenze, erhöht sich die angestrebte Rendite (in Form eines höheren Ausübungspreises) auf einen maximalen IRR von 8 %.

(105) Ziel der Marktpreisrisikoanpassung (MPRA) ist es, Anreize für BE-NUC zu schaffen, seine Kostenstruktur vor der Festlegung und Überarbeitung des Ausübungspreises (2025/2029) zu optimieren, die Leistung der Reaktoren bei erwarteten hohen Preisen und drohender Stromknappheit zu maximieren und Mitnahmeeffekte zu begrenzen.

(106) Die Marktpreisrisikoanpassung wird wie folgt abgeleitet und berechnet:

a) Zunächst wird der Ausübungspreis anhand eines angestrebten nominalen internen Zinsfußes (IRR) nach Steuern von 7 %, eines hypothetischen niedrigeren Ausübungspreises mit einem angestrebten IRR von 6 % (untere Schwelle) und eines hypothetischen höheren Ausübungspreises mit einem angestrebten IRR von 8 % (obere Schwelle) berechnet.

b) Anschließend wird die Spanne zwischen dem Ausübungspreis und der oberen (unteren) Schwelle in 20 positive (bzw. negative) Werte („MPRA-Werte“) unterteilt. Diese Werte werden verwendet, um den Ausübungspreis zur Begleichung der Differenzzahlung im Rahmen des CfD anzupassen.

c) Die Anpassung des Ausübungspreises hängt vom Verhältnis zwischen dem MRP und dem Ausübungspreis ab (MRP-Verhältnis):

— Ist das Verhältnis 1,20 oder höher, wird der MPRA-Ausübungspreis auf die obere Schwelle angehoben, indem die 20 positiven MPRA-Werte zum Ausübungspreis addiert werden;

— ist das Verhältnis 0,80 oder darunter, so wird er auf den unteren Schwellenwert gesenkt;

— zwischen diesen Schwellenwerten wird der MPRA-bereinigte Ausübungspreis innerhalb der berechneten Spanne angepasst. So führt beispielsweise ein Verhältnis von 1,19 zu einer Anpassung um 19 MPRA-Werte nach oben, während ein Verhältnis von 1,10 zu einer Anpassung um 10 MPRA-Werte führt.

d) Wenn der MRP höher als der Ausübungspreis ist, führt der MPRA-bereinigte Ausübungspreis daher unter den gleichen Basisannahmen zu einem höheren Projekt-IRR von bis zu 8 %.

e) Alternativ führt der MPRA-bereinigte Ausübungspreis, wenn der MRP unter dem Ausübungspreis liegt, zu einem niedrigeren Projekt-IRR von nur noch 6 %.

(107) In der ursprünglichen Ausgestaltung der Marktpreisrisikoanpassung („ursprüngliche MPRA“) wurde die Spanne zwischen dem Ausübungspreis und der oberen (unteren) Schwelle in 30 positive (bzw. negative) „MPRA-Werte“ unterteilt. Im Vergleich zur „ursprünglichen MPRA“ wird die „aktualisierte MPRA“ schneller ausgelöst, d. h. der Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung entspricht einem Marktpreiskorridor mit Intervallen von ± 20 % statt ± 30 %.

108) Daher macht Belgien geltend, dass die (aktualisierte) MPRA dem Gemeinschaftsunternehmen BE-NUC starke bzw. noch stärkere Anreize zu folgenden Maßnahmen biete:

a) Optimierung der Kostenstruktur vor der Festlegung und Überarbeitung des Ausübungspreises. Der Ausübungspreis wird vor dem Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs (2025) bzw. nach dem Angleichungsstichtag (2028) angepasst. Belgien führt an, dass niedrigere Kosten zu einem niedrigeren Ausübungspreis und einer höheren Wahrscheinlichkeit führten, dass der Marktpreis über dem Ausübungspreis liegen würde, wodurch sich ein höherer IRR ergebe (und der Betrag, den der belgische Staat im Rahmen der Differenzzahlungen potenziell zu zahlen hätte, sinke).

b) Durchführung geplanter Wartungsarbeiten während der voraussichtlich günstigsten Preisphasen.

c) Begrenzung möglicher Mitnahmeeffekte. Wie von Belgien erläutert, liegt die MPRA innerhalb einer vorab festgelegten Spanne (MRP-Verhältnis zwischen 0,80 und 1,20). Jeder MRP außerhalb dieser Spanne führt nicht zu einer weiteren Anpassung des Ausübungspreises und wird somit vollständig Teil der Differenzzahlung. So können keine Mitnahmeeffekte durch hohe Marktpreise entstehen.

(109) Darüber hinaus macht Belgien geltend, dass in dem geänderten CfD-Modell die Entscheidungsbefugnis darüber, wann eine Entscheidung über eine wirtschaftsbedingte Modulation zu treffen ist, auf den EMSA-Partner übertragen werde (siehe Abschnitt 3.3.1.5.). Die EMSA-Vergütung wird nicht nur wie ursprünglich vorgesehen festgesetzt, sondern zusätzlich zu einem festen Anteil variabel gestaltet, wodurch Anreize für eine optimale Nutzung des begrenzten Spielraums von 30 Modulationen pro Brennstoffzyklus geschaffen werden (siehe Erwägungsgrund 13). Im Vergleich zum ursprünglichen CfD-Modell, bei dem Modulationsentscheidungen auf der Grundlage fester Modulationsschwellenwerte getroffen wurden, stützt sich das modifizierte CfD-Modell nicht mehr auf feste Modulationsschwellenwerte, sondern schafft Anreize dafür, dass Modulationen zu Zeitpunkten durchgeführt werden, zu denen sie sich am meisten auszahlen (d. h. wenn für einen ausreichend langen Zeitraum mit stark negativen Preisen zu rechnen ist). Die EMSA-Vergütung ist in Abschnitt 3.3.1.5.2. näher erläutert.

(110) Schließlich macht Belgien geltend, dass der CfD aus den in Erwägungsgrund 80 des Eröffnungsbeschlusses genannten Gründen ein geeignetes und angemessenes Instrument zum Abbau der festgestellten Marktversagen und spezifischen Risiken der Kernenergie sei, mit dem die Ziele der Maßnahme erreicht werden könnten, ohne dass effiziente Marktsignale beeinträchtigt würden. Belgien stellt klar, dass alle Einnahmen aus dem CfD in den allgemeinen Staatshaushalt fließen, jedoch rechnerisch getrennt seien. Sie werden in erster Linie zur Finanzierung der Zahlungen des Vertragspartners der Vergütungsvereinbarung im Rahmen des CfD verwendet. Wenn die Einnahmen aus dem CfD die zur Finanzierung der Kosten des CfD erforderlichen Beträge übersteigen würde, könnten sie dann zur Finanzierung der Kosten eines anderen CfD verwendet werden. Belgien verpflichtet sich, alle verbleibenden Einnahmen aus den CfD für die Verteilung an Unternehmen zu verwenden. Belgien verpflichtet sich ferner, die Kommission über den Fall zu unterrichten, dass die Einnahmen aus dem CfD an Unternehmen verteilt würden, und gegebenenfalls eine solche Maßnahme anzumelden. Belgien bestätigt ferner, dass es Vertragsstrafen für den Fall einer ungerechtfertigten einseitigen vorzeitigen Kündigung des CfD in den Vertrag aufgenommen hat.

3.3.1.3.3. MOCP und WCF

(111) Wenn die Einnahmen von BE-NUC nicht ausreichen, um die in einem Monat gemäß der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung zu zahlenden Kosten sowie alle anderen Betriebs-, Brennstoff- und Wartungsinvestitionskosten für den Betrieb der LTO-Anlagen zu decken, muss der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung eine Fehlbetragszahlung an BE-NUC leisten, um einen ausreichenden Cashflow zur Deckung dieser Kosten sicherzustellen und damit die langfristige Wirtschaftlichkeit des Gemeinschaftsunternehmens zu gewährleisten ([60]).

([60]) BE-NUC legt diesbezüglich einen jährlichen Abgleichsbericht vor. Wenn der in diesem Bericht angegebene Betrag unter den Gesamtbeträgen der Mindestbetriebskosten liegt, zahlt der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung an BE-NUC einen Betrag in Höhe des absoluten Werts der entsprechenden Unterdeckung. Eine entsprechende Zahlung wird an Luminus geleistet.

(112) Die MOCP besteht aus zwei Komponenten: Mindest-OPEX: i) eine Ausgleichszahlung bei Mindereinnahmen, um ausreichende Cashflows zur Deckung der für den Betrieb der LTO-Anlagen erforderlichen Kosten sicherzustellen und die langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit des Gemeinschaftsunternehmens zu gewährleisten, und ii) eine 50-prozentige Kostenschutzgarantie für das investierte Kapital in Bezug auf die amortisierten Kapitalkosten der LTO-Verlängerung (alle drei Jahre).

(113) Belgien argumentiert, dass jedes einzelne Ereignis, das die Verfügbarkeit der LTO-Anlagen für einen längeren Zeitraum während des Jahres verringern würde, und/oder wiederholte Ausfälle über mehrere Jahre hinweg zu erheblichen Verlusten für BE-NUC führen könnten.

(114) Belgien hat Electrabel beauftragt, anhand historischer Daten das Risiko schwerwiegender unerwarteter Ereignisse während der gesamten Laufzeit der LTO-Anlagen zu bewerten. Electrabel geht davon aus, dass während der zehnjährigen Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit ein schwerwiegender ungeplanter Ausfall ([61]) eintreten wird. Um dies zu belegen, hat Electrabel für jeden der sieben Kernreaktoren historische Ausfallzeiten über einen Zeitraum von elf Jahren zwischen 2012 und 2022 ermittelt (siehe Tabelle 10). Electrabel erklärt, dass dieser auf historischen Daten basierende Ansatz aus folgenden Gründen nützliche Erkenntnisse liefere:

a) Es gibt keine einheitliche Definition/Methodik zur Schätzung oder Berechnung der Wahrscheinlichkeit ungeplanter Ausfälle oder zur Schätzung der Dauer der mit solchen Ereignissen verbundenen Ausfallzeiten.

b) Es liegen nur für den Zeitraum 2012-2022 homogene Daten vor. Seit ihrer Inbetriebnahme verzeichneten die belgischen Kernkraftwerke jedoch stets erheblichen Ausfälle/Ausfallzeiten.

c) Nach belgischem Recht muss alle zehn Jahre ab dem Zeitpunkt, zu dem das Kernkraftwerk die Genehmigung für den Betrieb mit voller Leistung erhält, eine Sicherheitsbewertung durchgeführt werden. Diese Bewertung wird als „periodische Sicherheitsüberprüfung“ oder „Zehnjahresüberprüfung“ bezeichnet ([62]). Die jüngsten periodischen Sicherheitsüberprüfungen in Tihange 3 und Doel 4 wurden 2015 im Bezugszeitraum (2012-2022) für die Risikoanalyse durchgeführt. Da der Zeitraum von elf Jahren zwischen 2012 und 2022, in dem für jeden Reaktor eine periodische Sicherheitsüberprüfung durchgeführt wurde, in etwa der Dauer der Laufzeitverlängerung der LTO-Anlagen entspricht, wird dieser Zeitraum als Vergleichszeitraum für geeignet erachtet.

Tabelle 10

Unerwartete Ausfälle in den sieben belgischen Kernkraftwerken (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] %

Quelle: SA.106107 — Technische Sitzung mit der Europäischen Kommission, Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit des SDC-Darlehens und der MOCP, 8. Oktober 2024

([61]) Ein „schwerwiegender ungeplanter Ausfall“ ist definiert als jedes ungeplante Ereignis, das zu einer Ausfallzeit der Anlage von mehr als 30 % pro Jahr führt, was 3,6 Monaten entspricht.

([62]) Ausführliche Informationen über die umfassende periodische Sicherheitsüberprüfung, die alle zehn Jahre durchgeführt wird, sind auf der Website der FANK abrufbar: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Die in Tabelle 10 dargestellten Daten zeigen, dass es im Zeitraum 2012-2022 in allen sieben Kernkraftwerken zu schwerwiegenden ungeplanten Ausfällen außerhalb der Kontrolle des Betreibers kerntechnischer Anlagen kam. Diese führten zu einer durchschnittlichen Ausfallrate von 59 % pro Anlage (zusätzlich zu den geplanten Ausfällen), was einer durchschnittlichen Ausfallzeit von 7 Monaten pro Ereignis entspricht. In den sieben belgischen Kernkraftwerken kam es im Zeitraum 2012-2022 zu insgesamt elf Ereignissen mit schwerwiegenden ungeplanten Ausfällen. Die Gründe für unerwartete Ausfälle waren unter anderem Wasserstoffrückstände im Reaktordruckbehälter, Betonschäden (die umfangreiche Reparaturen erforderten), Geräteausfälle, Leckagen und Sabotage. Daher erklärt Belgien. dass es durchschnittlich etwa 1,6 (11/7) schwerwiegende ungeplante Ausfälle pro Reaktor und Jahrzehnt gegeben habe.

(116) Belgien macht geltend, dass bei mehreren in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken die Einnahmeausfälle während eines Ausfalls eines oder mehrerer Kraftwerke teilweise durch die Einnahmen aus den anderen Anlagen ausgeglichen werden könnten. Im Falle des LTO-Projekts sei jedoch davon auszugehen, dass sich diese systemischen Risiken (von Ausfällen, von denen die meisten Anlagen gleichzeitig betroffen wären) verstärken würden, da die Zahl der belgischen Kernkraftwerke ab 2025 zurückgehe und weniger diversifiziert sei. Dies gelte umso mehr, als die beiden LTO-Anlagen auf derselben Technologie basieren. Aus diesem Grund werde ein schwerwiegendes Ereignis, das beide LTO-Anlagen für einen beträchtlichen Teil des Jahres beeinträchtigt, als nicht unwahrscheinlich angesehen.

(117) Die Wahrscheinlichkeit einer Nichtverfügbarkeit einer Anlage von 59 %, was etwa sieben Monaten entspricht, kommt der durchschnittlichen Dauer eines schwerwiegenden ungeplanten Ausfalls gleich. Electrabel hält diese geschätzte Dauer, die auf den eigenen Erfahrungen mit dem Betrieb der LTO-Anlagen in Belgien basiert, für realistisch, da schwerwiegende Ereignisse umfangreiche technische Arbeiten, die Beschaffung von Ersatzteilen, eine Sicherheitsauswirkungsanalyse und ausführliche Gespräche mit der Atomaufsichtsbehörde erfordern, bevor die Kernreaktoren wieder in Betrieb genommen werden können.

(118) Belgien führt weiter aus, dass die regelmäßigen periodischen Sicherheitsüberprüfungen auf der Grundlage der IAEO-Leitlinie SSG-25 ([63]), die ab Inbetriebnahme alle zehn Jahre durchgeführt werden, zu erheblichen Konstruktionsverbesserungen und Investitionen geführt hätten, um der Alterung und Überalterung der Kernkraftwerksblöcke Rechnung zu tragen und deren Sicherheit und Zuverlässigkeit aufrechtzuerhalten. Dennoch könne der Betreiber kerntechnischer Anlagen trotz dieser regelmäßigen Überprüfungen nicht ausschließen, dass es zu neuen Problemen kommen könnte, die zu erheblichen Ausfallzeiten der Kernkraftwerke führen würden.

(119) Um die Auswirkungen eines schwerwiegenden ungeplanten Ausfalls während der Laufzeitverlängerung der LTO-Anlagen auf BE-NUC und die Auswirkungen der MOCP abzuschätzen, hat Belgien plausible Szenarien für schwerwiegende Ausfälle (siehe Tabelle 11) auf der Grundlage von Daten aus Tabelle 10 geprüft. Wie bei anderen Bewertungen stützte sich Belgien bei den illustrativen Berechnungen auf das unterzeichnete Finanzmodell vom 13. Dezember 2023.

a) Szenario 1 geht von einer durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit von 59 % aus, zusätzlich zu geplanten Ausfällen, die separat in Doel 4 und Tihange 3 in verschiedenen Jahren (2030 und 2033) auftreten. In diesem Fall würde die MOCP nicht ausgelöst. Das LTO-Projekt würde weiterhin einen jährlichen Einnahmenüberschuss (gegenüber den Kosten) von [0-200] Mio. EUR bei Doel 4 und [0-200] Mio. EUR bei Tihange 3 erzielen, jedoch würde der IRR des Projekts [0-5] % nicht überschreiten.

b) Szenario 2 betrifft einen Fall, in dem beide LTO-Anlagen während des Zeitraums 2029-2035 (d. h. während der gesamten Erzeugungsphase nach Beginn des Langzeitbetriebs) ein Jahr lang gleichzeitig nicht verfügbar sind. In diesem Fall wird die MOCP ausgelöst und würde zu Zahlungen an BE-NUC in Höhe von [700-1 000] Mio. EUR bis [1 000-1 300] Mio. EUR jährlich führen, abhängig vom Jahr der Nichtverfügbarkeit. Belgien hat zwei konkrete Beispiele (ein eher negatives und ein etwas positiveres Szenario) genannt, um die Auswirkungen auf das LTO-Projekt zu simulieren:

— Im Jahr 2029 (im Falle eines negativeren Szenarios) würde das LTO-Projekt einen negativen Nettogegenwartswert (NGW) von [0-200] Mio. EUR generieren, was einem IRR von [0-5] % entspräche.

— Im Jahr 2034 (weniger negatives Szenario) wären die Auswirkungen eines schwerwiegenden ungeplanten Ausfalls auf die Gesellschafter des Gemeinschaftsunternehmens und auf BE-NUC relativ gesehen geringer, da das LTO-Projekt das Ende des Zehnjahreszeitraums erreicht hätte. Das LTO-Projekt würde einen negativen Nettogegenwartswert („NGW“) von [0-200] Mio. EUR generieren, was zu einem IRR von [5-10] % führen würde.

([63]) IAEA Safety Standards, Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants, STI/PUB/1588.

c) Szenario 3 betrifft einen Fall, in dem beide LTO-Anlagen während der gesamten Wiederanlaufphase, d. h. im Zeitraum 2026-2028, gleichzeitig nicht verfügbar sind, was mit einer begrenzten Stromerzeugung während der LTO-bezogenen Arbeiten einhergeht. In diesem Zeitraum sollen die LTO-Anlagen mit weniger als 50 % ihrer Kapazität betrieben werden, und es ist wahrscheinlicher (als während der Betriebsphase), dass weitere ungeplante Ausfälle dazu führen, dass die LTO-Anlagen für das gesamte Jahr nicht verfügbar sind, wobei etwaige Verluste zunächst aus dem SDC-Darlehen gedeckt werden. In diesem Fall würde die MOCP ausgelöst, aber weder BE-NUC noch Luminus dürften während der Wiederanlaufphase Gewinne erzielen; ungeplante Ereignisse hätten keine zusätzlichen Auswirkungen auf die Rentabilität des Unternehmens.

Tabelle 11

Veranschaulichung der Auswirkungen von drei plausiblen Szenarien mit schwerwiegenden ungeplanten Ausfällen auf BE-NUC und den Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung auf Basis des unterzeichneten Finanzmodells

	Auswirkungen auf BE-NUC		Auswirkungen auf die Zahlung der MOCP durch den Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung
	LTO-Leistung	IRR	
Szenario 1 59 % Nichtverfügbarkeit bei T3 im Jahr 2030 und D4 im Jahr 2033	2030: Einnahmenüberschuss (gegenüber den Kosten) in Höhe von [0-200] Mio. EUR 2033: Einnahmenüberschuss (gegenüber den Kosten) von [0-200] Mio. EUR (NGW von minus [100-300] Mio. EUR)	[0-5] %	Nicht ausgelöst
Szenario 2 Ein Problem, das beide Anlagen gleichzeitig ein ganzes Jahr lang während der Betriebsphase betrifft	**2029**		
	Keine Markterlöse im Jahr 2029 (NGW von minus [0-200] Mio. EUR)	[0-5] %	Ausgelöst: [700-1 000] Mio. EUR Ohne MOCP: Insolvenz von BE-NUC
	2034		
	Keine Markterlöse im Jahr 2034 (NGW von minus [0-200] Mio. EUR)	[5-10] %	Ausgelöst: [1 000-1 300] Mio. EUR Ohne MOCP: Insolvenz von BE-NUC
Szenario 3 Ein Problem, das beide Anlagen gleichzeitig ein ganzes Jahr lang (2028) während der Anlaufphase betrifft	Markterlöse im Jahr 2028 erzielt (NGW von 0 Mio. EUR)	[5-10] %	Ausgelöst: [600-800] Mio. EUR Ohne MOCP: Insolvenz von BE-NUC

Quelle: SA.106107 — Technische Sitzung mit der Europäischen Kommission, Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit des SDC-Darlehens und des MOCP, 8. Oktober 2024; SA.106107 — Antwort Belgiens auf das Auskunftsersuchen vom 1. Oktober 2024, 1. November 2024 (aktualisierte Fassung)

(120) Belgien legt die vorstehende Analyse vor, aus der hervorgeht, dass die MOCP dazu dient, die Auswirkungen potenzieller schwerwiegender Ereignisse, die die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Gemeinschaftsunternehmens gefährden, abzufedern, und dass das Gemeinschaftsunternehmen viele Risiken der Nichtverfügbarkeit trägt: In Szenario 1 wird die MOCP nicht ausgelöst, wenn ein durchschnittliches schwerwiegendes Ereignis eintritt, und es besteht keine Garantie für die Renditen der Gesellschafter, die weiterhin das Risiko eines Verlusts ihrer Investitionen tragen.

(121) Die MOCP könnte in bestimmten Szenarien zu relativ hohen Kosten für den belgischen Staat führen, da sie, wie oben dargelegt, bei Ausfällen mit erheblichen Auswirkungen ausgelöst wird. Um diesem Problem Rechnung zu tragen, führte Belgien eine Obergrenze für MOCP-Zahlungen ein. Dementsprechend wird der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung (der belgische Staat) sein Kündigungsrecht gemäß der Vergütungsvereinbarung ([64]) ausüben, wenn die MOCP einen Auszahlungsbetrag von 2 Mrd. EUR erreicht („MOCP-Auslöser"), sofern dies unter anderem angesichts der folgenden Faktoren angemessen erscheint:

— der Ursachen des MOCP-Auslösers

— der möglichen kurz- und langfristigen Auswirkungen

— der geltenden Aussichten in Bezug auf die MOCP-Zahlungen gemäß der Vergütungsvereinbarung (ohne Kündigung)

— der (voraussichtlichen) Höhe der fälligen Kündigungszahlungen

— der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

(122) Belgien erklärt, dass es Umstände gebe, unter denen eine Kündigung nicht angebracht sei:

— wenn, je nachdem, welches Kündigungsrecht anwendbar wäre, die entsprechende Kündigungszahlung (falls vorhanden) die erwarteten künftigen MOCP-Zahlungen übersteigt,

— wenn die Belastungen und Kosten, unter anderem für den belgischen Staat, für die Ersetzung der Kapazitäten die erwarteten MOCP-Zahlungen übersteigen und

— wenn keine Ersatzkapazität verfügbar ist.

(123) Falls der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung beschließt, sein Kündigungsrecht nicht auszuüben, legt Belgien der Kommission seine Begründung zu Bewertungszwecken vor.

(124) Der Betrag des MOCP-Auslösers entspricht der Obergrenze der MOCP-Zahlungen in einem Szenario, in dem beide LTO-Anlagen zwei Jahre in Folge gleichzeitig ausfallen. Die voraussichtlichen MOCP-Zahlungen aus zweijährigen Schließungen werden in der Praxis von dem Jahr abhängen, in dem die betreffenden Schließungen stattfinden. Belgien legte auf der Grundlage vorläufiger Prognosen des unterzeichneten Finanzmodells vom 13. Dezember 2023 jährliche Berechnungen für die jährlichen MOCP-Zahlungen und die Gesamtwerte in zwei aufeinanderfolgenden Jahren (siehe Tabelle 12) vor.

Tabelle 12

Simulation der MOCP-Zahlungen

Zeitraum mit 100 % Ausfall	MOCP-Kosten Jahr 1 (Mio. EUR)	MOCP-Kosten Jahr 2 (Mio. EUR)	MOCP-Gesamtkosten (Mio. 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]

Quelle: Die belgischen Behörden

([64]) Belgien legte einen detaillierten Überblick über die Kündigungsrechte gemäß der Vergütungsvereinbarung vor und erklärte, dass die Vergütungsvereinbarung neben den Kündigungsrechten auch ein „Protokoll für eine einzelne LTO-Anlage" enthalte, das in vielerlei Hinsicht die Kündigungsregelung widerspiegele, jedoch ausschließlich für den Wegfall einer einzelnen LTO-Anlage aus dem Geltungsbereich der Vergütungsvereinbarung vor dem Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs gelte.

(125) Zur Schätzung des zweijährigen Referenzzeitraums, der zur Berechnung der vorgeschlagenen Obergrenze von 2 Mrd. EUR für die MOCP herangezogen wird, legt Belgien einige Beispiele für Kernreaktoren vor, die in den Vereinigten Staaten aus technischen Gründen endgültig stillgelegt wurden (da dies in Europa bislang noch nicht vorgekommen ist) ([65]). Belgien zufolge zeigen diese Beispiele, dass der Zweijahreszeitraum der industriellen Realität entspricht, da ein Zeitraum von zwei Jahren nach Feststellung eines Problems, das die Schließung beider LTO-Anlagen erforderlich macht, in der Regel als angemessener Zeitpunkt angesehen werden kann, um die Fortsetzung von Reparaturen infrage zu stellen oder die endgültige Schließung zu erwägen.

(126) Um die MOCP einsatzbereit zu machen, wird BE-NUC spätestens zum ersten Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs entweder von seinen Gesellschaftern oder von einem externen Dritten eine Betriebskapitalfazilität (WCF) beschaffen. Die WCF dient der Finanzierung des Betriebskapitalbedarfs, der sich aus dem Betrieb der LTO-Anlagen ergibt. BE-NUC darf Mittel aus der WCF in Anspruch nehmen, wenn die Differenz zwischen den Mittelzuflüssen und Mittelabflüssen geringer ist als die in der Vergütungsvereinbarung festgelegten geschätzten Betriebskosten für den kommenden Ausgabenzeitraum. Der Betrag der WCF entspricht mindestens den geschätzten durchschnittlichen Betriebskosten für einen Zeitraum von drei Monaten. Die WCF dient als Überbrückung innerhalb des Jahres bis zur jährlichen MOCP und fungiert als revolvierende Kreditfazilität, die bei Inanspruchnahme der von Belgien bereitgestellten MOCP jährlich zurückgezahlt würde.

(127) Die Bedingungen der WCF, die spätestens zum ersten Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs zu marktüblichen Konditionen zu beschaffen ist, sind noch nicht bekannt. Belgien stellte jedoch präziser klar, dass der Zinssatz für die WCF nach derselben Methode festgelegt wird wie für die Gesellschafterdarlehen (siehe Erwägungsgrund 63).

3.3.1.3.4. SDC-Darlehen

(128) Zusätzlich zu der MOCP, die während des gesamten Zehnjahreszeitraums der Laufzeitverlängerung finanzielle Stabilität gewährleistet, wird die belgische Regierung BE-NUC und Luminus in den ersten drei Jahren des LTO-Projekts (Wiederanlaufphase) ein Darlehen zu denselben Bedingungen gewähren. Die Höhe der Darlehen richtet sich nach ihrem Anteil an den LTO-Anlagen und damit nach ihrem jeweiligen Anteil an den Schließungs- und Betriebskosten zum 1. Juli 2025. Wie von Belgien erwähnt, werden die SDC-Darlehen zur Sicherstellung der Liquidität bis 2028 gewährt, da die Betriebskosten aufgrund von LTO-Arbeiten nicht aus dem Cashflow finanziert werden können.

(129) Die SDC-Darlehen, die zu einem festen Zinssatz gewährt werden und gemäß einem festgelegten Tilgungsplan zurückzuzahlen sind, bestehen aus zwei verschiedenen Fazilitäten (d. h. einer pro LTO-Anlage), die jeweils aus zwei Tranchen gebildet werden:

a) Einer Tranche für die Schließungskosten der betreffenden Anlage, die BE-NUC und Luminus vom Datum der vorschriftsmäßigen Schließung bis zum Datum der Wiederinbetriebnahme der betreffenden Anlage entstanden sind: Diese Tranche dient zur Finanzierung und Begleichung der Kosten, die bis zum Datum der Wiederinbetriebnahme für die Instandhaltung der LTO-Anlagen erforderlich sind. Sollten die Kosten für die Schließungszeit höher ausfallen als erwartet, muss der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung sicherstellen, dass die Tranche angepasst wird.

b) Einer Tranche im Zusammenhang mit der Deckung der Betriebskosten und eines Teils der Investitionsausgaben, die bis zum Angleichungsstichtag am 31. Dezember 2028 in Bezug auf die betreffende Anlage anfallen: Diese Tranche ist zur Deckung von operativen Cashflow-Engpässen vor dem 31. Dezember 2028 zu verwenden. Weitere Verluste, die durch unvorhergesehene Ausfälle verursacht werden, sind jedoch durch die MOCP zu decken.

(130) Die Vertragsbedingungen der SDC-Darlehen sind in Erwägungsgrund 96 des Einleitungsbeschlusses dargelegt und wurden nicht geändert. Die SDC-Darlehen sind zu einem Zinssatz von bis zu 6 % und *pari passu* mit den Renditen der Gesellschafter zu tilgen. Was die Methode zur Festlegung des Zinssatzes angeht, erklärt Belgien, dass die Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung sich darauf geeinigt hätten und der Höchstsatz von 6 % der Untergrenze der angestrebten IRR-Spanne von 6 % bis 8 % (unter Berücksichtigung der MPRA) entspreche.

([65]) So wurde beispielsweise Crystal River 3 im Jahr 2013, dreieinhalb Jahre nach der Feststellung eines schwerwiegenden Problems, endgültig geschlossen. Ebenso wurden San Onofre 2 und 3 im Jahr 2013, eineinhalb Jahre nach der Feststellung eines schwerwiegenden Problems, geschlossen.

(131) Wie in Erwägungsgrund 97 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, sollen die SDC-Darlehen voraussichtlich in […] Tranchen von […] bis […] in Höhe von insgesamt [500-700] Mio. EUR in Anspruch genommen und in drei Tranchen von […] bis […] einschließlich der kapitalisierten Zinsen zurückgezahlt werden. Diese Berechnungen und Beträge werden in dem Finanzierungsmodell, das vom Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung im Laufe des Jahres 2025 vor dem Datum der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs genehmigt wird, auf Basis der Kosten für die Verlängerung des Betriebs gemäß den von der belgischen Atomaufsichtsbehörde festgelegten Anforderungen an die nukleare Sicherheit aktualisiert. Diese Kosten werden anhand der von den Auftragnehmern vorgelegten Angebote geschätzt.

(132) Belgien bringt vor, dass die SDC-Darlehen den Gesellschaftern keinen unverhältnismäßigen Vorteil verschaffen würden: Die Risiken, dass die erwarteten Erträge nicht erzielt werden, werden proportional von den Gesellschaftern des Gemeinschaftsunternehmens und dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung getragen, da bei geringeren Gewinnen sowohl der IRR des LTO-Projekts als auch die SDC-Darlehen geringer ausfallen werden. Tatsächlich werden die SDC-Darlehen nur dann nicht (in voller Höhe) zurückgezahlt, wenn das LTO-Projekt nicht genügend Gewinne erzielt, um die Renditen der Investoren zu decken ([66]). Belgien argumentiert daher, dass die SDC-Darlehen für den Anbieter der Vergütungsvereinbarung keine zusätzlichen Risiken über die Risiken der Durchführung und Rentabilität des LTO-Projekts hinaus mit sich bringen würden, da die Fazilität nicht zur Finanzierung der Kapitalausgaben (sondern nur der amortisierten Kapitalkosten der LTO-Verlängerung während der Wiederanlaufphase) verwendet werde.

3.3.1.4. Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung

(133) Die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung sieht vor, dass Electrabel für BE-NUC folgende Leistungen erbringen muss:

a) „LTO-Dienstleistungen“: ab dem Abschlussdatum der Transaktion die Arbeiten und Dienstleistungen, die erforderlich sind, um die Betriebsdauer jeder LTO-Anlage um zehn Jahre zu verlängern.

b) „Betriebs- und Instandhaltungsdienstleistungen“: ab dem Ende der ursprünglichen rechtlichen Laufzeit jeder LTO-Anlage die Dienstleistungen zum Betrieb und zur Instandhaltung der LTO-Anlagen, der gemeinsamen Systeme und der gemeinsamen Vermögenswerte, soweit diese im Zusammenhang mit den LTO-Anlagen genutzt werden (einschließlich Abfallentsorgungsdienste).

(134) Bestimmte Dienstleistungen sind ausdrücklich von der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung ausgenommen, darunter Dienstleistungen, Arbeiten oder Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau der LTO-Anlagen, für die weiterhin Electrabel zuständig ist (siehe Abschnitt 3.3.2.4.).

(135) Gemäß Artikel 12.1 der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung und vorbehaltlich bestimmter Anpassungen und Ausnahmen zahlt BE-NUC an Electrabel 89,807 % (entsprechend dem Anteil von Luminus von 10,193 % an den LTO-Anlagen) aller Kosten, die bei der Erbringung der LTO-Dienstleistungen und Betriebs- und Instandhaltungsdienstleistungen entstehen, zuzüglich der entsprechenden Marge, die sich wie folgt zusammensetzt:

— [0-5] % für Versicherungskosten und Steuern

— [0-5] % für Waren und Dienstleistungen, die von Mitgliedern der Engie-Gruppe geliefert und erbracht werden

— [10-20] % für alle anderen Kosten.

(136) Belgien erklärt, dass die Margenhöhen mit denen abgestimmt sind, die im Rahmen der LTO-Partnerschaftsvereinbarung mit Luminus (die selbst eine breite Palette von Dienstleistungen umfasst, unter anderem auch Betriebs- und Instandhaltungsdienstleistungen) gelten. Die ursprüngliche Vereinbarung über ähnliche Dienstleistungen für einen Dritten, Luminus, die am 26. Juni 2003 geschlossen und am 13. Dezember 2023 bestätigt wurde, ist ein relevanter Bezugspunkt für die Auffassung, dass die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung die marktüblichen Kosten für den Betrieb von Kernkraftwerken widerspiegelt. Darüber hinaus argumentiert Belgien, dass die von Electrabel getragenen finanziellen Risiken höher seien als im Rahmen der Partnerschaftsvereinbarung mit Luminus, da gemäß der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung die Marge von Electrabel im Fall von (nicht entschuldbaren) Kostenüberschreitungen (d. h. Kosten, die nicht in dem von Electrabel vorgeschlagenen und von den Parteien validierten Budget enthalten sind) und im Fall einer über ein Ziel hinausgehenden Nichtverfügbarkeit der Anlage geringer ausfalle.

(137) Darüber hinaus macht Belgien geltend, dass die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung bestimmte Kostenkontrollen vorsehe, darunter das Recht von BE-NUC, die Berechnung der Gebühren und die Erbringung der Dienstleistungen durch Electrabel zu prüfen und eine Benchmark-Überprüfung der von Electrabel für technische verbundene Dienstleistungen berechneten Preise zu verlangen.

([66]) Dies wäre nur dann der Fall, wenn über mehrere Jahre hinweg erhebliche Ausfälle auftreten würden, z. B. wenn die Verfügbarkeit in jedem Jahr von 2029 bis 2035 unter 60 % liegen würde.

(138) Schließlich wird Electrabel als (alleiniger) Betreiber der LTO-Anlagen und Dienstleister für BE-NUC im Rahmen der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung einen Anreiz zur Erreichung der technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der LTO-Anlagen erhalten. Im Rahmen der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung gilt insbesondere Folgendes:

a) Electrabel ist zur Zahlung einer pauschalen Entschädigung verpflichtet, wenn die Verfügbarkeit der LTO-Anlagen während eines Vertragsjahres weniger als [90-100] % beträgt (ausgenommen LTO-Ausfälle, normale Ausfälle und entschuldbare Ereignisse). Infolge der Zahlung dieser pauschalen Entschädigung verringert sich die von Electrabel für das betreffende Vertragsjahr erzielte Marge in einer gleitenden Skala von [10-20] % auf [0-5] %.

b) Im Falle von Kostenüberschreitungen hat Electrabel keinen Anspruch auf eine entsprechende Marge in Höhe der Kostenüberschreitung, mit Ausnahme von begründeten Kostenüberschreitungen.

c) Im Falle von Kostenüberschreitungen während der Wiederanlaufphase werden Strafen auf die Marge von Electrabel erhoben (bis zu [50-60] % bei der Marge auf die Betriebs- und Instandhaltungsdienstleistungen und bis zu [70-80] % bei der Marge auf die LTO-Dienstleistungen).

(139) Belgien kommt daher zu dem Schluss, dass die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung auf die Deckung der entstandenen Kosten beschränkt ist und dass die finanziellen Bedingungen der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung marktüblichen Bedingungen entsprechen.

3.3.1.5. Vereinbarung über Energiemanagementdienstleistungen (EMSA)

(140) Obwohl BE-NUC der technische Eigentümer von 89,807 % des von den LTO-Anlagen erzeugten Stroms sein wird (die restlichen 10,193 % befinden sich im Eigentum von Luminus), überträgt BE-NUC das Eigentum an diesem Strom auf den Energiemanager, der sie verkauft ([67]). Zu diesem Zweck wird BE-NUC eine EMSA mit einem Partner schließen, der den Strom von BE-NUC kauft und diese dann verkauft.

(141) In der EMSA sind die wesentlichen Bedingungen und die Risikoverteilung geregelt. Sie enthält zudem eine detaillierte Beschreibung der BIS sowie der Rolle des Energieverkaufsmanagers („EMSA-Partner“) in diesem Zusammenhang innerhalb der festgelegten Parameter. Der im Rahmen der EMSA benannte EMSA-Partner ist Käufer und Eigentümer des Anteils von BE-NUC an des von den LTO-Anlagen erzeugten Stroms und unterliegt einer vorab festgelegten BIS. Die BIS kann von Zeit zu Zeit nach einem in der Vergütungsvereinbarung festgelegten Verfahren überprüft und geändert werden. Die belgische Regierung (BE-WATT) kann in ihrer Eigenschaft als Vertragspartnerin der Vergütungsvereinbarung die BIS in dem Umfang vorschreiben, in dem die in der Vergütungsvereinbarung festgelegten Bedingungen der BIS erfüllt sind. Der EMSA-Partner hat in dieser Angelegenheit eine beratende Funktion.

(142) Um den erzeugten Strom wettbewerbsorientiert und transparent auf den Stromgroßhandelsmarkt zu bringen, haben Electrabel und der belgische Staat vereinbart, eine öffentliche Ausschreibung für diese Dienstleistungen durchzuführen, um Transparenz und Wettbewerb zu gewährleisten (siehe Abschnitt 3.3.1.5.1.). Für das Ausschreibungsverfahren gelten das Gesetz über die Vergabe öffentlicher Aufträge sowie alle zugehörigen erforderlichen Schutzbestimmungen.

3.3.1.5.1. Ausschreibungsverfahren

(143) Belgien bringt vor, dass das Ausschreibungsverfahren freiwillig gemäß dem belgischen Gesetz über die öffentlichen Aufträge vom 17. Juni 2016 und dem Königlichen Erlass vom 18. Juni 2017 über die Vergabe öffentlicher Aufträge in den Sonderbereichen durchgeführt werde ([68]).

([67]) Luminus ist Eigentümer seines Anteils (10,193 %) an dem von den LTO-Anlagen erzeugten Strom. Luminus verwaltet den Verkauf des Stroms unabhängig und unterliegt nicht der EMSA, deren Zweck darin besteht, den Anteil von BE-NUC an der Produktion der LTO-Anlagen zu verkaufen.

([68]) Loi relative aux marches publics. Abrufbar unter: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Das Gesetz vom 17. Juni 2016 für öffentliche Aufträge setzt die Richtlinie 2014/25/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 über die Vergabe von Aufträgen durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/17/EG um.

(144) Der EMSA-Auftrag wird im Rahmen eines Verhandlungsverfahrens mit vorherigem Aufruf zum Wettbewerb ([69]) vergeben, was im Versorgungssektor ein Standardverfahren darstellt. Die Ausschreibung wurde auf den einschlägigen belgischen ([70]) und EU-Plattformen ([71]) veröffentlicht, sodass alle potenziellen Bewerber am Ausschreibungsverfahren teilnehmen können.

(145) Angesichts der Bedeutung der ausgeschriebenen Dienstleistung und der Sensibilität aus wettbewerblicher Sicht hat Belgien zusätzliche Bestimmungen und Schutzmaßnahmen eingeführt, um sicherzustellen, dass die Ziele der EMSA erreicht und die erwarteten Dienstleistungen angemessen erbracht werden:

a) Vor der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen wurde am 3. September 2024 (bis zum 2. Oktober 2024) ein Auskunftsersuchen zur EMSA eingeleitet, um von den Marktteilnehmern Meinungen zu mehreren Themen im Zusammenhang mit der EMSA einzuholen ([72]). Mit dem Auskunftsersuchen wurden zwei Hauptziele verfolgt: i) frühzeitige Ankündigung des bevorstehenden Ausschreibungsverfahrens, um interessierten Bewerbern ausreichend Zeit für die Vorbereitung ihrer Teilnahme zu geben ([73]) und für zusätzliche Transparenz zu sorgen; ii) die Ergebnisse des Auskunftsersuchens werden gegebenenfalls bei der Ausarbeitung der Ausschreibungsunterlagen berücksichtigt. Dies unterstützt BE-NUC dabei, eine optimierte, markterprobte Ausschreibung zu erstellen, die Kriterien klarer zu formulieren und sicherzustellen, dass alle festgelegten Bedingungen und Kriterien nicht diskriminierend sind. Das Auskunftsersuchen ergab beispielsweise, dass keine separaten Ausschreibungen für jede LTO-Anlage durchgeführt werden sollten, sondern dass diese als Paket ausgeschrieben werden können.

b) Am 11. Dezember 2024 wurde ein Aufruf zur Interessenbekundung veröffentlicht, in dem die interessierten Parteien aufgefordert wurden, bis zum 13. Januar 2025 ihr Interesse an der Teilnahme an der Ausschreibung zu bekunden. Auf Antrag mehrerer Parteien wurde die Einreichungsfrist bis zum 3. Februar 2025 verlängert, um einen hinreichenden Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren zu gewährleisten. Anschließend werden interessierte Parteien aufgefordert, ihre Angebote auf der Grundlage der künftigen Vertragsunterlagen (einschließlich der geänderten Vergütungsstruktur, wie in Abbildung 3 erläutert) einzureichen. Belgien erklärt, dass die detaillierte Beschreibung der ausgeschriebenen Dienstleistungen es dem Land ermögliche, ein einziges Vergabekriterium auf der Grundlage des Preises festzulegen. Da der Auftrag im Rahmen eines Verhandlungsverfahrens vergeben wird, kann der öffentliche Auftraggeber nach Einreichung der Angebote durch die Bewerber auf die Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen (einschließlich des Entwurfs des EMSA-Vertrags und aller Begleitdokumente) die Bewerber auffordern, ein besseres Angebot einzureichen, um das wettbewerbsfähigste Ergebnis zu erzielen.

(146) Darüber hinaus trägt Belgien vor, dass die Ausschreibung eine Reihe von Auswahlkriterien enthalte, mit denen sichergestellt werde, dass alle Bieter die Voraussetzungen hinsichtlich der Professionalität und der für eine ordnungsgemäße Ausführung der EMSA erforderlichen Infrastruktur erfüllten. Diese Qualifikationskriterien sind jedoch so weit wie möglich begrenzt und beziehen sich jeweils auf eine notwendige Anforderung für die beabsichtigten Dienstleistungen, um einen größtmöglichen Wettbewerb während der Ausschreibung zu gewährleisten.

(147) Im Vergleich zu den Informationen, die der Kommission zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses zur Verfügung standen, legte Belgien weitere Einzelheiten zu den Qualifikationskriterien vor. Der Bieter (oder, für die ersten vier unten beschriebenen Kriterien, unter Rückgriff auf die Kapazitäten einer anderen Stelle) muss:

a) mindestens zwei Referenzen über Erfahrungen (mit mindestens einjähriger Tätigkeit) im Energiemanagement eines Portfolios von thermischen oder nuklearen Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von mindestens 1 000 MW (d. h. unter Berücksichtigung aller Referenzen) vorweisen, die sich in Ländern der Europäischen Union, im Vereinigten Königreich oder in den EFTA-Ländern befinden ([74]),

([69]) Im Einklang mit Artikel 120 des belgischen Gesetzes vom 17. Juni 2016 über die öffentlichen Aufträge.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen / Bulletin des Adjudications.
([71]) Supplement zum *Amtsblatt der Europäischen Union*.
([72]) Zu diesen Themen gehören unter anderem das Risikoprofil, Garantien in Bezug auf die Gegenpartei und das Gegenparteirisiko, der Preismechanismus, Zahlungsbedingungen, Rechnungsstellungshäufigkeit und Verzugszinsen, die BIS, interne Portfolioreserven, die Aufteilung der Ausschreibung in zwei Lose (eines pro Kraftwerksanlage), die Kredit- und damit verbundene Garantiestruktur sowie das Pooling des Bilanzkreisverantwortlichen.
([73]) Der belgische Staat hat aktiv die einschlägigen Marktteilnehmer ermittelt, die er kontaktieren und zur Teilnahme an dem Auskunftsersuchen sowie an der anschließenden Ausschreibung ermutigen möchte.
([74]) Das Kriterium einer Gesamtleistung von 1 000 MW stellt sicher, dass die qualifizierten/ausgewählten Teilnehmer finanziell in der Lage sind, die zugewiesenen Aufträge im Umfang von 1 000 bis 2 000 MW zu erfüllen.

b) mindestens zwei Referenzen im Energiemanagement (mindestens ein Betriebsjahr) von Anlagen zur thermischen oder nuklearen Erzeugung vorweisen. Jede Referenz bezieht sich auf eine Anlage mit einer Leistung von mindestens 350 MW, die sich in Ländern der Europäischen Union, im Vereinigten Königreich oder in den EFTA-Ländern befinden muss ([75]),

c) mindestens eine Referenz im Bereich Energiemanagement (mit mindestens einjähriger Betriebsdauer) für einen Dritten mit einer Erzeugungskapazität von mindestens 350 MW für eine Produktionsanlage in Ländern der Europäischen Union, im Vereinigten Königreich oder in den EFTA-Ländern vorweisen ([76]),

d) im Rahmen einer Bonitätsbewertung als „Investment Grade" eingestuft worden sein, was bedeutet, dass er von einer der folgenden Ratingagenturen (oder einer gleichwertigen Agentur) eine der folgenden Bonitätsbewertungen erhalten hat: i) Fitch: mindestens BBB-, ii) S&P: mindestens BBB-, iii) Moody's: mindestens Baa3 ([77]), und

e) bei mindestens einem in Belgien tätigen nominierten Strommarktbetreiber („Nemo") aktives Mitglied für den Stromhandel sein ([78]).

(148) Während der Laufzeit des EMSA-Vertrags gelten unter anderem folgende Bedingungen für den EMSA-Partner:

a) Er muss einen Vertrag über einen Bilanzkreisverantwortlichen in Belgien mit Elia geschlossen haben.

b) Er muss über eine Bonitätsbewertung verfügen, die als „Investment Grade" eingestuft ist, was bedeutet, dass er von einer der folgenden Ratingagenturen (oder einer gleichwertigen Agentur) eine der folgenden Bonitätsbewertungen erhalten hat: i) Fitch: mindestens BBB-, ii) S&P: mindestens BBB-, iii) Moody's: mindestens Baa3.

c) Er muss aktives Mitglieds in mindestens einem in Belgien tätigen Nemo im Bereich des Stromhandels sein.

(149) In Bezug auf den Zeitplan der Ausschreibung erklärt Belgien, dass es bestrebt sei, die Ausschreibung rechtzeitig, spätestens jedoch bis zum 15. Mai 2025 abzuschließen, damit der EMSA-Partner genügend Zeit hätte, die erforderlichen Vorbereitungen vor der Wiederinbetriebnahme der LTO-Anlagen zu treffen.

(150) Die ausgeschriebenen Dienstleistungen umfassen in Bezug auf die Kraftwerksanlagen unter anderem i) „Repräsentationsdienstleistungen bei Termingeschäften und realisierten Kraftwerksanlagen", ii) „Dienstleistungen zur Optimierung und zum Betrieb von Day-Ahead- (DA) und Intraday- (ID) Handelsgeschäften", iii) Dienstleistungen im Zusammenhang mit marktregulatorischen Verpflichtungen, iv) Vertragsdienstleistungen im Zusammenhang mit belgischen ÜNB und v) Handel, Marktzugang und Marktanalyse. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit der verschiedenen aufgeführten Aufgaben und der gängigen Marktpraxis, diese Dienstleistungen in einem einzigen kommerziellen Vertrag zusammenzufassen, um die betriebliche Effizienz zu gewährleisten, werden diese Dienstleistungen in einer einzigen EMSA-Dienstleistungsdefinition zusammengefasst.

3.3.1.5.2. Verkauf des LTO-Stroms und Vergütung des EMSA-Partners

(151) Belgien hat klargestellt, dass der EMSA-Partner nicht als Vertreter oder im Namen von BE-NUC handelt, sondern den gekauften Strom verkauft, da er dessen Eigentümer ist. Darüber hinaus erhält der EMSA-Partner im geänderten CfD-Modell die Entscheidungsbefugnis über wirtschaftsbedingte Modulationen, um Anreize für eine effiziente Nutzung der begrenzten Modulationsmöglichkeiten zu schaffen und besser auf Marktsignale reagieren zu können (siehe Erwägungsgrund 153 ff.).

([75]) Der Umgang mit wichtigen, einzelnen Fehlerquellen im Markt erfordert eine spezifische operative Struktur mit entsprechend geschultem Personal. Bei einem Standardansatz für kleinere, dezentralisierte Anlagen wird ein Dispatcher bei Auftreten eines Problems lediglich angewiesen, die fehlende Menge so schnell wie möglich auf dem Intraday-Markt zu beschaffen. Ein solcher Ansatz ist jedoch für größere Anlagen nicht geeignet.

([76]) Mit diesem Kriterium wird sichergestellt, dass die Gegenpartei in der Lage ist, Geschäfte für einen Dritten durchzuführen, und über einen soliden vertraglichen Rahmen verfügt.

([77]) Das Kriterium wird eingeführt, um eine relativ starke Kapazität des EMSA-Partners für die Zahlung seiner finanziellen Verpflichtungen zu gewährleisten.

([78]) Die Mitgliedschaft in einem Nemo (Epexspot und Nord Pool in Belgien), d. h. einer mit dem Betrieb der integrierten Day-Ahead- und Intraday-Strommärkte beauftragten Organisation, gewährleistet den Zugang zu den Strommärkten. Dieses Kriterium gewährleistet, dass der Bewerber rechtzeitig Zugang zu den Handelsmärkten erhält und über ausreichende und aktuelle Erfahrungen hinsichtlich der Funktionsweise des europäischen Marktes verfügt.

(152) Belgien erklärt, dass die Abrechnung zwischen dem EMSA-Partner und BE-NUC auf dem DAM beruhe, um das Basisrisiko für BE-NUC zu begrenzen, da dies in Verbindung mit der Differenzzahlung von BE-NUC über einen CfD, bei dem der MRP dem DAM-Preis entspricht, bedeute, dass BE-NUC den Ausübungspreis erhält (siehe Abschnitt 3.3.1.3.2.) ([79]). Belgien bestätigt, dass es dem EMSA-Partner freisteht, auf dem Markt seiner Wahl zu handeln, und dass er nicht verpflichtet ist, ein Angebot auf dem DAM abzugeben.

(153) Wie in Abschnitt 2.1. und Erwägungsgrund 109 erläutert, wurde die Vergütung des EMSA-Partners angepasst, um Anreize für eine optimale Nutzung der begrenzten Anzahl zulässiger Modulationen zu schaffen, da die LTO-Anlagen auf 30 Modulationen pro Zyklus begrenzt sind und daher technisch und regulatorisch nicht in der Lage sind, ihre Leistung zu einem beliebigen Zeitpunkt zu ändern. Anstelle einer bloßen Festgebühr (die im Rahmen der Ausschreibung festgelegt wird) umfasst die geänderte Vergütungsformel auch eine variable Gebühr (die auf einer vorab festgelegten Formel basiert und von der Modulations- und Korrekturausgleichszahlung abhängt). Durch diese Vergütung partizipiert der EMSA-Partner an einem Teil der potenziellen Mehreinnahmen aus der Modulation bei negativen Preisen (sowie an einem Teil der potenziellen Mindereinnahmen aus der Modulation bei positiven Preisen, falls solche entstehen), während er gleichzeitig direkt den unten beschriebenen Bilanzkreisabweichungs- und Intraday-Kosten ausgesetzt ist. Daher setzt sich die variable Gebühr aus einem festen prozentualen Anteil („Alpha“) der Erlöszuwächse, die eine Modulation der DA-Geschäfte auslösen, und einem differenzierten prozentualen Anteil („Beta“) der Intraday- und Bilanzkreisabweichungskosten und -erlöse, d. h. den Korrekturausgleichszahlungen (die Mehreinnahmen aus der Auslösung einer Modulation der ID-Geschäfte umfassen können), zusammen, wobei Folgendes gilt:

a) Der Alpha-Betrag wird vorab auf 20 % festgelegt. Der Alpha-Wert ist hoch genug, um ausreichende Anreize für optimale Modulationsentscheidungen zu schaffen, aber nicht zu hoch, um risikoscheue Ausschreibungsteilnehmer abzuschrecken.

b) Die Einnahmen aus der Modulation werden nachträglich berechnet als Produkt aus dem zurückgekauften Volumen auf dem DAM für die Modulation und der Differenz zwischen Null und dem DAM-Preis.

c) Der Beta-Betrag wird differenziert, aber auch vorab festgelegt und spiegelt die finanzielle Haftung des EMSA-Partners als Bilanzkreisverantwortlicher im Falle von Bilanzkreisabweichungen wider. In diesem Zusammenhang argumentiert Belgien, dass die Reaktoren relativ alt seien und dass die für das LTO-Projekt und die Modulationen erforderlichen Arbeiten das Risiko ungeplanter Abschaltungen, die zu Bilanzkreisabweichungen führen, erhöhen könnten. Darüber hinaus würden die Anlagen besonders hohen Sicherheitsanforderungen unterliegen, was das Risiko von Abschaltungen weiter erhöhe. Gleichzeitig seien die belgischen Intraday- und Regelenergiemärkte zwar zunehmend in benachbarte Märkte integriert, jedoch im Vergleich zur Größe der beiden Reaktoren nach wie vor relativ klein. Infolgedessen verringere jede Abschaltung die Chance des Bilanzkreisverantwortlichen, Gegenparteien zu finden, um die Auswirkungen der Abschaltung abzumildern, und das Risiko von Preisspitzen infolge der Abschaltung würde sich unverhältnismäßig erhöhen. Daher argumentiert Belgien, dass der Beta-Wert je nach Art und Auswirkung des Ereignisses, das zu einer Bilanzkreisabweichung führt, unterschiedlich sein sollte, während gleichzeitig angemessene Anreize für den EMSA-Partner (als Bilanzkreisverantwortlichen) zur Minderung von Bilanzkreisabweichungen aufrechterhalten werden sollten ([80]). Der EMSA-Partner ist jedoch weiterhin in vollem Umfang finanziell allen Bilanzkreisabweichungen ausgesetzt, die sich hauptsächlich aus Abweichungen der Leistung gegenüber der prognostizierten Leistung oder aus Handelsfehlern ergeben.

d) Die Korrekturabrechnung ist die Summe der Intraday- und Ausgleichszahlungen, und der Beta-Wert gilt für beide. Zu einer bestimmten Stunde kann er positiv und/oder negativ sein.

([79]) Energiemanager nutzen Systeme zur Erfassung von Geschäften und zur Positionsverwaltung, um Arbeitsabläufe zu optimieren, darunter Prognosen, Optimierungen, Auktionsgebote, Echtzeit-Disposition und Transaktionsabwicklung. Diese Systeme protokollieren insbesondere alle Transaktionen zwischen BE-NUC und dem EMSA-Partner sowie marktbezogene Verkäufe und Handelsgeschäfte mit dem ÜNB. Die aufgezeichneten Daten werden über ein Abwicklungsmodul verarbeitet, das Transaktionsvolumina unter Verwendung vordefinierter vertraglicher Formeln in finanzielle Abrechnungen umwandelt. Die vom System generierten Erklärungen werden elektronisch an BE-NUC zur Überprüfung übermittelt. BE-NUC kann dies überprüfen und gegebenenfalls Anpassungen verlangen.

([80]) Konkret beträgt der Beta-Wert 100 % bei der „Basislasterzeugung“, 20 % in Situationen der „wirtschaftsbedingten Modulation“, d. h. bis zu 30 Mal pro Jahr, und 8 % bei ungeplanten Abschaltungen, d. h. bei außergewöhnlichen Ereignissen mit erheblichen Auswirkungen, die in der Regel weniger als einmal pro Jahr und pro Anlage stattfinden.

Abbildung 3

Geänderte EMSA-Vergütungsformel

Vergütung des EMSA-Partners = Festgebühr + variable Gebühr

Variable Gebühr = Alpha*Mehreinnahmen + Beta*Korrekturabrechnung
Mehreinnahmen = Rückkaufsvolumen * (0 — DA-Preis)
Korrekturabrechnung = Intraday- und Bilanzkreisabweichungskosten oder -einnahmen

(154) Die in Abbildung 3 dargestellte Formel gilt für das gesamte Volumen während der Modulation, auch wenn die Modulation erfolgt, wenn die Preise positiv sind (z. B. während der Ramp-Up- und Ramp-Down-Phase) und nicht nur in Zeiten negativer Preise ([81]). Die variable Gebühr wird von BE-NUC im Rahmen der EMSA gezahlt, diese Kosten und/oder Einnahmen werden jedoch im Rahmen der Vergütungsvereinbarung an BE-WATT weitergereicht.

(155) Belgien zufolge wird der EMSA-Partner durch die geänderte Vergütungsformel unter anderem dazu angeregt, wirtschaftsbedingte Modulationen optimal und über den gesamten Day-Ahead- und Intraday-Zeitraum hinweg zu nutzen und die Intraday- und Bilanzkreisabweichungskosten zu senken. Belgien weist darauf hin, dass die Alpha- und Beta-Parameter ausgewählt wurden, um ein effizientes Funktionieren des Marktes zu gewährleisten und gleichzeitig risikoscheue Ausschreibungsteilnehmer nicht abzuschrecken.

(156) Die geänderte Vergütungsformel wird sich auf das Gebotsverhalten der Ausschreibungsteilnehmer in Bezug auf die Festgebühr auswirken. Die Bieter werden in ihren Geboten die erwarteten Aufwärtseffekte der Modulation (Optionswert) sowie die Kosten und potenziellen Einnahmen im Zusammenhang mit Intraday- und Bilanzkreisabweichungszahlungen berücksichtigen. Belgien erklärt, dass in den Ausschreibungsunterlagen die Vergütungsstruktur (Anreizstruktur) erläutert werde, sodass das Auf- bzw. Abwärtspotenzial der geänderten Vergütungsformel für die Bieter transparent sei. Belgien wird die Angemessenheit der (modifizierten) Vergütungsformel des EMSA-Partners sowie die Marktkonformität und Effizienz der Anreize, die sie auf den verschiedenen Märkten bietet, bewerten. Die Bewertung erfolgt spätestens zwei Jahre nach Inbetriebnahme, damit der Vertrag rechtzeitig überarbeitet oder eine neue Ausschreibung organisiert werden kann, was nach 3,5 Jahren möglich ist ([82]). Um jedoch angemessene Anreize für den EMSA-Partner zu erhalten, ist lediglich eine Aufwärtskorrektur der Alpha- und Beta-Parameter möglich ([83]).

(157) Belgien argumentiert, dass die Anpassung der EMSA-Vergütung die Anreize des EMSA-Partners, der über die Entscheidungsbefugnis hinsichtlich der wirtschaftsbedingten Modulation verfügt (vorbehaltlich der endgültigen Entscheidung des Betreibers, z. B. im Falle von Sicherheits- oder Regulierungsbedenken), an die Marktsignale angleiche und damit den diesbezüglichen Bedenken der Kommission Rechnung trage. Gleichzeitig erhalte der EMSA-Partner angemessene Anreize, um seine Aufgabe als Bilanzkreisverantwortlicher zu erfüllen, ohne vollständig von Bilanzkreisabweichungen abhängig zu sein, die außerhalb seiner Kontrolle liegen. Darüber hinaus erklärt Belgien, dass es einen kontinuierlichen und genauen Informationsaustausch (einschließlich regelmäßiger Aktualisierungen der Verfügbarkeit, der technischen Fähigkeiten usw. der LTO-Anlagen) zwischen BE-NUC, dem Betreiber kerntechnischer Anlagen und dem EMSA-Partner geben werde, um fundierte Entscheidungen über die wirtschaftsbedingte Modulation durch den EMSA-Partner zu ermöglichen, der dadurch für effiziente Entscheidungen gut gerüstet sein werde.

([81]) Dies hängt mit den technischen Zwängen im Zusammenhang mit Modulationen zusammen (siehe Erwägungsgrund 13).

([82]) Die EMSA kann von BE-NUC nach Ablauf von 3,5 Jahren (42 Monaten) ab dem Wiederinbetriebnahmezeitpunkt des ersten Kernkraftwerks einseitig gekündigt werden. BE-NUC kann nach einer neuen Ausschreibung zu anderen Bedingungen eine neue Vereinbarung schließen.

([83]) Die Bewertung der Alpha- und Beta-Parameter wird auf folgender Grundlage vorgenommen: i) einer Bewertung der Teilnahme an der Ausschreibung und des Ergebnisses (Indikatoren können sein: Anzahl und Art der Bieter, Ergebnis der Ausschreibung in Bezug auf Preis/Kosten usw.), ii) einer Bewertung der (Nicht-)Modulationsentscheidungen einschließlich der (finanziellen) Folgen für die Beteiligten unter Berücksichtigung der (erwarteten und realisierten) Marktbedingungen und der operativen/Modulationsbeschränkungen und iii) einer Bewertung der Handelsentscheidungen auf dem DA- und Intraday-Markt sowie der daraus resultierenden Bilanzkreisabweichungen im Bereich des Bilanzkreisverantwortlichen. Die dieser Bewertung zugrunde liegenden Informationen basieren auf Daten, die während der Laufzeit des EMSA-Vertrags vom EMSA-Partner erhoben wurden, sowie auf Daten des Betreibers Electrabel, die über BE-NUC und die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung bereitgestellt wurden, und allen relevanten öffentlichen/marktbezogenen Informationen zu den oben genannten Punkten.

(158) Belgien bestätigt auch, dass der Vertragspartner des CfD (BE-WATT) eine Risikomanagementstrategie für seine offene Position entwickeln wird, wie dies rechtlich vorgesehen ist, und dass deren Umsetzung zur Liquidität auf den Terminstrommärkten beitragen wird (siehe Erwägungsgrund 99). Die Annahme der Strategie erfolgt vorbehaltlich einer Empfehlung der Regulierungsbehörde, die auch eine Bewertung der Auswirkungen der Strategie auf die relevanten Strommärkte umfasst.

3.3.1.5.3. Zusätzliche Schutzmaßnahmen in Bezug auf den Energiemanager

(159) Der EMSA-Partner wird grundsätzlich im Rahmen einer transparenten, offenen Ausschreibung ausgewählt (siehe Abschnitt 3.3.1.5.1.). Die Handelsgesellschaft GEMS (Global Energy Management & Sales) von Engie, ein vom Geschäftsbereich Kernenergie verwaltungstechnisch unabhängiger Geschäftsbereich der Engie-Gruppe, kann ebenfalls an der Ausschreibung teilnehmen. Für den Fall, dass GEMS am Ausschreibungsverfahren teilnimmt, wurden besondere Bestimmungen und Maßnahmen vorgesehen, um ein faires Verfahren zu gewährleisten.

(160) Belgien erklärt, dass ausreichende Maßnahmen ergriffen und umgesetzt werden, um potenzielle Interessenkonflikte wirksam zu erkennen und zu verhindern. Diese Maßnahmen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

a) Das Auskunftsersuchen gab den Marktteilnehmern Gelegenheit zur Stellungnahme, und alle interessierten Parteien konnten in diesem Zusammenhang verschiedene Bedingungen und Vorschläge unterbreiten, um sicherzustellen, dass die Ausschreibung keine Hindernisse enthält, die einen interessierten Teilnehmer gegenüber GEMS (oder einem Unternehmen der Engie-Gruppe) benachteiligen könnten. Electrabel (oder ein Unternehmen der Engie-Gruppe) ist nicht an der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen („Ausschreibungsunterlagen mit ausführenden Angaben“) im Anschluss an die (Ergebnisse des) Auskunftsersuchens beteiligt und wird dies auch nicht sein.

b) Sollte GEMS während des Ausschreibungsverfahrens, auch als Unterauftragnehmer oder in anderer Eigenschaft, daran teilnehmen, sind Electrabel (oder ein Unternehmen der Engie-Gruppe) und ihre Direktoren oder Bevollmächtigten von der Teilnahme an einer BE-NUC-Entscheidung und/oder von Beratungen über das Angebot (z. B. der Auswahlentscheidung und der Zuschlagsentscheidung) ausgeschlossen.

c) Insgesamt wurden und werden innerhalb der Organisation von Electrabel strenge Informationsbarrieren und ethische Grenzen zwischen den Personen, die für die Abgabe von Angeboten bei GEMS verantwortlich sind, und den Personen, die an der Verwaltung von BE-NUC beteiligt sind, eingerichtet. Für den Fall, dass GEMS im Rahmen eines erfolgreichen Ausschreibungsverfahrens letztlich als EMSA-Partner gewählt wird, werden dieselben Schutzmaßnahmen umgesetzt.

d) Wird GEMS als EMSA-Partner ausgewählt, unterliegt es denselben Verpflichtungen wie ein Bilanzkreisverantwortlicher und EMSA-Vertragspartner sowie denselben Marktanreizen wie jeder andere Bewerber. Insbesondere wird GEMS als EMSA-Partner sowohl eine feste als auch eine variable Vergütung erhalten, die Anreize für eine marktkonforme Optimierung der Modulationsmöglichkeiten und der Einnahmen aus dem Verkauf von Strom bietet. Darüber hinaus handelt GEMS als Partei im Rahmen eines von der BIS genau festgelegten Mandats, von dem das Unternehmen nicht abweichen darf. Mit diesen Schutzmaßnahmen wird sichergestellt, dass GEMS, falls es die EMSA-Ausschreibung erhält, wie jeder andere Teilnehmer an der EMSA-Ausschreibung tätig wird und — durch die Einrichtung der EMSA-Vereinbarung und die geänderte Vergütungsformel — Anreize erhält, entsprechend den Marktsignalen zu handeln.

(161) Wenn im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens kein geeigneter Bewerber ausgewählt werden kann und keine EMSA rechtzeitig, spätestens jedoch bis zum 15. Mai 2025, abgeschlossen wurde, übernimmt GEMS vorübergehend die EMSA-Dienstleistungen. Diese Dienstleistungen werden gemäß den zwischen den Parteien zu vereinbarenden Bedingungen während eines begrenzten Zeitraums erbracht, damit BE-NUC die EMSA im Rahmen eines anderen Ausschreibungsverfahrens vergeben kann. Im Falle eines erfolgreichen Ausschreibungsverfahrens übernimmt der erfolgreiche Bewerber die Erbringung der EMSA-Dienstleistungen von GEMS, sobald der entsprechende Zeitraum abgelaufen ist, in dem GEMS diese Dienstleistungen erbracht hat. Die Anzahl der erneuten Ausschreibungen ist nicht beschränkt.

(162) Belgien führt an, dass diese Regelung erforderlich und angemessen sei, um die Kontinuität der öffentlichen Dienstleistung (d. h. den Verkauf des von den Kernkraftwerken erzeugten Stroms) zu gewährleisten, diese Lösung sei jedoch zeitlich und auf das erforderliche Minimum beschränkt.

(163) Abschließend erklärt Belgien, es werde sicherstellen, dass BE-NUC die Rechtsvorschriften und Grundsätze für die Vergabe öffentlicher Aufträge strikt einhalten werde. Der umfassende Konsultationsprozess biete zusätzliche Garantien dafür, dass die Beschaffung von Dienstleistungen im Rahmen eines wettbewerbsorientierten, transparenten, diskriminierungsfreien und bedingungsfreien Ausschreibungsverfahrens erfolgt. Belgien ist daher der Ansicht, dass jegliches Risiko einer Marktabschottung und anderer potenziell wettbewerbswidriger Praktiken durch Engie vermieden wird und dass alle Maßnahmen und Schutzvorkehrungen getroffen wurden, um sicherzustellen, dass ein unabhängiger EMSA-Partner ausgewählt wird. Nur im Ausnahmefall würde GEMS diese Dienste vorübergehend anbieten, was erforderlich und angemessen sei, um die Kontinuität der öffentlichen Dienstleistungen zu gewährleisten.

3.3.1.6. Sonstige Teilmaßnahmen

(164) Bei zwei weiteren Teilmaßnahmen, die Teil der Transaktion sind, handelt es sich um die ASA zwischen Electrabel und BE-NUC und eine Vereinbarung über Entschädigungsregelungen für Kostendeckungsverluste für den Fall, dass die Vereinbarung nicht zustande kommt. Diese Teilmaßnahmen wurden in den Abschnitten 3.3.10. und 3.3.11. des Einleitungsbeschlusses erläutert.

3.3.2. *Komponente 2: Begrenzung der Haftung des Betreibers kerntechnischer Anlagen für die langfristige Lagerung und Endlagerung von radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen*

3.3.2.1. Allgemeine Grundsätze der Entsorgung radioaktiver Abfälle

(165) Wie in Erwägungsgrund 121 des Einleitungsbeschlusses erläutert, beruht der Rechtsrahmen für radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente in der EU auf den folgenden zwei Grundprinzipien: i) dem Verursacherprinzip ([84]) und ii) der letztendlichen Verantwortung der Mitgliedstaaten (einschließlich der finanziellen Verantwortung) für die verantwortungsvolle und sichere Behandlung (einschließlich der Entsorgung) abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle ([85]).

(166) Wie in Abschnitt 3.4.2. des Einleitungsbeschlusses erläutert, ist der Betreiber kerntechnischer Anlagen nach den geltenden Vorschriften in Belgien (über die Kernenergie-Versorgungsgesellschaft Synatom und zusammen mit EDF Belgien und Luminus (im Folgenden „die beitragspflichtigen Unternehmen")) finanziell und operativ für die Stilllegung der sieben Kernkraftwerke sowie für die Konditionierung und Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente und ihre langfristige Lagerung nach ihrer Annahme durch die NERAS bis zu ihrer endgültigen Endlagerung zuständig. Die Rückstellungen für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und die Stilllegungsabfälle werden von Electrabel und den beitragspflichtigen Unternehmen finanziert, von Synatom verwaltet und unterliegen der Aufsicht einer unabhängigen öffentlichen Behörde, der Kommission für nukleare Vorsorge („CPN/CNV"). Wie in den Erwägungsgründen 123 bis 125 der Eröffnungsentscheidung dargelegt, gibt Belgien an, dass Electrabel bestimmte Zuständigkeiten als alleiniger Betreiber der LTO-Anlagen behalten wird, die sich aus i) europäischen und belgischen Rechtsvorschriften und ii) vertraglichen Verpflichtungen aus der Durchführungsvereinbarung ergeben, wodurch dem Verursacherprinzip Rechnung getragen wird.

(167) CPN/CNV und die NERAS sind die Aufsichtsbehörden in Belgien:

a) Die NERAS erstellt alle fünf Jahre einen umfassenden Bestandsbericht für alle Erzeuger radioaktiver Abfälle in Belgien und bewertet die Mittel für die Abwicklung der entsprechenden Nuklearverbindlichkeiten.

b) CPN/CNV überprüft alle drei Jahre die Methoden zur Berechnung der Rückstellungen für Kernenergie sowie deren Angemessenheit und den Barwert der künftigen Verbindlichkeiten in der Rechnungslegung von Synatom (Prüfung der Methodik, des Referenzszenarios usw.).

([84]) Artikel 4 Absatz 3 Buchstabe e der Richtlinie 2011/70/Euratom des Rates vom 19. Juli 2011 über einen Gemeinschaftsrahmen für die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle (ABl. L 199 vom 2.8.2011, S. 48), wonach „die Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle von denjenigen getragen [werden], die diese Materialien erzeugt haben".

([85]) Artikel 4 Absatz 1 und Artikel 9 der Richtlinie 2011/70/Euratom.

(168) Wie in Erwägungsgrund 129 und Tabelle 4 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, beläuft sich der derzeitige Gesamtbetrag der Rückstellungen für Nuklearverbindlichkeiten auf der Grundlage der letzten dreijährlichen Überprüfung des CPN/CNV vom Juli 2023 auf 18 225 Mio. EUR, bestehend aus Rückstellungen für Rückbautätigkeiten (8 122 Mio. EUR), die Entsorgung abgebrannter Brennelemente (9 070 Mio. EUR) und Betriebsabfälle (1 033 Mio. EUR) ([86]).

3.3.2.2. Abfallbegrenzungsvereinbarung

(169) Im Rahmen der Verhandlungen über das LTO-Projekt einigten sich Engie und der belgische Staat auf eine Begrenzung der langfristigen Haftung der Erzeuger radioaktiver Abfälle aus der Stromerzeugung durch Kernenergie (die „Abfallbegrenzungsvereinbarung“), um die diesbezügliche Unsicherheit zu verringern (siehe Abschnitt 3.4.3. des Einleitungsbeschlusses). Die Abfallbegrenzungsvereinbarung sieht die Übertragung finanzieller Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit der Erzeugung, der Lagerung oder dem Besitz von konditionierten radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen aller sieben belgischen Kernkraftwerke vorbehaltlich der Erfüllung der einschlägigen vertraglichen Übertragungskriterien und nach deren Erfüllung vom Betreiber kerntechnischer Anlagen (Electrabel) auf den belgischen Staat gegen Zahlung eines Pauschalbetrags vor ([87]).

(170) Dieser Pauschalbetrag wurde für jede Kategorie radioaktiver Abfälle festgelegt. Wie in Erwägungsgrund 131 des Einleitungsbeschlusses erläutert, können radioaktive Abfälle gemäß der historischen radiologischen Klassifizierung der NERAS und im Einklang mit der Klassifizierung der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) in drei Kategorien unterteilt werden: Abfälle der Kategorie A (kurzlebige Abfälle mit geringer oder mittlerer Radioaktivität), Abfälle der Kategorie A (langlebige Abfälle mit geringer oder mittlerer Radioaktivität) sowie Abfälle der Kategorie C (kurz- und langlebige Abfälle mit hoher Radioaktivität) und abgebrannte Brennelemente.

(171) In Tabelle 13 ist die Aufteilung der bestehenden Rückstellungen in Höhe von 18 225 Mio. EUR zwischen Electrabel (8 410 Mio. EUR) und der belgischen Regierung (9 815 Mio. EUR) gemäß der Abfallbegrenzungsvereinbarung dargestellt, einschließlich der Aufteilung nach Abfallkategorien.

Tabelle 13

Aufschlüsselung der Abfallbegrenzungsvereinbarung

Betrag (in Mio. EUR)	Verbindlichkeiten des belgischen Staates (nach der Übertragung)				Verbindlichkeiten von Engie	Rückstellungen (Ende 2022)
	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Insgesamt		
Schätzung der Grundkosten *(ohne unvorhergesehene Ausgaben)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Unvorhergesehene Ausgaben	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Grundbetrag	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Risikoprämie	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Gedeckelter Betrag	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Quelle: Antwort der belgischen Behörden auf das Auskunftsersuchen der Kommission vom 1. Oktober 2024

([86]) Die Rückstellungen für Betriebsabfälle werden von den externen Prüfern von Engie (Deloitte) im Rahmen ihrer jährlichen Prüfung geprüft.

([87]) In diesem Beschluss bezieht sich der Begriff „Abfallbegrenzungsvereinbarung“ auf die Obergrenze für die langfristige Haftung der Erzeuger radioaktiver Abfälle aus der Stromerzeugung durch Kernenergie, während sich der Begriff „Abfallabkommen“ auf die Kombination aller Teilmaßnahmen im Rahmen der Komponente 2 bezieht, d. h. auch auf das Übereinkommen über den Rückbau und die Stilllegung usw.

(172) Die Grundsätze der Abfallbegrenzungsvereinbarung wurden nicht geändert und werden in Erwägungsgrund 133 des Einleitungsbeschlusses beschrieben. Sie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

a) „Gedeckelte Beträge“: Für jede Kategorie radioaktiver Abfälle, die die vertraglichen Übertragungskriterien erfüllt, wurde eine Pauschalzahlung einschließlich einer Risikoprämie und einer Indexierung von 3 % pro Jahr zum 31. Dezember 2022 festgelegt, die sich auf insgesamt 15 Mrd. EUR beläuft (3,5 Mrd. EUR für Kategorie A, 1 Mrd. EUR für Kategorie B und 10,5 Mrd. EUR für Kategorie C — siehe Tabelle 13). Wie in den Erwägungsgründen 134 und 135 des Einleitungsbeschlusses erwähnt und in Tabelle 13 dargestellt, bringt Belgien Folgendes vor:

— Die den gedeckelten Beträgen zugrunde liegenden Mengen basieren auf dem Abfallbestand, der für die Prüfung der Rückstellungen für Kernenergie durch CPN/CNV 2022 verwendet wurde, sowie auf dem industriellen Referenzszenario der NERAS und des Betreibers kerntechnischer Anlagen (dies sind die derzeit besten Schätzungen der Menge an konditionierten radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen, die von den sieben Kernkraftwerken in einem Szenario ohne Langzeitbetrieb produziert wurden (und noch produziert werden)), und

— der Wert der gedeckelten Beträge ergibt sich aus der Anwendung einer Risikoprämie auf die bestehenden Rückstellungen für Kernenergie.

b) „Mengengutschriften“: Der gedeckelte (pauschale) Betrag pro Abfallkategorie entspricht einer Mengengutschrift für vorab festgelegte Mengen und bietet einen Anreiz für den Betreiber der kerntechnischen Anlagen, die Entstehung von radioaktiven Abfällen zu minimieren.

c) „Gebühren für Mengenanpassungen“: Wenn die Mengengutschrift einer Abfallkategorie vollständig ausgeschöpft ist, muss für jede benötigte zusätzliche Mengengutschrift ein Aufschlag gezahlt werden. Die Beträge werden als arithmetisches Mittel zwischen i) der „gedeckelten Menge“ der Abfallkategorie geteilt durch die Anzahl der „Mengengutschriften“ dieser Kategorie und ii) den Grenzkosten einer zusätzlichen Mengengutschrift ermittelt.

d) „Vertragliche Übertragungskriterien“: Für jede Art von radioaktiven Abfallgebinden wurden vertragliche Übertragungskriterien festgelegt, die die Kriterien definieren, die jedes Abfallgebinde und jedes abgebrannte Brennelement erfüllen muss, damit die finanzielle Verantwortung auf die öffentliche Einrichtung Hedera übertragen werden kann (siehe Erwägungsgrund 178). Die Verantwortung (und die damit verbundenen Kosten) für die Einhaltung der vertraglichen Übertragungskriterien durch die radioaktiven Abfälle liegt beim Betreiber kerntechnischer Anlagen.

(173) Wie in Erwägungsgrund 107 Buchstabe a erwähnt und in den Abschnitten 3.4.5.1. und 3.4.5.2. des Einleitungsbeschlusses ausführlich erläutert, beruht die Festlegung der gedeckelten Beträge in Höhe von 15 Mrd. EUR auf dem derzeitigen Betrag der Rückstellungen für Kernenergie des Betreibers kerntechnischer Anlagen (Grundbetrag) und einer Risikoprämie. Belgien hat klargestellt, dass der Grundbetrag bereits Margen für unvorhergesehene Ausgaben, Unsicherheiten und andere Risiken umfasst, die sich im Zusammenhang mit dem Rückbau sowie der Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente ergeben können. Die Bestimmungen über die Zahlung der gedeckelten Beträge sind in Abschnitt 3.4.5.3. des Einleitungsbeschlusses erläutert und wurden nicht geändert.

(174) Belgien hat klargestellt, dass die gedeckelten Beträge, die an den belgischen Staat zu übertragen sind, bereits alle historischen und geschätzten künftigen Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen umfassen (bis zum ursprünglichen gesetzlichen Endstichtag aller belgischen Kernkraftwerke im Jahr 2025). Daher werden alle radioaktiven Abfälle und abgebrannten Brennelemente, die von den belgischen Kraftwerken während ihrer rechtmäßigen Betriebsdauer erzeugt werden oder erzeugt werden sollen, bereits in den gedeckelten Beträgen berücksichtigt.

(175) Belgien stellt außerdem klar, dass das tatsächliche Abfallaufkommen erst bekannt sein wird, wenn die Abfälle konditioniert und physisch an den belgischen Staat übergeben worden sind. Der Pauschalbetrag in Höhe von 15 Mrd. EUR deckt daher nur die vorab festgelegten Mengen der betreffenden Abfälle (die Mengengutschriften) ab, die in der Durchführungsvereinbarung festgehalten wurden. Ist die tatsächliche Menge der erzeugten Abfälle größer als die Mengengutschriften, zahlt Engie für jede zusätzliche Mengengutschrift eine Mengenanpassungsgebühr (siehe Erwägungsgrund 133 des Einleitungsbeschlusses).

(176) Ebenso werden alle Betriebsabfälle (im Folgenden „LTO-Abfälle“) und abgebrannte Brennelemente („LTO-Brennelemente“), die aus der Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen resultieren, von BE-NUC und Luminus für jede zusätzliche Abfallmenge finanziert. Für jede zusätzliche Menge an LTO-Abfällen und abgebrannten LTO-Brennelementen sind zwei Arten von Zahlungen erforderlich:

a) LTO-Abfälle: die in der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung festgelegten LTO-Betriebsabfallkosten decken zwei Arten von Kosten ab:

— die Zahlung der an Electrabel zu entrichtenden LTO-Abfallentsorgungskosten für die Entsorgung, Behandlung und Konditionierung der Betriebsabfälle („LTO-Abfallentsorgungsdienstleistungen“) zur Vorbereitung eines LTO-Abfallgebindes und

— die Gebühren für die Anpassung der LTO-Abfallmenge, die die Zahlung der nach der Übertragung der Verbindlichkeiten aus der Entsorgung der radioaktiven Abfälle an Hedera entstandenen Kosten abdecken ([88]).

b) Entsorgungsdienstleistungen für abgebrannte LTO-Brennelemente: die Back-End-Kosten für abgebrannte Brennelemente werden auf der Grundlage einer indexierten Gebühr für alle zusätzlichen abgebrannten Brennelemente, die sich aus dem LTO-Projekt ergeben, gezahlt ([89]).

(177) Belgien stellt ferner klar, dass das unterzeichnete Finanzmodell die Kosten für die Entsorgung von LTO-Abfällen und die Entsorgung von abgebrannten LTO-Brennelementen oder die Back-End-Kosten berücksichtigt, die auf etwa 0,9 Mio. EUR pro Baugruppe (in Werten von 2022) geschätzt werden, davon etwa 0,3 Mio. EUR pro Baugruppe für die Lagerung vor Ort und etwa 0,6 Mio. EUR pro Baugruppe für die Gebühr für die Anpassung der LTO-Abfallmenge im Zusammenhang mit abgebrannten Brennelementen.

(178) Wie in Abschnitt 3.4.4. des Einleitungsbeschlusses erläutert, hat Belgien sui generis eine neue öffentliche Einrichtung namens Hedera geschaffen, die eine doppelte Aufgabe hat:

a) Verwaltung und Absicherung der Mittel zur Finanzierung der langfristigen Verpflichtungen des belgischen Staates in Bezug auf radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente und

b) Verfolgung und Kontrolle der Kosten für die Entsorgung der übertragenen radioaktiven Abfälle und abgebrannten Brennelemente unter der Kontrolle einer unabhängigen Behörde (CPN/CNV).

(179) Die von Hedera erhaltenen Abfallbegrenzungsbeträge müssen abgesichert und investiert werden, um die erforderlichen Erträge zu erzielen, mit denen die Kosten für die Bewirtschaftung der übertragenen Abfälle bei Fälligkeit beglichen werden können. Hedera ist ein separater Fonds unter der Aufsicht von CPN/CNV, der nationalen Einrichtung, die eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung und Absicherung der ordnungsgemäßen Verwaltung, Kontrolle und Verwendung der Mittel spielt ([90]). Dies spiegelt sich in der Doppelrolle der Hedera wider,

([88]) Solche indexierten Gebühren für die Anpassung der LTO-Abfallmenge sind an Electrabel zu entrichten, sobald ein LTO-Abfallgebinde entsteht oder dessen Entstehung sicher ist. Diese Gebühr deckt die Lagerung der LTO-Abfälle ab. Die Anpassungsgebühr für LTO-Abfälle ist für jede Abfallkategorie bereits in den Artikeln 16 bis 18 des Phoenix-Gesetzes vorgesehen.

([89]) Diese Gebühr umfasst Folgendes: i) alle Kosten für die Lagerung vor Ort, die Electrabel bis 2050 vor der Übertragung des Standorts an den belgischen Staat entstehen, und ii) alle Kosten im Zusammenhang mit der NERAS nach der Übertragung, die an Hedera zu zahlen sind. Die Kosten für die Lagerung vor Ort wurden bereits pro Baugruppe geschätzt, und die Mengenanpassungsgebühr für abgebrannte Brennelemente wurde festgelegt und ist in den Artikeln 16 bis 18 des Phoenix-Gesetzes geregelt.

([90]) Anwendung der Empfehlung 2006/851/Euratom der Kommission vom 24. Oktober 2006 für die Verwaltung der Finanzmittel für die Stilllegung kerntechnischer Anlagen und die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle und des Gemeinsamen Übereinkommens über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle.

wonach sichergestellt wird, dass: i) die erhaltenen Beträge abgesichert sind und die erforderlichen Renditen generieren ([91]) und ii) die Kosten für die Entsorgung der Abfälle und abgebrannten Brennelemente sowie der übertragenen Verbindlichkeiten ausreichend kontrolliert werden ([92]). Darüber hinaus müssen die Finanzmittel hinlänglich aus dem allgemeinen Haushalt des belgischen Staates (wie im Hedera-Gesetz vorgesehen) abgegrenzt werden, damit sie ausschließlich zur Deckung der Kosten für die langfristige Lagerung und Endlagerung verwendet werden können und nicht für andere Zwecke oder zur Deckung künftiger Haushaltsdefizite herangezogen werden können.

(180) Belgien erklärt, dass die Abfallbegrenzungsvereinbarung weitere Risikominderungsmaßnahmen umfasst und durch diese ergänzt wird, darunter:

a) Die Aufnahme strenger vertraglicher Übertragungskriterien: Die Übertragung der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen setzt voraus, dass die vertraglichen Übertragungskriterien eingehalten werden. Die Pauschalzahlung der Abfallbegrenzung erfolgt vor der tatsächlichen Übergabe der künftigen radioaktiven Abfallgebinde an den belgischen Staat und ist an die Einhaltung der vertraglichen Übertragungskriterien durch den Betreiber kerntechnischer Anlagen geknüpft. Dies bedeutet, dass der Betreiber der kerntechnischen Anlagen für alle aus der Nichteinhaltung der vertraglichen Übertragungskriterien resultierenden Kosten im Zusammenhang mit radioaktiven Abfällen haftet.

b) Die vertraglichen Übertragungskriterien werden auf Ebene der Abfallströme für Abfälle der Kategorien A, B und C festgelegt: Obwohl die Mengengutschriften pro Abfallkategorie festgelegt sind, ist die Einhaltung der vertraglichen Übertragungskriterien auf Ebene der Abfallströme vorgesehen. Dies beschränkt die Gefahr für den belgischen Staat, künftig unvorhergesehene Abfallströme bewirtschaften zu müssen, während gleichzeitig dem Betreiber kerntechnischer Anlagen in den nächsten Jahrzehnten Sicherheit geboten wird.

c) Abfälle der Kategorie X: Wie in Fußnote 69 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, sieht das Abfallabkommen zum weiteren Schutz des belgischen Staates vor unvorhergesehenen Abfallströmen, die während der Stilllegung der Kernreaktoren entstehen können, auch einen Mechanismus für den Umgang mit sämtlichen radioaktiven Abfällen vor, die am 31. Dezember 2022 nicht bekannt waren. Diese Abfälle werden als „Abfälle der Kategorie X“ bezeichnet. Es ist ein Mechanismus vorgesehen, um die Verbringung von Abfällen der Kategorie X nach Vereinbarung der finanziellen und technischen Bedingungen der Verbringung zu ermöglichen.

d) Wissenserhaltung und Kapazitätsaufbau nationaler Akteure: Der Wissenstransfer vom Betreiber der kerntechnischen Anlagen an die belgische Behörde für die Entsorgung radioaktiver Abfälle (die NERAS) war ein wichtiger Bestandteil des Abfallabkommens. Die Erfassung und Bewahrung des Wissens des Betreibers kerntechnischer Anlagen vor der endgültigen Abschaltung seiner Stromerzeugung im Jahr 2035 und des Betriebs von SF2 im Jahr 2050 ist für den belgischen Staat von vorrangiger Bedeutung ([93]). Die Verbringung von Altabfällen umfasst die Übermittlung aller verfügbaren Informationen über die bereits erzeugten Abfallgebinde und alle Informationen über deren Herstellung, einschließlich, aber nicht beschränkt auf technische Berichte, technische Zeichnungen und für die computergestützte Berechnung verwendete Modelle. Es wird vereinbart, dass ein Rahmen für eine solche Übertragung bereits bei Vertragsabschluss zwischen der NERAS und dem Betreiber einvernehmlich festgelegt worden sein muss. Der Austausch von Know-how und die Schulung des Personals der NERAS werden als gemeinsames Ziel für die sichere langfristige Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente durch den Betreiber kerntechnischer Anlagen und den belgischen Staat angesehen. Die langfristige Bewahrung von Nuklearwissen und der Aufbau von Kapazitäten der nationalen Akteure werden entscheidend dazu beitragen, die Kosten für die langfristige Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente im Einklang mit den im Abfallabkommen getroffenen Annahmen zu halten.

([91]) Um sicherzustellen, dass der Pauschalbetrag im Laufe der Zeit ausreichend steigt, wird innerhalb von Hedera ein Investitionsausschuss (mit drei unabhängigen Finanzexperten, dem Vorsitzenden des Verwaltungsausschusses des FÖD Wirtschaft, dem Investitionsbeauftragten von Hedera, einem Vertreter der belgischen Schuldenagentur und einem Vertreter von SPFIM) eingerichtet, der den Verwaltungsausschuss von Hedera unter anderem in Fragen der Anlagestrategie und des Risikomanagements berät.

([92]) Alle fünf Jahre muss die NERAS Hedera einen Plan zur Genehmigung vorlegen, in dem die Dienstleistungen, für die Hedera die finanzielle Verantwortung übernommen hat, die dafür erforderlichen Ressourcen und Investitionen sowie die dazugehörigen Kostenberechnungen aufgeführt sind. Hedera analysiert den Plan, bittet CPN/CNV um Beratung und genehmigt (oder nicht) den Fünfjahresplan. Jedes Jahr (für die Laufzeit dieses Fünfjahresplans) legt die NERAS Hedera einen detaillierten Jahresplan für das folgende Kalenderjahr zur Genehmigung vor. Hedera genehmigt den Plan, nachdem zuvor erneut CPN/CNV konsultiert wurde. Darüber hinaus wird Hedera die von der NERAS an sie gerichteten Rechnungen nur unter folgenden Bedingungen begleichen: i) die geforderten Beträge entsprechen dem geltenden Fünfjahresplan und dem detaillierten Jahresplan, ii) die geforderten Beträge sind durch die tatsächliche Leistung gerechtfertigt und iii) die geforderten Beträge beziehen sich auf die tatsächlichen Kosten der durchgeführten Tätigkeiten.

([93]) Gemäß der Richtlinie 2011/70/Euratom. Diese Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, Bildungs- und Ausbildungsmaßnahmen sowie Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu planen, um den Anforderungen des nationalen Programms für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle gerecht zu werden, damit die erforderlichen Fachkenntnisse und Fähigkeiten erworben, erhalten und weiterentwickelt werden und somit eine sichere und langfristige Entsorgung von radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen gewährleistet ist.

e) Aufsichtliche Kontrolle der übertragenen Mittel: Die Zahlung der gedeckelten Beträge ist eine einmalige Zahlung, die alle übertragenen Nuklearverbindlichkeiten bis zur Schließung des Endlagers für radioaktive Abfälle in Belgien über 2100 hinaus abdecken soll. Die Kontrolle der Ausgaben und der Investitionsrenditen des übertragenen Betrags ist daher wichtig, um das Vorhandensein, die Verfügbarkeit und die Hinlänglichkeit der Finanzmittel zu gewährleisten, die zur Deckung aller betreffenden finanziellen Verpflichtungen erforderlich sind. Der belgische Staat folgte in dieser Hinsicht der Stellungnahme des CPN/CNV auf der Grundlage der Empfehlung 2006/851/Euratom der Kommission (siehe Fußnote 93):

— Der öffentliche Fonds Hedera, der die Rückstellungen für radioaktive Abfälle verwaltet, ist eine unabhängige öffentliche Einrichtung, die direkt dem belgischen Parlament unterstellt ist und Transparenz und Unabhängigkeit gewährleistet.

— Die Finanzmittel von Hedera sind zweckgebunden: Sie können nur für den Zweck verwendet werden, für den sie geschaffen und verwaltet wurden (siehe Erwägungsgrund 179).

— Die Haushaltsplanung von Hedera unterliegt der Kontrolle und Überwachung des CPN/CNV.

— Hedera verfügt über eine diversifizierte und risikoscheue Anlagepolitik, die über einen langen Zeitraum eine positive Rendite gewährleistet.

— Hedera legt CPN/CNV seine Kostenaufstellung vor, um sicherzustellen, dass die NERAS rechtzeitig über ausreichende finanzielle Mittel verfügt.

f) Sicherheitspaket für unbegrenzte Nuklearverbindlichkeiten: siehe Abschnitt 3.3.2.4.

(181) Wie in Erwägungsgrund 172 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, erkennt Belgien an, dass sich die Vereinbarung über die radioaktiven Abfälle positiv auf das Risikoprofil des Betreibers kerntechnischer Anlagen auswirkt, da ein erheblicher Teil seiner Nuklearverbindlichkeiten durch die gedeckelten Beträge gedeckt wird, und dass dieses unterschiedliche Risikoprofil eine Überarbeitung des Maßnahmenpakets rechtfertigt und erfordert, um die Sicherheit und die Überwachung der finanziellen Lage des Betreibers kerntechnischer Anlagen zu gewährleisten: Die Pauschalzahlung in Höhe von 15 Mrd. EUR an Hedera rechtfertigt die Ausgliederung der außereuropäischen Vermögenswerte von Electrabel aus dem Konsolidierungskreis von Electrabel (und die damit verbundene Überwachung durch die CPN/CNV). Engie wird als französische Muttergesellschaft von Electrabel sicherstellen, dass zum Zeitpunkt des Abschlusses der Vereinbarung zwischen dem belgischen Staat und Electrabel Vermögenswerte in Höhe von mindestens 4 Mrd. EUR (Eigenkapitalwert zum 30. Juni 2023) bei Electrabel verbleiben. Darüber hinaus gewährt Engie eine unbegrenzte und unkündbare Garantie der Muttergesellschaft auf erste Anforderung für i) die Stilllegungsverpflichtungen von Electrabel (einschließlich des Risikos, dass die Rückstellungen nicht ausreichen), ii) das Volumenrisiko unter der Obergrenze und iii) die Rückzahlung (laufender oder zukünftiger) Darlehen gegenüber Synatom.

(182) Belgien ist der Auffassung, dass die übertragenen Verbindlichkeiten in Bezug auf radioaktive Abfälle und die zusätzlichen Stilllegungsverbindlichkeiten, die sich aus dem LTO-Projekt ergeben, Electrabel und den beitragspflichtigen Unternehmen keinen wirtschaftlichen Vorteil verschaffen, da sie das Risiko späterer Kostenschwankungen, die vom Staat übernommen werden, angemessen widerspiegeln und dass die Risikoübertragung so gestaltet ist, dass ein privater Investor bereit gewesen wäre, dieses Risiko zu übernehmen.

3.3.2.3. Zusätzliche Begründungen für den Abzinsungsfaktor und die Risikoprämie

3.3.2.3.1. Abzinsungsfaktor

(183) Belgien führt aus, dass die vom Betreiber der kerntechnischen Anlagen/Synatom vor der Abfallbegrenzungsvereinbarung zusammengestellten Rückstellungen für Kernenergie unter Verwendung eines Abzinsungsfaktors von 2,5 % für Rückbauarbeiten (einschließlich Rückbauabfälle) und eines Abzinsungsfaktors von 3 % für alle Tätigkeiten im Zusammenhang mit abgebrannten Brennelementen (wie vom CPN/CNV bei der dreijährlichen Überprüfung Ende 2022 beschlossen) berechnet worden seien.

(184) Belgien stellt klar, dass die Verwendung zweier unterschiedlicher Abzinsungssätze zur Berechnung der Rückstellungen (Verbindlichkeiten für Rückbau bzw. für abgebrannte Brennelemente) durch die unterschiedliche Dauer gerechtfertigt sei und den Zeitwert des Geldes widerspiegele ([94]).

([94]) Rückstellungen für den Rückbau werden aufgrund ihres kürzeren Zeithorizonts (Dauer 11,4 Jahre) mit einem Abzinsungssatz von 2,5 % abgezinst. Umgekehrt unterliegen Rückstellungen für abgebrannte Brennelemente einem höheren Abzinsungssatz von 3 %, um einem längeren Zeithorizont (Laufzeit von 30 Jahren) Rechnung zu tragen.

(185) Wie in Erwägungsgrund 198 dargelegt, beinhaltet die Abfallbegrenzungsvereinbarung lediglich eine Übertragung der Verbindlichkeiten für übertragene radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente auf den belgischen Staat, während die Verbindlichkeiten für die Stilllegung und den Rückbau beim Betreiber der kerntechnischen Anlagen verbleiben (mit Ausnahme der durch das LTO-Projekt verursachten Dyssynergien, siehe Erwägungsgrund 199). Belgien zufolge wurde daher für die Berechnung des Barwerts der übertragenen Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen ein einmaliger Abzinsungsfaktor von 3 % (1 % realer Satz + 2 % Inflation) beibehalten, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Verbindlichkeiten für radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente eine längere Laufzeit haben als die Stilllegungsverbindlichkeiten (siehe Erwägungsgrund 148 des Einleitungsbeschlusses).

(186) Belgien ersuchte CPN/CNV um Rat hinsichtlich des am besten geeigneten Abzinsungsfaktors für die Berechnung der Abfallbegrenzung ([95]). Wie in Erwägungsgrund 149 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, schlug CPN/CNV vor, den Abzinsungsfaktor für radioaktive Abfälle/die Stilllegung und Verbindlichkeiten abgebrannter Brennelemente nach einem zweistufigen Ansatz anzupassen, bei dem für die ersten 30 Jahre ein Abzinsungssatz auf der Grundlage des tatsächlichen 30-jährigen OLO-Satzes von 3,17 % und für die folgenden 30 Jahre ein Abzinsungssatz von 2,17 % auf der Grundlage einer Schätzung des OLO-Satzes des risikofreien Zinssatzes angewandt wird.

(187) Belgien erinnert daran, dass die Verhandlungen langwierig waren (1,5 Jahre) und dass die Entscheidung für einen einheitlichen Abzinsungssatz von 3 % durch die Notwendigkeit begründet war, ein gewisses Maß an Planungssicherheit hinsichtlich des in den Verhandlungen mit Engie verwendeten Abzinsungssatzes zu gewährleisten. Dies liegt daran, dass der Abzinsungsfaktor einen direkten Einfluss auf die Berechnung des zu übertragenden Pauschalbetrags hat. Belgien erklärt, dass die vom CPN/CNV in seiner Empfehlung von 2023 verwendete Methode später zusammen mit dem endgültigen Forwardzinssatz der Europäischen Aufsichtsbehörde für das Versicherungswesen und die betriebliche Altersversorgung (im Folgenden „EIOPA“) ([96]) als nachträgliche Bestätigung dafür herangezogen wurde, dass der Abzinsungsfaktor von 3 % ein vernünftiger langfristiger Satz war.

(188) Zunächst beauftragte Belgien einen unabhängigen Berater mit der Berechnung des „einheitlichen“ Abzinsungsfaktors, der dem zweistufigen Ansatz von CPN/CNV entspricht, wobei die von CPN/CNV vorgeschlagenen risikofreien Zinssätze sowie verschiedene andere OLO-Zinsdaten herangezogen wurden ([97]). Die Analyse zeigt, dass der von der CPN/CNV vorgeschlagene Ansatz besonders empfindlich auf den für die Berechnung herangezogenen Zeitraum reagiert. So führt der zweistufige Ansatz beispielsweise zu einem äquivalenten Abzinsungsfaktor von 2,8 % unter Verwendung der von CPN/CNV vorgeschlagenen risikofreien Zinssätze, einem äquivalenten Satz von 3,1 % bei Anwendung der CPN/CNV-Methodik mit den OLO-Daten, die zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses verfügbar waren, und einem entsprechenden Satz von 3,2 % zum Zeitpunkt der Unterzeichnung der Durchführungsvereinbarung. Wie in Tabelle 14 dargestellt, führt der von CPN/CNV vorgeschlagene zweistufige Ansatz zu zwei äquivalenten Abzinsungssätzen mit einer Differenz von 40 Basispunkten, wenn zwei unterschiedliche Zeiträume betrachtet werden, die nur 9 Monate auseinander liegen.

(189) Zudem enthält Tabelle 14 auch einen Vergleich mit dem endgültigen Forwardzinssatz der EIOPA, da die EIOPA-Referenz auch im deutschen Präzedenzfall (SA.45296 ([98])) herangezogen wurde, in dem ein Abzinsungsfaktor von 4,58 % als angemessen angesehen wurde.

([95]) An den Energieminister gerichtete Empfehlung von CPN/CNV am 7. März 2023, S. 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]) Die EIOPA veröffentlicht monatlich die risikofreie Zinskurve. Sie wird von Versicherungsunternehmen innerhalb des EWR zur Bewertung ihrer Verbindlichkeiten nach dem Regelungsrahmen Solvabilität II verwendet. Die EIOPA-Kurve ist die Renditekurve des risikofreien Zinssatzes für Laufzeiten von bis zu 150 Jahren für die EWR-Länder. Die Zinssätze für Laufzeiten von bis zu 20 Jahren werden auf der Grundlage von Swap-Sätzen (d. h. den festen Zinssätzen, zu denen die Marktteilnehmer bereit sind, variable Zinsverpflichtungen zu tauschen) berechnet. Die Zinssätze für längere Laufzeiten werden extrapoliert und nähern sich auf sehr lange Sicht dem endgültigen Forwardzinssatz an.

([97]) Siehe den von Compass Lexecon erstellten Vermerk vom 28. November 2024 mit dem Titel „Response to the EC concerns on discount rate — 281124“.

([98]) Beschluss der Kommission vom 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Deutschland, Verbringung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennelemente in Deutschland (ABl. C 254 vom 4.8.2017, S. 1).

Tabelle 14

Äquivalenter CPN-Zinssatz und Entwicklung des EIOPA-Zinssatzes seit der CPN-Empfehlung vom März 2023

	Empfehlung von CPN/CNV 7. März 2023	Unterschrift 13. Dezember 2023	Mitteilung 21. Juni 2024	Einleitungsbeschluss 22. Juli 2024
Äquivalenter CPN/CNV-Zinssatz	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Endgültiger Forwardzinssatz	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Quelle: Analyse von Compass Lexecon auf Grundlage der Daten von investing.com

(190) Wie Tabelle 14 zu entnehmen ist, liegt der angesetzte Abzinsungsfaktor von 3 % zwischen dem

a) CPN/CNV-Vorschlag zum Zeitpunkt der an den Energieminister gerichteten Empfehlung von CPN (7. März 2023), der als Untergrenze betrachtet wird, und

b) dem endgültigen Forwardzinssatz, der als optimistischere Referenz gilt ([99]).

(191) Darüber hinaus erscheint der Satz von 3 % konservativer als der Vorschlag von CPN/CNV und der endgültige Forwardzinssatz zum Zeitpunkt der Unterzeichnung der Vereinbarung und danach.

(192) Belgien führt weiter aus, dass ein realer Abzinsungsfaktor von 1 % im Vergleich zu der Rendite, die Hedera bei einem angemessenen, umsichtigen Ansatz für das Aktiv-Passiv-Management erwarten kann, konservativ erscheint. Als Vergleichsbeispiel verweist Belgien auf das spezielle Vermögensportfolio von EDF zur Sicherung der Finanzierung seiner langfristigen Nuklearverbindlichkeiten, das im einheitlichen Registrierungsformular 2023 von EDF beschrieben ist ([100]). Dieses Portfolio wird auf der Grundlage eines Aktiv-Passiv-Ansatzes verwaltet und besteht aus einem Portfolio diversifizierter Vermögenswerte, die mit der Beschreibung des hypothetischen Portfolios von Hedera vergleichbar sind. Daher kann davon ausgegangen werden, dass eine vergleichbare Rendite erzielt wird.

(193) Schließlich geht Belgien bei der Berechnung der Abfallbegrenzung von einer konstanten Inflationsrate von 2 % aus, was dem ausdrücklichen langfristigen Inflationsziel der Europäischen Zentralbank (im Folgenden „EZB“) entspricht. Die EZB ist der Auffassung, dass der Verbraucherpreisindex (im Folgenden „VPI“) die geeignete Messgröße für die Inflation ist. Wie in Erwägungsgrund 150 Buchstabe b des Einleitungsbeschlusses erwähnt, äußerte CPN/CNV Bedenken, dass die tatsächliche Inflation der Kosten für den Bau kerntechnischer Anlagen (basierend auf dem ABEX-Index) höher sein könnte als die VPI-Inflation. Belgien argumentiert, dass das Inflationsziel der EZB von 2 % der richtige Indikator für die Inflation bei der Berechnung der Abfallbegrenzung sei, und zwar aus folgenden Gründen:

a) Erstens macht Belgien geltend, dass der ABEX-Index die Kosten für den Bau von Häusern und Wohngebäuden in Belgien abdecke und daher angesichts der wesentlichen Unterschiede zwischen dem Bau einer kerntechnischen Anlage und dem Bau von Häusern nur ein schwacher Indikator für die Kosten des Baus einer kerntechnischen Anlage sei. Darüber hinaus fügt Belgien hinzu, dass die Risiken einer Kostensteigerung künftiger kerntechnischer Anlagen für die Entsorgung radioaktiver Abfälle in den Eventualitäten des industriellen Szenarios der NERAS berücksichtigt und somit im Grundbetrag enthalten seien.

b) Zweitens macht Belgien geltend, dass sich die historische Entwicklung des ABEX-Index nicht wesentlich von der anhand des VPI-Index gemessenen Inflation unterscheide und dass die Unterschiede zwischen den beiden Raten auf mehrere Faktoren zurückzuführen seien, wie beispielsweise die Energie- und Rohstoffkosten, die Arbeitskosten und die Nachfrage im Baugewerbe. Belgien führt an, dass diese Unterschiede situationsbezogen und nicht strukturell seien.

(194) Aus den oben genannten Gründen ist Belgien der Auffassung, dass der Abzinsungsfaktor von 3 % ein angemessener und konservativer Satz für die Abzinsung langfristiger Verbindlichkeiten ist.

([99]) Der EIOPA-Ansatz berücksichtigt die Marktbedingungen nur für kurze Laufzeiten (bis zu 20 Jahren). Nach Ablauf dieser Laufzeit basiert die Methode nicht auf Swap-Sätzen, sondern auf historischen Durchschnittswerten, die nicht unbedingt die aktuelle wirtschaftliche Realität widerspiegeln, was zu einer deutlichen Unterschätzung der längerfristigen Verbindlichkeiten führen kann. Der endgültige Forwardzinssatz ist daher ein Näherungswert für den sehr langfristigen risikofreien Nominalzinssatz, der für Pensionsfonds geeignet ist. Angesichts der Laufzeit der Nuklearverbindlichkeiten und der Tatsache, dass eine anfängliche Prämie zur Deckung dieser Verbindlichkeiten gezahlt wird, ohne dass (im Gegensatz zu Pensionsfonds) zusätzliche Beiträge erwartet werden, ist dies für den vorliegenden Fall jedoch nicht unbedingt relevant.

([100]) Im einheitlichen Registrierungsformular 2023 (S. 354) stellt EDF fest, dass die erwartete Rendite dieses Portfolios für die nächsten 20 Jahre höher ist als der von EDF für die Abzinsung seiner Nuklearverbindlichkeiten verwendete Satz von 4,5 %, der 1,5 Prozentpunkte über dem von Belgien veranschlagten Abzinsungssatz liegt.

3.3.2.3.2. Risikoprämie

(195) Wie in Erwägungsgrund 153 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, macht Belgien geltend, dass auf den Grundbetrag von 9 815 Mio. EUR eine erhebliche zusätzliche Risikoprämie in Höhe von 5 185 Mio. EUR hinzugerechnet worden sei, um verbleibende Unsicherheiten zu decken. Wie in Erwägungsgrund 154 des Einleitungsbeschlusses erläutert, beruht die Risikoprämie auf einem technischen Vermerk der NERAS ([101]), in dem die Unsicherheiten und Risiken im Zusammenhang mit der Übertragung der finanziellen Verantwortung für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente von den sieben belgischen Kernkraftwerken auf den belgischen Staat analysiert werden (siehe Fußnote 80 des Einleitungsbeschlusses). Wie in Erwägungsgrund 156 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, macht Belgien geltend, dass die Risikoprämie von 52,83 % angemessen sei und die im deutschen Fall angewandte Risikoprämie von 35,47 % (SA.45296 (siehe Fußnote 101)) übersteige.

(196) Zusätzlich zu den Erläuterungen zur Risikoprämie in Erwägungsgrund 154 des Einleitungsbeschlusses hat Belgien im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens ausführlicher beschrieben, wie die Risikoprämie auf der Grundlage des technischen Vermerks der NERAS berechnet wurde. Tabelle 15 enthält die detaillierten Erläuterungen und die Zusammensetzung der Risikoprämie, die zu Beträgen von 5 033 Mio. EUR bzw. 5 133 Mio. EUR als Untergrenze bzw. Obergrenze führte. Im Rahmen der Verhandlungen über die Abfallbegrenzungsvereinbarung wurde die Risikoprämie auf einen etwas höheren Betrag von 5 185 Mio. EUR festgesetzt, um zu einer Pauschalzahlung in Höhe von 15 Mrd. EUR zu gelangen (siehe Tabelle 13).

Tabelle 15

Detaillierte Zusammensetzung und Berechnung der Risikoprämien

Komponenten Risikoprämie (Beträge in Mio. EUR)	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Beschreibung
Annehmbarkeit von Abfällen der Kat. A	900			Alle Abfälle, die der Kat. A entsprechen, können als Kat.A-Abfälle auf den belgischen Staat übertragen werden und werden wahrscheinlich in der Lagerstätte für Kat.A-Abfälle gelagert. Um jedoch das Risiko abzudecken, dass ein Teil dieser Abfälle nicht den Annehmbarkeitskriterien für Kat.A-Abfälle entspricht, folgte der belgische Staat der Empfehlung der NERAS, diesem Risiko angemessen Rechnung zu tragen, was in den ursprünglichen kerntechnischen Bestimmungen von 2022 nicht der Fall war und nun eine Reihe von Schritten umfasst, wie z. B. die Abfallnachbehandlung, zusätzliche Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten, die Änderung der technischen Barrieren für die Oberflächenlagerung, um die Lagerung an die besonderen Merkmale problematischer Abfälle anzupassen, sowie die Modifizierung von Abfällen, um sie an die Lagerung anzupassen. Dieser Teil der Risikoprämie ist an den Betrag für die Komponente „Regulatorisches Risiko – Übertragung Kat. A -> Kat. B“ der Risikoprämie gekoppelt.
Risiken der Lagereinrichtungen	500			Differenz zwischen dem Vergleichsszenario und dem Betrag, mit dem Restrisiken und Unsicherheiten berücksichtigt werden.
Regulatorisches Risiko – Übertragung Kat. A -> Kat. B	500	-500		Abfälle, die der Kat. A entsprechen, können als Kat.A-Abfälle auf den belgischen Staat übertragen werden, und werden in der Lagerstätte für Kat.A-Abfälle entsorgt. Um jedoch das Risiko abzudecken, dass ein Teil dieser Abfälle nicht den Annehmbarkeitskriterien für Kat. A entspricht und in der geologischen Endlagerung entsorgt werden muss, enthält die Risikoprämie für Kat. A eine Komponente zur Deckung dieses Risikos. Sie ist an die Risikoprämie für die Komponente „Annehmbarkeit von Abfällen der Kat. A“ gekoppelt.
Lager für abgebrannte Brennelemente (Trockenszenario anstelle des DE-Gebäudes)			-367	Um das Risiko zu verringern, das aus der Übertragung abgebrannter Brennelemente in Altanlagen an den belgischen Staat resultiert, muss Electrabel das „DE-Gebäude“ (d. h. das Lager für abgebrannte Brennelemente in Tihange) erneuern und die Abfälle in stabiler Form verbringen. Die entsprechende Bestimmung für die Erneuerung des DE-Gebäudes, einschließlich der Bestimmungen für dessen Betrieb bis 2050 und die anschließende Stilllegung, kann daher von der Übertragung an den belgischen Staat ausgenommen werden.
Lagergebäude B Abfälle		-100		Das TSC-Lagergebäude wurde aufgrund von Unklarheiten in Bezug auf seine Auslegungsanforderungen von der Abfallbegrenzung ausgenommen. Die Kosten für dieses Gebäude waren in den kerntechnischen Bestimmungen von 2022 noch nicht enthalten.
Kumulierte Kostenüberschreitungen und Alternativszenario in 600 m Tiefe (Kat.-B- und Kat.-C-Abfälle)				Die von der NERAS vorgenommene Schätzung der mit einem Alternativszenario in 600 m Tiefe verbundenen Risiken beruhte auf einem Sachverständigengutachten [x1.21] und nicht auf einem probabilistischen Modell. Der belgische Staat stützte sich daher auf das Sachverständigengutachten in Bezug auf die 70-Perzentil-Wahrscheinlichkeit („P70“) und die Kostenüberschreitungen im Zusammenhang mit dem alternativen 600-m-Szenario, für das keine P70-Berechnung verfügbar war, um ein P70-Kostenszenario zu ermitteln, das dann um 3 % reduziert wurde (da das Szenario von der NERAS und der CPN/CNV für eine Tiefe von 400 m genehmigt wurde und die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kosten für das alternative 600-m-Szenario nicht bekannt ist und das Eintreten dieses Szenarios von beiden Stellen als weniger wahrscheinlich eingestuft wurde als sein Nichteintreten). Auf dieser Grundlage wurden eine obere und eine untere Grenze der Risikoprämie geschätzt. Dieser Betrag umfasst eine Rückstellung von 10 % für FuE.
untere Grenze		4100		
obere Grenze		4200		
Risikoprämie insgesamt				
untere Grenze		**5033**		
obere Grenze		**5133**		

Quelle: Antwort der belgischen Behörden auf das Auskunftsersuchen der Kommission vom 1. Oktober 2024

([101]) NERAS, Technische Anmerkung (vertraulich) vom März 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) Belgien macht geltend, dass das NERAS-Gutachten in seinem technischen Vermerk einen Katalog der Risiken im Zusammenhang mit der Übertragung der Nuklearverbindlichkeiten auf den belgischen Staat enthalte, die mit Unterstützung von NERAS-Experten in die Bereitstellungsakte für 2022 aufgenommen worden seien, um die Mindestrisikoprämie zu schätzen, die zur Deckung aller bekannten Risiken erforderlich sei. Belgien argumentiert daher, dass die Risikoprämie im Rahmen der Abfallbegrenzungsvereinbarung dazu diene, alle im NERAS-Vermerk identifizierten Risiken, deren Eintreten weniger wahrscheinlich als ihr Ausbleiben ist, sowie zusätzliche Risiken abzudecken, die während der Verhandlungen aufgrund von Gesprächen mit Electrabel und Expertenmeinungen ermittelt wurden. Schließlich erinnert Belgien daran, dass Sachverständige der NERAS an den Verhandlungen über die Abfallbegrenzungsvereinbarung beteiligt gewesen seien, um die belgische Regierung bei der Berücksichtigung der in ihrem technischen Vermerk vom März 2023 geäußerten Empfehlungen zu unterstützen.

3.3.2.4. Verbindlichkeiten für Stilllegung und Rückbau

(198) Wie in Erwägungsgrund 163 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, bleibt im Gegensatz zu den übertragenen Verbindlichkeiten für radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente der Betreiber kerntechnischer Anlagen allein für die Stilllegung und den Rückbau des gesamten Atomparks verantwortlich (wonach die beitragspflichtigen Unternehmen einen finanziellen Beitrag zu den Stilllegungs- und Rückbaukosten leisten). Die Stilllegungs- und Rückbauverbindlichkeiten sind somit „unbegrenzt".

(199) Im Rahmen der Transaktion übernahm der belgische Staat jedoch die finanzielle Verantwortung für die „zusätzlichen Stilllegungsverbindlichkeiten, die sich aus dem LTO-Projekt ergeben" oder „Stilllegungs-Dyssynergien". Die beiden Hauptkategorien sind der Anstieg der Kosten nach der Betriebsphase (Betriebskosten und Projektkosten) und der durch das LTO-Projekt verursachten Stilllegungs- und Rückbaukosten (Betriebs-, Projekt- und Investitionskosten). Beispiele dafür, worin diese Stilllegungs-Dyssynergien konkret bestehen, wurden in den Fußnoten 85 und 86 des Einleitungsbeschlusses angeführt. Der endgültige Betrag der „Stilllegungs-Dyssynergien" ist das Ergebnis der Bewertung der Auswirkungen des LTO-Projekts und deckt keine Betriebskosten im Zusammenhang mit der laufenden Verwaltung oder den üblichen Tätigkeiten ab. Der endgültige Betrag der „Stilllegungs-Dyssynergien" ist das Ergebnis der Bewertung der Auswirkungen des LTO-Projekts auf verschiedene Kostenunterkategorien, da sich die Verlagerung der Stilllegung von zwei Reaktoren auf die Planung, die Organisation, den Zeitplan und den Bedarf für bestimmte Investitionen zu einem bestimmten Zeitpunkt auswirkt ([102]). Weder BE-NUC noch der belgische Staat übernehmen eine weitere Haftung für Stilllegungsverpflichtungen.

(200) Wie in Erwägungsgrund 168 des Einleitungsbeschlusses erläutert, wurde angesichts der Uneinigkeit zwischen Electrabel und dem belgischen Staat über die Höhe der Dyssynergieeffekte bei der Stilllegung CPN/CNV mit der Entscheidung beauftragt, sodass der endgültige Betrag zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses noch nicht bekannt war. Am 24. Juni 2024 genehmigte CPN/CNV den Betrag von [100-500] Mio. EUR (nominal), und am 16. Oktober 2024 teilte CPN/CNV Belgien und Engie mit, dass sich der zu zahlende endgültige Betrag Ende 2024 auf [100-500] Mio. EUR belief ([103]). Bei den von der belgischen Regierung zu zahlenden Stilllegungs-Dyssynergien handelt es sich um einen festen Pauschalbetrag, der nicht erhöht werden kann, wenn die zusätzlichen Kosten höher sind als vorgesehen. Sollte das LTO-Projekt jedoch nicht wie erwartet durchgeführt werden, erhält der belgische Staat eine Rückerstattung.

(201) Belgien macht geltend, dass das Abfallabkommen auch ein umfassendes Sicherheitspaket vorsehe, um zu gewährleisten, dass „unbegrenzte Nuklearverbindlichkeiten" von einem wirtschaftlich rentablen Betreiber kerntechnischer Anlagen getragen werden:

a) Die Erhöhung der Stilllegungsverbindlichkeiten (für die LTO-Anlagen sowie die Nicht-LTO-Anlagen), die sich aus dem LTO-Projekt ergibt und für die der belgische Staat verantwortlich bleibt, stellt eine Abschlusszahlung in Form einer Pauschalzahlung dar, mit der gewährleistet wird, dass alle Stilllegungs- und Rückbaurisiken beim Betreiber kerntechnischer Anlagen verbleiben (siehe Erwägungsgrund 200).

b) Die nicht begrenzten Nuklearverbindlichkeiten unterliegen weiterhin der Aufsicht durch CPN/CNV, ähnlich wie vor dem Abfallabkommen (d. h., es erfolgt eine dreijährliche Überprüfung der Stilllegungskosten, Investitionen usw.).

([102]) Belgien macht geltend, dass die Auswirkungen des LTO-Projekts auf das bestehende Stilllegungsprogramm negativ (Dyssynergie) oder positiv (Synergie) sein können. Der Gesamtbetrag wurde als negativ (Dyssynergien) berechnet, obwohl auch positive Auswirkungen berücksichtigt wurden.

([103]) Erfolgt der Abschluss der Transaktion zu einem späteren Zeitpunkt als dem 31. Dezember 2024, wird der Betrag um [0-0,500] Mio. EUR pro Monat erhöht, um der entsprechenden jährlichen Erhöhung von [0-5] % Rechnung zu tragen.

c) Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Betreibers kerntechnischer Anlagen sicherzustellen, werden unter anderem folgende Maßnahmen ergriffen:

— Schaffung eines abgesicherten Bereichs für die bei Electrabel verbleibenden Vermögenswerte (siehe Erwägungsgrund 181),

— Reduzierung der Schwellenwerte für kapitalbezogene Entscheidungen, die der Genehmigung durch CPN/CNV bedürfen (siehe Erwägungsgrund 175 des Einleitungsbeschlusses),

— Bedingungen für gruppeninterne Darlehen,

— Garantie der Muttergesellschaft (siehe Erwägungsgründe 57 und 174 des Einleitungsbeschlusses) und

— erweiterte Informationspflichten.

3.3.2.5. Auswirkungen des Abfallabkommens auf die finanziellen Maßnahmen der Komponente 1

(202) Belgien macht geltend, dass das Abfallabkommen getrennt von den anderen Teilen der Maßnahme bewertet werden könne.

(203) Erstens führt Belgien an, dass das Abfallabkommen nicht nur die LTO-Anlagen, sondern alle sieben Kernreaktoren in Belgien betreffe. Die Rückstellungen für Kernenergie, auf denen die gedeckelten Beträge beruhen, berücksichtigen alle Rückstellungen für Kernenergie, die bis zu den ursprünglichen gesetzlichen Endstichtagen der sieben Kernreaktoren anzusetzen sind (siehe Tabelle 1).

(204) Zweitens werden, wie in Erwägungsgrund 170 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, die Kosten im Zusammenhang mit den Betriebsabfällen und abgebrannten Brennelementen, die von den LTO-Anlagen während des LTO-Zeitraums erzeugt werden, von den Miteigentümern der LTO-Anlagen (BE-NUC und Luminus) getragen, einschließlich der Kosten für die Anpassung der Betriebsabfälle an die vertraglichen Übertragungskriterien und einer Mengenanpassungsgebühr für diese zusätzlichen Mengen. Electrabel und die beitragenden Unternehmen werden im Einklang mit den geltenden Rechnungslegungsvorschriften Rückstellungen für radioaktive Betriebsabfälle festlegen. Diese zusätzlichen Kosten spiegeln sich im unterzeichneten Finanzmodell wider, auf dem die finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1 des LTO-Projekts beruhen, und werden daher bei der Kalibrierung der Teilmaßnahmen der Komponente 1 berücksichtigt.

(205) Drittens bleibt der Betreiber kerntechnischer Anlagen für die Stilllegung und den Rückbau aller sieben Kernreaktoren in Belgien verantwortlich. Diese Kosten spiegeln sich weder im Abfallabkommen noch im unterzeichneten Finanzmodell wider. Eine Ausnahme bildet die Erhöhung der Stilllegungsverpflichtungen (sowohl für die LTO-Anlagen als auch für die Nicht-LTO-Anlagen) aufgrund des LTO-Projekts, für die ein fester Pauschalbetrag festgelegt und von CPN/CNV genehmigt wurde und der von den belgischen Behörden als einmalige Zahlung geleistet wird. Die Höhe dieser Dyssynergien wurde im unterzeichneten Finanzmodell berücksichtigt.

3.3.3. *Komponente 3: Rechtliche Absicherung*

(206) Wie in Abschnitt 3.5. des Einleitungsbeschlusses dargelegt, enthält die Vereinbarung zwischen dem belgischen Staat und Engie auch Bestimmungen über den Rechtsschutz, in denen die Risikoteilung im Falle bestimmter künftiger Gesetzesänderungen festgelegt wird. Kapitel 4 des Phoenix-Gesetzes bildet die Rechtsgrundlage für den Schutz von Engie vor bestimmten Gesetzesänderungen. Das Verhältnis zwischen den Parteien in Bezug auf Entschädigungen im Falle der betreffenden Gesetzesänderungen wird jedoch ausschließlich durch die Bestimmungen der Durchführungsvereinbarung geregelt.

(207) Diese mit Engie und Electrabel geschlossenen Bestimmungen sehen vor, dass der belgische Staat Engie (oder eines der betroffenen Unternehmen der Engie-Gruppe) für die dadurch tatsächlich entstandenen direkten Verluste entschädigt, wenn die belgische Föderalregierung oder das belgische Föderalparlament neue Verordnungen erlässt, die speziell die Betreiber kerntechnischer Anlagen in Belgien oder die nuklearen Tätigkeiten von Electrabel betreffen und sich negativ auf die wesentlichen Bedingungen der Transaktion auswirken. Dies schließt auch die Zahlungen ein, die Engie im Rahmen dieser Entschädigung an Luminus zu leisten hat. Nach belgischem Recht muss der Kläger seinen Anspruch nachweisen, und die Höhe der Entschädigung wird durch ein Gericht oder ein Schiedsverfahren festgelegt. Zwar sind die belgischen Gerichte zuständig, doch gibt es eine gegenseitige Schiedsmöglichkeit im Rahmen der UNCITRAL-Schiedsgerichtsordnung.

(208) Diese Bestimmung gilt nicht, wenn die Gesetzesänderung aus der Umsetzung europäischer oder internationaler Rechtsvorschriften resultiert, es sei denn, die belgische Föderalregierung oder das belgische Föderalparlament hat die Existenz und den Inhalt dieser Rechtsvorschriften auf einer anderen Ebene (international, supranational, europäisch, regional, kommunal usw.) veranlasst oder aktiv gefördert oder eine gerichtliche Entscheidung veranlasst oder aktiv gefördert.

(209) Wie in Erwägungsgrund 180 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, bringt Belgien vor, die Entscheidungspraxis der Kommission deute darauf hin, dass Schutzmaßnahmen gegen Gesetzesänderungen staatliche Beihilfen darstellen können. Belgien verweist in diesem Zusammenhang auf die Entscheidung der Kommission über die Verlängerung der Laufzeit von drei weiteren Kernreaktoren in Belgien, in der die Kommission die Entschädigungsklauseln geprüft habe, die in den Vereinbarungen zwischen dem belgischen Staat und den Eigentümern kerntechnischer Anlagen enthalten waren. Belgien kommt daher zu dem Schluss, dass die Vereinbarung über rechtlichen Absicherungen zwischen dem belgischen Staat und Engie die Gewährung eines selektiven wirtschaftlichen Vorteils für Engie bedeuten könnte.

3.3.4. *Alternative Finanzierungsoptionen*

(210) Belgien macht geltend, dass die Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren aufgrund der besonderen wirtschaftlichen Lage und des spezifischen Risikoprofils von Kernenergie ein spezielles Unterstützungspaket erfordert.

(211) Wie in Erwägungsgrund 22 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, hat Electrabel keine Rückstellungen für den Langzeitbetrieb gebildet, da bis März 2022 — spätestens jedoch bis 2025 — alle belgischen Kernkraftwerke gemäß dem Gesetz über den Atomausstieg geschlossen werden sollten. Nach der Entscheidung über die Verlängerung der Laufzeit von Doel 4 und Tihange 3 bestand dringender Bedarf an einer Sanierung der LTO-Anlagen. Angesichts des straffen Zeitplans und der gestiegenen Kosten für Brennstoffe und andere notwendige Teile in den letzten Jahren sind die Investitionskosten des LTO-Projekts mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

(212) Die belgischen Behörden haben alternative Unterstützungsmechanismen geprüft, darunter die Einbeziehung der Kerntechnologie in den belgischen Kapazitätsmechanismus, eine feste Einspeisevergütung, einen einseitigen CfD oder ein RAB-Modell.

(213) Nach Angaben der belgischen Behörden wurden diese Alternativen angesichts der in Abschnitt 3.1. genannten Marktversagen in bestimmten Bereichen aus folgenden Gründen als weniger geeignet angesehen, um das LTO-Projekt zu unterstützen:

a) Die potenzielle Finanzierungslücke und das spezifische Risikoprofil der LTO-Anlagen können durch die Einbeziehung in den KM nicht angemessen behoben werden, da i) der KM aus einem Wettbewerbsverfahren mit jährlichen Auktionen besteht, deren Ergebnis für die Teilnehmer naturgemäß ungewiss ist, was mit der Entscheidung Belgiens, Kernenergie als Teil seines Energiemix zu nutzen, unvereinbar ist, ii) die Vergütung durch die KM-Auktionen mit dem Zeitplan für die Laufzeitverlängerung unvereinbar ist, da die Investitionen so bald wie möglich beginnen müssen, damit die LTO-Anlagen im November 2025 wieder zur Verfügung stehen, und iii) der KM lediglich die Finanzierungslücke des Investitionsvorhabens schließt, ohne die spezifischen Risiken anzugehen, denen der Betreiber kerntechnischer Anlagen ausgesetzt ist.

b) Eine feste Einspeisevergütung würde für jede Stromeinheit denselben Betrag zahlen (unabhängig vom Großhandelspreisniveau), was zu einer möglichen Über- oder Untervergütung führen und dem Betreiber ein übermäßiges Restmarktrisiko auferlegen würde.

c) Ein einseitiger CfD würde die Erzeuger nicht dazu verpflichten, Markterlöse über den Ausübungspreis hinaus zurückzuzahlen, wodurch eine mögliche Überkompensation möglich wäre.

d) Ein RAB-Modell für kerntechnische Anlagen ist besser für neue Investitionen in nukleare Kapazitäten geeignet, um das Risiko der Bauphase und der hohen Investitionsausgaben zu verringern.

(214) Belgien macht geltend, dass der zweiseitige CfD in Verbindung mit den anderen Teilmaßnahmen des Unterstützungspakets die erforderliche Unterstützung zu geringeren Kosten für die Verbraucher biete, als dies bei den alternativen Vergütungsmechanismen der Fall sei.

3.4. **Begünstigte**

(215) Wie in Erwägungsgrund 181 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, sind die Endbegünstigten der angemeldeten Maßnahme i) Engie als Muttergesellschaft von Electrabel, das alleiniger Betreiber und Miteigentümer der LTO-Anlagen (89,807 %) ist, sowie in ihrer Funktion als direkte Vertragspartei der mit der belgischen Regierung geschlossenen Durchführungsvereinbarung, und ii) EDF S.A. („EDF“) als oberste Muttergesellschaft von Luminus, das Miteigentümer der LTO-Anlagen (10,193 %) und Teil der beitragspflichtigen Unternehmen ist, sowie in ihrer Funktion als Muttergesellschaft von EDF Belgium, das Teil der beitragspflichtigen Unternehmen ist. Die Kommission hat während der förmlichen Prüfung keine Gründe gefunden, von dieser Bewertung der Hauptbegünstigten abzuweichen.

(216) Die Kommission teilt jedoch die Auffassung Belgiens hinsichtlich der Ermittlung der Begünstigten der Komponente 1 der Maßnahme. Insbesondere argumentierte Belgien in seiner Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss, dass BE-NUC (das Gemeinschaftsunternehmen zwischen dem belgischen Staat und Electrabel) und Luminus und nicht Electrabel und Luminus die unmittelbar Begünstigten des CfD, der SDC-Darlehen, der MOCP und der WCF seien. Als Gesellschafter von BE-NUC und derzeitiger Miteigentümer der LTO-Anlagen kann Electrabel dennoch ebenfalls als wichtiger Begünstigter dieser Teilmaßnahmen der Komponente 1 angesehen werden. Was die anderen Teilmaßnahmen im Rahmen von Komponente 1 betrifft, die Unterstützung für den Betrieb und die Instandhaltung der LTO-Anlagen vorsehen, ist Electrabel als Betreiber kerntechnischer Anlagen und Anteilseigner von BE-NUC zusammen mit dem belgischen Staat unmittelbarer Begünstigter, während Luminus als Miteigentümer der LTO-Anlagen mittelbarer Begünstigter ist. Gemäß den Randnummern 115 und 116 der Mitteilung der Kommission über den Begriff der Beihilfe kann ein Vorteil auch anderen Unternehmen als denen gewährt werden, denen staatliche Mittel unmittelbar übertragen werden (mittelbarer Vorteil). Luminus profitiert von der Kombination der Teilmaßnahmen im Rahmen von Komponente 1 durch die Verringerung der Betriebs- und Insolvenzrisiken für das LTO-Projekt, ohne selbst direkt an diesen Teilmaßnahmen beteiligt zu sein. Daher kann davon ausgegangen werden, dass Luminus durch diese Teilmaßnahmen einen mittelbaren Vorteil erlangt. Dieser mittelbare Vorteil gilt nicht für die EMSA, da Luminus Eigentümer seines Anteils an dem von den LTO-Anlagen erzeugten Strom ist und den Verkauf des Stroms unabhängig abwickeln wird, und auch nicht für die zwischen Electrabel und BE-NUC zu schließende ASA.

(217) In Bezug auf die Komponente 2 der angemeldeten Maßnahme kommen die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen und die Vereinbarung über die Stilllegungsverbindlichkeiten dem Betreiber kerntechnischer Anlagen, Electrabel, sowie Luminus und EDF Belgium in ihrer Rolle als beitragspflichtige Unternehmen zugute, die zusammen mit dem Betreiber kerntechnischer Anlagen finanziell für die Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und der Stilllegung verantwortlich sind.

(218) In Bezug auf die Komponente 3 der angemeldeten Maßnahme sieht die rechtliche Absicherung vor, dass einseitige Maßnahmen des belgischen Staates, die sich speziell auf die Betreiber von kerntechnischen Anlagen in Belgien auswirken oder auf sie anwendbar sind und durch die die wesentlichen Bedingungen der Transaktion verändert werden, einen Anspruch auf Entschädigung begründen. Die unmittelbaren Begünstigten sind daher Engie als Muttergesellschaft von Electrabel, dem Betreiber (und Miteigentümer) der Kernreaktoren in Belgien, und BE-NUC. Ähnlich wie bei einigen Teilmaßnahmen im Rahmen von Komponente 1, obwohl Luminus nicht direkt an den Maßnahmen zur rechtlichen Absicherung der Komponente 3 beteiligt ist, ergibt sich ein mittelbarer Vorteil für das Unternehmen Luminus, das ebenfalls im Falle von rechtlichen Änderungen, die das LTO-Projekt betreffen, entschädigt wird (siehe Abschnitt 3.3.3.). Daher ist Luminus ein mittelbarer Begünstigter der Komponente 3 der Maßnahme.

3.5. **Rechtsgrundlage und Transparenz**

(219) Wie in Abschnitt 3.7. des Einleitungsbeschlusses erläutert, erfordert das LTO-Projekt eine Reihe von Gesetzesänderungen, die im vorliegenden Abschnitt zusammengefasst sind.

3.5.1. *Änderung des Gesetzes über den Atomausstieg*

(220) Das Gesetz über den Atomausstieg regelt seit 2003 den schrittweisen Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernkraft in Belgien und wurde bereits dreimal geändert, um die Verlängerung der Laufzeit von Tihange 1, Doel 1 und Doel 2 zu ermöglichen.

(221) Die Verlängerung der Laufzeit von Doel 4 und Tihange 3 um zehn Jahre erfordert eine weitere Änderung des Gesetzes über den Atomausstieg. Die Änderungen wurden durch das „Gesetz zur Änderung des Gesetzes über den Atomausstieg“ umgesetzt, das am 18. April 2024 vom Parlament in seiner Plenarsitzung angenommen, am 26. April 2024 vom König unterzeichnet und am 5. Juni 2024 im belgischen Staatsblatt veröffentlicht wurde.

(222) Gemäß der Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ([104]), der Richtlinie 92/43/EWG des Rates ([105]) und der Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([106]) bringt Belgien vor, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung mit grenzüberschreitenden Konsultationen ([107]) erforderlich ist, die durchgeführt wurde.

3.5.2. *„Phoenix-Gesetz"*

(223) Die verschiedenen Elemente des LTO-Projekts werden durch ein separates Gesetz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Energiesektor und zur Reform des Kernenergiesektors, das auch als „Phoenix-Gesetz" bezeichnet wird, umgesetzt. Die einzelnen Kapitel des Phoenix-Gesetzes werden in Erwägungsgrund 191 des Einleitungsbeschlusses ausführlich beschrieben. Das Phoenix-Gesetz wurde vom Parlament am 18. April 2024 in einer Plenarsitzung gebilligt und am 26. April 2024 vom König unterzeichnet. Es wurde am 5. Juni 2024 im belgischen Staatsblatt veröffentlicht.

3.5.3. *Gesetze über die belgische Regierungsstruktur*

(224) Wie in Erwägungsgrund 193 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, hat der belgische Staat zwei neue öffentliche Einrichtungen gegründet, die bestimmte Aufgaben im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt übernehmen werden:

a) „BE-WATT": ein autonomer Dienst mit unabhängiger Rechnungslegung, der durch das „BE-WATT-Gesetz" gegründet wurde und die belgische Regierung als Gesellschafter von BE-NUC und als Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung vertreten wird, und

b) „Hedera": eine neue öffentliche Einrichtung sui generis mit Rechtspersönlichkeit, die durch das „Hedera-Gesetz" gegründet wurde und die finanzielle Verantwortung für die übertragenen radioaktiven Abfälle und abgebrannten Brennelemente übernimmt und die gedeckelten Beträge verwaltet.

(225) Das BE-WATT-Gesetz und das Hedera-Gesetz wurden vom Parlament am 18. April 2024 in der Plenarsitzung genehmigt und am 26. April 2024 vom König unterzeichnet. Sie wurden am 5. Juni 2024 im belgischen Staatsblatt veröffentlicht.

3.5.4. *Königliche Erlasse*

(226) Erstens regeln die Genehmigungen durch Königlichen Erlass die Genehmigung von Anlagen, die radioaktive Abfälle konditionieren. Dieser Königliche Erlass wurde geändert, um die Genehmigung von Anlagen zur Konditionierung von radioaktiven Abfällen gemäß den vertraglichen Übertragungskriterien zu ermöglichen. Für Genehmigungen für Konditionierungsanlagen, die gemäß den vertraglichen Übertragungskriterien Konditionierungen durchführen, wird eine separate Kategorie eingeführt. Er wurde am 11. Juli 2024 angenommen und am 15. Juli 2024 im belgischen Staatsblatt veröffentlicht.

(227) Zweitens legt der Königliche Erlass über die vertraglichen Übertragungskriterien die vertraglichen Übertragungskriterien und die Kategorisierung der Abfallpakete sowie die Art und Weise fest, wie sie die Mengengutschrift in Anspruch nehmen. Er wurde am 11. Juli 2024 angenommen und am 15. Juli 2024 im belgischen Staatsblatt veröffentlicht.

3.6. **Haushalt und Finanzen**

(228) Belgien wird den gesamten Finanzierungsbedarf des LTO-Projekts aus dem allgemeinen Staatshaushalt bestreiten, einschließlich der potenziellen Rückzahlungen aus dem zweiseitigen CfD.

([104]) Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. L 26 vom 28.1.2012, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. L 206 vom 22.7.1992, S. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten (ABl. L 20 vom 26.1.2010, S. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Weitere Informationen zu diesen grenzüberschreitenden Notifizierungen, die gemäß Artikel 7 der UVP-Richtlinie an andere EU-Mitgliedstaaten gerichtet sind (einschließlich aller eingegangenen Reaktionen), finden Sie auf der entsprechenden Seite des FÖD Wirtschaft.

(229) Wie in Erwägungsgrund 200 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, schätzt Belgien, dass sich die Kosten für Investitionsausgaben des LTO-Projekts auf [2-2,5] Mrd. EUR und die gesamten Betriebskosten über die Laufzeit hinweg auf [7 000-8 000] Mio. EUR belaufen.

(230) Die Nettoauswirkungen auf den belgischen Staatshaushalt ergeben sich aus zwei Faktoren: erstens durch die Kapitaleinlage in Höhe von 24,7 Mio. EUR in das Gemeinschaftsunternehmen und zweitens durch die von der Vertragspartei der Vergütungsvereinbarung zu zahlenden Nettokosten der Maßnahmen. Belgien macht geltend, dass die erwarteten Haushaltsausgaben nicht nur von Kostenprognosen abhängen, sondern auch von Prognosen zu Preisen/Einnahmen auf dem Energiemarkt, da das LTO-Projekt durch eine Kombination aus Markterlösen, CfD-Differenzzahlungen, Mindest-OPEX- und Kapitalzahlungen sowie SDC-Darlehen finanziert wird.

(231) Gemäß der Basisszenario-Prognose des unterzeichneten Finanzmodells erhält der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung über die Laufzeit des Projekts hinweg einen Nominalbetrag von insgesamt [0-500] Mio. EUR.

(232) Sollten sich die Strompreise jedoch gemäß einer niedrigeren Prognose entwickeln, würden sich die Kosten der Maßnahme für den belgischen Staat aufgrund höherer CfD-Zahlungen um [4 000-4 500] Mio. EUR erhöhen. Im Falle eines unerwarteten Ereignisses, durch das beide Kernkraftwerke ausfallen würden, wäre der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung zudem verpflichtet, zusätzliche Unterstützung in Höhe von [500-1 000] Mio. EUR pro Jahr der Nichtverfügbarkeit zu leisten. In einem negativen Szenario mit niedrigen Strompreisen und eines zwölfmonatigen Ausfalls müsste der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung über die Projektlaufzeit hinweg einen Gesamtnettobetrag (Nominalbetrag) von [4 000-4 500] Mio. EUR bereitstellen, d. h., das Budget der Maßnahme würde sich auf fast [40-50] % der gesamten Kapital- und Betriebskosten belaufen.

3.7. **Kumulierung**

(233) Belgien bestätigt, dass die Maßnahme nicht mit anderen Beihilfen zur Deckung derselben Kosten, die im Rahmen des LTO-Projekts anfallen, kumuliert werden kann. Belgien bringt vor, dass außer dem Staatshaushalt keine anderen Mittel an der Finanzierung des LTO-Projekts beteiligt sein dürften, und bestätigt, dass keine Unionsmittel betroffen sein werden.

3.8. **Gründe für die Einleitung des förmlichen Prüfverfahrens**

(234) Die Kommission hat den Einleitungsbeschluss am 22. Juli 2024 angenommen. Die Kommission kam zu dem vorläufigen Schluss, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe darstellt, und äußerte Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV. Im Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel hinsichtlich der Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit der Beihilfe, ihrer Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht und möglicher unzumutbarer Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen.

(235) Erstens äußerte die Kommission hinsichtlich der Erforderlichkeit der Beihilfe Zweifel an den finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1. Die Kommission erkennt zwar an, dass die Betreiber kerntechnischer Anlagen und die Eigentümer von Kernreaktoren angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Strommarktpreise möglicherweise eine stabile Einnahmequelle benötigen, bezweifelt jedoch, dass die zusätzlichen finanziellen Unterstützungsmaßnahmen über den zweiseitigen CfD hinaus alle erforderlich sind. Insbesondere hatte die Kommission Bedenken hinsichtlich der Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens, an dem die belgische Regierung beteiligt sein wird, hinsichtlich der Mindest-OPEX- und der Mindestkapitalzahlung sowie hinsichtlich der SDC-Darlehen.

(236) Zweitens äußerte die Kommission erneut Zweifel an der Geeignetheit der Beihilfe hinsichtlich der finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1. Die Kommission wollte die von Belgien vorgeschlagene Ausgestaltung des zweiseitigen CfD näher prüfen, da dieser offenbar keine angemessenen Anreize bot, auf Marktbedingungen zu reagieren und Wartungsarbeiten auf möglichst effiziente Weise zu planen (einschließlich der Heranziehung des DAM-Preises als Referenz-Marktpreis im CfD-Modell). Darüber hinaus hinterfragte die Kommission, ob die Kombination der Vergütungsmaßnahmen die Begünstigten nicht von einem zu großen Anteil der Markt- und Betriebsrisiken entlastet.

(237) Drittens äußerte die Kommission hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit der Beihilfe Zweifel an der Verhältnismäßigkeit mehrerer finanzieller Vergütungsmaßnahmen (einschließlich der SDC-Darlehen und der MOCP). Die Kommission war der Auffassung, dass diese Maßnahmen mit einem CfD kombiniert und so konzipiert sind, dass sie die Zielrendite von 7 % erreichen. Eine Bewertung ist nur in Bezug auf die Maßnahmen selbst und die damit verbundene Risikominderung möglich. Daher vertrat die Kommission die Auffassung, dass sie zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses die Verhältnismäßigkeit dieser Zielrendite nicht abstrakt bewerten konnte, und kam zu dem Schluss, dass die Verhältnismäßigkeitsprüfung erst nach der Prüfung der Geeignetheit der Maßnahmen erfolgen kann. Darüber hinaus hatte die Kommission Zweifel an der Festlegung des Betrags der Pauschalzahlung in Höhe von 15 Mrd. EUR für die Übertragung der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen (insbesondere in Bezug auf den verwendeten Abzinsungssatz und die Höhe des Risikoaufschlags) sowie an der Höhe der zusätzlichen Stilllegungsverbindlichkeiten, die sich aus dem LTO-Projekt ergeben (was zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses noch nicht bekannt war).

(238) Schließlich stellte die Kommission die Frage, ob ein unangemessenes CfD-Modell und die Kumulierung aller Finanzhilfemaßnahmen nicht zu unzulässigen Marktverzerrungen führen könnten. Darüber hinaus benötigte die Kommission weitere Zusicherungen hinsichtlich der Identität und Unabhängigkeit der Stelle, die die Produktion der LTO-Anlagen im Rahmen der EMSA auf dem Markt verkauft.

4. **DER STANDPUNKT BELGIENS**

(239) Belgien übermittelte seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss am 22. August 2024. Belgien legte zusätzliche unabhängige Analysen vor, die von Compass Lexecon in Bezug auf das CfD-Modell, die SDC-Darlehen und die MOCP (vorgelegt am 22. August 2024) sowie die Abfallbegrenzung (vorgelegt am 30. August 2024) erstellt wurden, um den im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifeln der Kommission hinsichtlich der Erforderlichkeit, Geeignetheit und Verhältnismäßigkeit des Pakets finanzieller Unterstützungsmaßnahmen (Komponente 1 der Beihilfemaßnahme), der Verhältnismäßigkeit des Abfallabkommens (Komponente 2 der Beihilfemaßnahme), der Vereinbarkeit des CfD-Modells mit dem Unionsrecht und möglicher unverhältnismäßiger Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels zu begegnen.

(240) In der Antwort Belgiens auf den Einleitungsbeschluss wird die ursprüngliche Maßnahme (LTO-Projekt) wie im Einleitungsbeschluss beschrieben erörtert. Die vorliegende Maßnahme umfasst Änderungen gegenüber der ursprünglichen Maßnahme (die aufgrund der von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken vorgenommen wurden) und ist in Abschnitt 3 dieses Beschlusses ausführlich dargelegt.

(241) Die von Belgien vorgebrachten Argumente werden im Folgenden näher erläutert.

4.1. **Standpunkt Belgiens zum Paket finanzieller Maßnahmen (Komponente 1)**

4.1.1. *Geeignetheit des CfD-Modells*

(242) Belgien stimmte mit der Kommission darin überein, dass die Förderung marktkonformer Anreize und die Minimierung möglicher unangemessener Verzerrungen für die Gestaltung von Unterstützungsmechanismen von grundlegender Bedeutung sind.

(243) Belgien zufolge bestimmen die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Zwänge der LTO-Anlagen (siehe auch Abschnitt 2.1) die Durchführbarkeit und Geeignetheit des CfD-Modells. Diese Auffassung wird durch eine unabhängige zusätzliche wirtschaftliche Analyse von Compass Lexecon untermauert ([108]). Belgien argumentierte insbesondere, dass wirtschaftliche Anreize für den Betreiber kerntechnischer Anlagen, in Situationen mit eingeschränkten Reaktionsmöglichkeiten auf Marktbedingungen zu reagieren, zu einer suboptimalen Risikoverteilung führen und die Unsicherheit künftiger Einnahmen ohne Möglichkeit einer abschwächenden Maßnahme erhöhen könnten. Daher könnten höhere Risiken für den Begünstigten, denen nicht durch operative Abgaben begegnet werden kann, zu einem verschlechterten Risiko-Ertrags-Profil der Investition und zu einem wirtschaftlichen Ungleichgewicht des Programms führen (z. B. durch die Notwendigkeit eines höheren Ziel-IRR). Die daraus resultierenden erwarteten Auswirkungen auf die Kosten für die Unterstützung müssten daher gegen die Kosten abgewogen werden, die dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung durch die direkte Übernahme dieses Risikos entstehen.

([108]) Compass Lexecon, Memo CfD Design, 22. August 2024.

(244) Belgien argumentiert ferner, dass der Händlerbetrieb der LTO-Anlagen und die entsprechenden Gebotsentscheidungen die wirtschaftliche Benchmark für ein CfD-Modell seien, das ein marktkonformes Verhalten aufrechterhalte.

(245) Im vorliegenden Fall weist Belgien darauf hin, dass verschiedene technische und betriebliche Zwänge den Spielraum für eine Änderung des Wartungsplans und für Modulationen und damit auch das mit erhöhten wirtschaftlichen Anreizen verbundene Wertschöpfungspotenzial erheblich einschränken:

a) Die LTO-Anlagen unterliegen betrieblichen Zwängen, um die Versorgungssicherheit in den Wintermonaten zu gewährleisten, sowie technischen und rechtlichen Anforderungen zur (Neu-)Planung von Ausfällen.

b) Die technische Konstruktion der LTO-Anlagen ist für den Betrieb als Grundlastanlagen optimiert, was erhebliche Auswirkungen auf die Sicherheitsvorschriften hat und die Modulationsfähigkeiten einschränkt (z. B. max. 30 Modulationen pro Brennstoffkreislauf mit potenziellem Risiko einer automatischen Abschaltung).

c) Die Betriebs- und Modulationszwänge und die damit verbundenen Risiken führen zu Opportunitätskosten für den Betreiber kerntechnischer Anlagen (z. B. Risiko entgangener Einnahmen im Falle einer automatischen Abschaltung, versäumte Modulationsmöglichkeiten aufgrund des Erreichens der Modulationsobergrenze vor Ende des Zyklus).

(246) Belgien argumentierte, dass angesichts der Betriebs- und Sicherheitszwänge der LTO-Anlagen einige der nachstehend aufgeführten alternativen CfD-Modelle die Risiken nicht effizienter verteilen und marktkonformes Verhalten nicht wirksamer fördern würden als das vorgeschlagene Modell. Belgien machte insbesondere geltend, dass in einigen Fällen die Verwendung langfristiger Referenzpreise und Referenzmengen effiziente Entscheidungen hinsichtlich des Einsatzes/Betriebs begünstigen könne, da dadurch die CfD-Zahlungen von den erzielten Marktpreisen abgekoppelt würden. Dies sei jedoch im vorliegenden Fall angesichts der betrieblichen Zwänge der LTO-Anlagen und des einzigartigen Verfügbarkeitsmusters im Zeitraum der LTO-Arbeiten möglicherweise nicht angemessen, wie nachstehend erläutert:

a) Erstens würde die Verwendung des Preises langfristiger Produkte als alternativer MRP (z. B. Terminkontrakte, jährliche DA-Durchschnittswerte) anstelle des DAM-Preises das einzigartige Verfügbarkeitsmuster im Zeitraum der LTO-Arbeiten nicht berücksichtigen, da dies ein erhebliches Risiko einer Diskrepanz zwischen dem Referenzpreis und den erzielten Preisen mit sich bringen könnte, die von BE-NUC durch operative Abgaben nicht effizient abgesichert oder gesteuert werden könnten (siehe Erwägungsgrund 98). Unterschiedliche Rahmenbedingungen und Betriebszwänge könnten jedoch alternative MRP rechtfertigen.

b) Zweitens könne die Berechnung des Vergütungsbetrags auf der Grundlage einer Referenzmenge anstelle der tatsächlichen Produktion zusätzliche Marktrisiken mit sich bringen, die von BE-NUC nicht effizient abgesichert oder gesteuert werden könnten. Auch hier könne die Verwendung von Referenzmengen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen oder Technologie- und Betriebszwängen angebracht sein.

c) Gleichzeitig wäre, wie bereits in den Erwägungsgründen 11 und 12 erläutert, aufgrund der strengen Betriebs- und Modulationszwänge für LTO-Anlagen das Potenzial für eine zusätzliche Wertschöpfung durch verstärkte Marktanreize aufgrund alternativer Ausgestaltungsmerkmale des CfD im Vergleich zum gewählten CfD-Modell begrenzt (siehe unten).

(247) Belgien zufolge zielte das gewählte CfD-Modell in Verbindung mit seinen spezifischen Regelungen (der MPRA und der Modulationsregelung) darauf ab, das Marktrisiko durch operative Anreize auszugleichen, die sowohl Investitionen als auch die kurzfristige Markteffizienz fördern. Es erleichtere eine zeitnahe Reaktion auf Marktsignale, ohne unnötige Komplexität zu verursachen, und sei auf die technischen und regulatorischen Zwänge der LTO-Anlagen abgestimmt. Belgien verwies in diesem Zusammenhang auf folgende Aspekte:

a) die MPRA, die angesichts des (begrenzten) verfügbaren Spielraums für die Anpassung der Wartungspläne einen angemessenen Anreiz für die Produktion in Zeiten hoher Marktpreise bietet, und

b) die Modulationsregelung, die so konzipiert wurde, dass sie den technischen und regulatorischen Zwängen der LTO-Anlagen und den marktbasierten Tätigkeiten in der Praxis Rechnung trägt. Mit der festen Modulationsschwelle sollte ein Ausgleich zwischen dem potenziellen Nutzen der Modulation und den damit verbundenen Opportunitätskosten auf der Grundlage eines einfachen Mechanismus hergestellt werden.

(248) Aus den oben dargelegten Gründen kam Belgien zu dem Schluss, dass die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Geeignetheit des CfD-Modells im Einleitungsbeschluss unbegründet sind.

(249) Während des förmlichen Prüfverfahrens beschloss Belgien jedoch, das CfD-Modell und den MPRA-Mechanismus zu ändern, um marktkonforme Anreize zu stärken und Marktentwicklungen gebührend zu berücksichtigen.

a) Erstens beschloss Belgien, das CfD-Modell zu ändern, indem es die Entscheidungsbefugnis über wirtschaftsbedingte Modulationen an den EMSA-Partner übertrug (wodurch die Modulationsregelung im ursprünglichen Entwurf gestrichen wurde) und die feste Vergütung des EMSA-Partners durch eine Kombination aus einer festen und einer variablen Gebühr zu ersetzen, wodurch Anreize für eine dynamische Modulation unter Berücksichtigung der Marktentwicklungen und der technischen Zwänge (und potenziellen automatischen Abschaltrisiken) der LTO-Anlagen geschaffen wurden. Eine ausführliche Beschreibung der geänderten Vergütungsformel findet sich in Abschnitt 3.3.1.5.2.

b) Zweitens hat Belgien den MPRA-Mechanismus intensiviert, sodass sich der erwartete und realisierte interne IRR stärker an die sich ändernden Marktbedingungen anlehnt. Eine ausführliche Beschreibung dieser Änderung findet sich in Abschnitt 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Struktur des Gemeinschaftsunternehmens*

(250) Electrabel und der belgische Staat planen die Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens mit einer 50:50-Beteiligung, das die relevanten Vermögenswerte halten wird, um den weiteren Betrieb der LTO-Anlagen zu ermöglichen.

(251) Belgien machte geltend, dass dieser Ansatz es dem belgischen Staat ermögliche, die Projektgesellschaft gleichberechtigt mitzubestimmen, da die beiden Gesellschafter das Gemeinschaftsunternehmen zu gleichen Bedingungen und als Gesellschafter mit dem gleichen Risiko (entsprechend dem üblichen Gesellschafterrisiko und der üblichen Finanzierung) und den gleichen Vorteilen (insbesondere Dividenden) gegründet hätten. Außerdem könne der belgische Staat so ein gewisses Maß an Eigentumsrechten an kritischer Infrastruktur behalten.

4.1.3. *MOCP und SDC-Darlehen*

(252) Belgien erklärte, dass, falls die Einnahmen von BE-NUC nicht ausreichen, um die für den Betrieb der LTO-Anlagen erforderlichen Kosten (die Kosten der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung und sonstige Betriebs-, Brennstoff- und Instandhaltungsinvestitionskosten) zu decken, der belgische Staat als Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung verpflichtet ist, eine Ausgleichszahlung an BE-NUC (und Luminus) zu leisten. BE-NUC muss diesbezüglich einen jährlichen Abgleichsbericht vorlegen. Diese Mindest-OPEX-Zahlung soll ausreichende Liquidität zur Deckung dieser Kosten sicherstellen, um die langfristige Rentabilität und Solvenz von BE-NUC zu sichern. Darüber hinaus wird der Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung eine Kapitalzahlung leisten, die aus einer 50-prozentigen Kostenabsicherung für das investierte Kapital im Verhältnis zu den amortisierten Kapitalkosten der Laufzeitverlängerung der LTO-Anlagen besteht. Sowohl die Mindest-OPEX- als auch die Kapitalzahlung werden als MOCP bezeichnet und gelten ab dem Zeitpunkt der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs.

(253) Belgien erklärte, dass es sowohl BE-NUC als auch Luminus mit Wirkung vom 1. Juli 2025 auch Kreditlinien zur Verfügung stellen werde, um die Betriebs- und Instandhaltungskosten zu finanzieren, die während bestimmter Stillstandszeiten gemäß Abschnitt 3.2(A) („Beschaffung von SDC-Darlehen“) der Vergütungsvereinbarung anfallen. Konkret wird der belgische Staat anstelle von zusätzlichem Kapital für BE-NUC und Luminus SDC-Darlehen zu einem begrenzten Zinssatz und mit einem festgelegten Tilgungsplan bereitstellen, die in zwei Tranchen finanziert werden:

a) die Kosten während der Abschaltung der Kernkraftwerke (1. Juli 2025 bei Doel 4 und 1. September 2025 bei Tihange 3) und bis zum Zeitpunkt der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs

b) die Kosten während der planmäßigen LTO-Arbeiten vom Zeitpunkt der Wiederaufnahme des Langzeitbetriebs bis zum 31. Dezember 2028 (zur Klarstellung: Alle weiteren Verluste, die durch außerplanmäßige Ausfälle entstehen, sind durch die MOCP zu decken).

(254) Belgien erklärte, dass mit der MOCP Risiken mit erheblichen Auswirkungen bekämpft würden, die zu Verlusten während der Betriebsphase führen könnten. Zusammen mit den SDC-Darlehen in der Phase vor der Wiederinbetriebnahme seien diese Maßnahmen unerlässlich, um sicherzustellen, dass das Projekt ausreichende Zahlungsströme generiert, um den Betreiber der kerntechnischen Anlagen zu bezahlen und die langfristige Betriebsfähigkeit aufrechtzuerhalten. Belgien argumentiert, dass dem Kernkraftwerk ohne diese Maßnahmen im Falle längerer Ausfälle oder regulatorischer (politischer) Änderungen, die zu einer Nichtverfügbarkeit führen, der Konkurs drohen könnte.

(255) Zur weiteren Untermauerung dieser Behauptungen legte Belgien, gestützt auf eine von Compass Lexecon erstellte unabhängige Analyse ([109]), folgende Erläuterungen vor:

a) Investitionen von Händlern in kerntechnische Anlagen sind mit unkontrollierbaren und weitreichenden Risiken im Zusammenhang mit Regulierung/Politik und Technologie verbunden, die sich auf die Verfügbarkeit von Kraftwerken auswirken können. Nuklearprojekte weisen eine überwiegend feste Kostenstruktur auf, wodurch ihre finanzielle Lage besonders stark von Ausfallzeiten beeinflusst wird. Anders als beim RAB-Modell reicht ein CfD-System allein nicht aus, um diese schwerwiegenden Ausfallrisiken zu bewältigen, sodass ein zusätzlicher Risikomanagementmechanismus erforderlich ist.

b) Die MOCP ist erforderlich, um sich teilweise gegen Szenarien mit erheblichen Verlusten abzusichern, die die wirtschaftliche und finanzielle Tragfähigkeit (und Solvenz) der LTO-Anlagen gefährden könnten. Die SDC-Darlehen sind erforderlich, um die fixen Betriebskosten zu finanzieren, die für die Instandhaltung der LTO-Anlagen vor ihrer Wiederinbetriebnahme und während der geplanten LTO-Verlängerungsarbeiten anfallen.

c) Angesichts der bisherigen Leistungsbilanz belgischer und ausländischer Kernkraftwerke ist ein erheblicher Ausfall beider Kernkraftwerksanlagen für einen wesentlichen Teil des Jahres nicht unwahrscheinlich. Mit Blick auf die Zukunft dürften diese systemischen Risiken zunehmen, da die Zahl der belgischen Kernkraftwerke ab 2025 schrumpft. Darüber hinaus könnte es zu häufigeren, weniger schwerwiegenden Ereignissen kommen, die dennoch zu Verlusten für das LTO-Projekt führen würden, was die Notwendigkeit des MOCP-Mechanismus weiter rechtfertigt.

(256) Belgien kam daher zu dem Schluss, dass die MOCP und die SDC-Darlehen geeignet und angemessen sind:

a) Die MOCP schützt das LTO-Projekt nicht vor allen Betriebsrisiken, sodass sie als Maßnahme geeignet ist, da sie lediglich dazu dient, erheblichen Ausfällen entgegenzuwirken und eine Insolvenz von BE-NUC zu verhindern. Sonstige operative Risiken verbleiben bei den Gesellschaftern, was zu zahlreichen Szenarien führt, in denen die Rentabilität sinkt und der Projekt-IRR von 7 % selbst mit der Beihilfemaßnahme nicht erreicht wird.

b) Die MOCP ist angemessen, da sie sich auf die zur Vermeidung von Verlusten erforderlichen Fehlbeträge beschränkt (Mindest-OPEX-Komponente) und im Falle von Investitionsverlusten (d. h. negativer Projekt-IRR) nur 50 % der Eigenkapitalbeiträge (Kapitalzahlungskomponente) abdeckt. Mit anderen Worten: Selbst mit der MOCP können Gesellschafter bis zu 50 % ihrer Investition verlieren.

c) Das SDC-Darlehen stellt Liquidität in Form einer Finanzierung bereit, die auf die Einnahmeausfälle begrenzt ist, sodass die Beihilfe geeignet ist.

d) Das SDC-Darlehen ist verhältnismäßig, da es zur Verlustminderung auf ein Minimum beschränkt und verzinst zurückzuzahlen ist.

(257) Nach dem förmlichen Prüfverfahren hat Belgien beschlossen, die potenziellen MOCP-Zahlungen auf maximal 2 Mrd. EUR zu begrenzen, indem es von seinem Kündigungsrecht bzw. seinen Kündigungsrechten gemäß der Vergütungsvereinbarung Gebrauch machen würde, es sei denn, eine Analyse des belgischen Staates ergebe, dass eine solche Kündigung die Versorgungssicherheit Belgiens beeinträchtigen könnte und/oder aus finanzieller Sicht nicht angemessen wäre. Weitere Einzelheiten sind in Abschnitt 3.3.1.3.3. zu finden.

4.1.4. *Gesellschafterdarlehen und WCF*

(258) Nach Angaben Belgiens erklären sich der belgische Staat und Electrabel als Gesellschafter bereit, ihren Anteil an dem Finanzierungsbedarf von BE-NUC oder an unvorhergesehenen Finanzierungslücken zu finanzieren (soweit diese Kosten und Aufwendungen betreffen, die nicht durch andere Mechanismen wie Einnahmen von BE-NUC, Differenzzahlungen an BE-NUC im Rahmen der Vergütungsvereinbarung, das SDC-Darlehen usw. finanziert werden, um eine doppelte Finanzierung zu vermeiden).

([109]) Compass Lexecon, Memo — Supplemental note on SDC Loan and MOCP, 22. August 2024.

(259) Belgien erklärte, dass Electrabel und der belgische Staat individuelle und identische Vereinbarungen über die Gesellschafterdarlehen mit BE-NUC getroffen hätten. Die Zinssätze seien nicht festgeschrieben worden, jedoch sehe die Gesellschafterdarlehensvereinbarung vor, dass der Zinssatz für jedes Gesellschafterdarlehen zu marktüblichen Konditionen festgesetzt werde, die vom Vorstand von BE-NUC gemäß der Gesellschaftervereinbarung unter Berücksichtigung der aktuellen Marktzinsen und vergleichbarer Fremdfinanzierungen Dritter, die zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbar seien, ermittelt würden. Die Rückzahlungsbedingungen für die Beträge und die Zinssätze seien identisch.

(260) Die WCF dient Belgien zufolge der Finanzierung des Betriebskapitalbedarfs, der sich aus dem Betrieb der LTO-Anlagen ergibt. BE-NUC darf Mittel aus der WCF in Anspruch nehmen, wenn die Differenz zwischen den Mittelzuflüssen und Mittelabflüssen geringer ist als die in der Vergütungsvereinbarung festgelegten geschätzten Betriebskosten für den kommenden Ausgabenzeitraum. Der Betrag der WCF muss mindestens den geschätzten durchschnittlichen Betriebskosten für einen Zeitraum von drei Monaten entsprechen. Belgien stellte klar, dass die WCF in der Praxis als Überbrückung innerhalb des Jahres bis zur jährlichen MOCP diene und als revolvierende Kreditfazilität fungiere, die bei Inanspruchnahme der vom belgischen Staat bereitgestellten MOCP jährlich zurückgezahlt würde.

(261) Belgien stellte klar, dass Electrabel eine Methode für das Gesellschafterdarlehen von Electrabel vorschlagen werde, die in einem Termsheet beschrieben und dem Verwaltungsrat von BE-NUC mitgeteilt werde, um anschließend auf das Darlehen des belgischen Staates sowie auf die WCF übertragen zu werden. Die Rückzahlungsbedingungen für die Beträge und die Zinssätze seien identisch. Belgien brachte vor, dass die Methode noch erörtert werde und zu einem späteren Zeitpunkt mitgeteilt werde.

4.2. **Standpunkt Belgiens zur EMSA**

4.2.1. *Vergabe der EMSA im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens*

(262) In Bezug auf den Erwerb von Energiemanagerdienstleistungen im Rahmen der EMSA machte Belgien geltend, dass der Erwerb dieser Dienstleistungen im Rahmen eines wettbewerbsorientierten, transparenten, diskriminierungsfreien und bedingungsfreien Ausschreibungsverfahrens erfolge. Insbesondere werde der EMSA-Vertrag im Wege eines Verhandlungsverfahrens mit vorherigem Aufruf zum Wettbewerb vergeben (Artikel 120 des belgischen Gesetzes über die öffentlichen Aufträge vom 17. Juni 2016), was im Versorgungssektor ein Standardverfahren darstelle. Belgien kommt daher zu dem Schluss, dass die EMSA dem Energiemanager (EMSA-Partner) keinen Vorteil verschafft und dass der EMSA-Partner nicht von der staatlichen Beihilfe profitiert.

(263) Belgien brachte vor, dass die Anwendung der Richtlinien über die Vergabe öffentlicher Aufträge zwar bereits eine Reihe von Garantien biete, angesichts der Bedeutung der ausgeschriebenen Dienstleistungen und der Sensibilität aus wettbewerbspolitischer Sicht jedoch zusätzliche Bestimmungen und Garantien eingeführt worden seien, um sicherzustellen, dass bei der Ausschreibung ein ausreichender Wettbewerb herrscht.

(264) Insbesondere hat Belgien erklärt, dass vor der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen ein Auskunftsersuchen zur EMSA eingeleitet wurde, um die Meinungen des Marktes einzuholen, darunter auch zu zahlreichen Themen im Zusammenhang mit dem Inhalt des EMSA-Vertrags. Darüber hinaus enthalte die Ausschreibung spezifische Auswahlkriterien, mit denen sichergestellt werde, dass die infrage kommenden bzw. ausgewählten Teilnehmer angesichts der Bedeutung und Sensibilität der ausgeschriebenen Dienstleistung für den vorgesehenen Zweck geeignet seien. Weitere Einzelheiten zum Ausschreibungsverfahren und zu den Auswahlkriterien sind Abschnitt 3.3.1.5.1. zu entnehmen.

(265) Wie in Abschnitt 3.3.1.5.2. dargelegt, beschloss Belgien nach dem förmlichen Prüfverfahren, die Entscheidungsbefugnis in Bezug auf die wirtschaftsbedingten Modulationen dem EMSA-Partner zu übertragen und die feste Vergütung des EMSA-Partners durch eine Kombination aus einer festen und einer variablen Gebühr zu ersetzen, wodurch stärkere Anreize geschaffen werden, die Modulationen entsprechend den Marktsignalen vorzunehmen und gleichzeitig den technischen Zwängen (und potenziellen Risiken einer automatischen Abschaltung) der LTO-Anlagen Rechnung zu tragen.

4.2.2. *Zusätzliche Schutzmaßnahmen in Bezug auf den Energiemanager*

(266) Belgien brachte vor, dass spezifische Maßnahmen hinsichtlich der möglichen Beteiligung von GEMS, dem Handelsunternehmen von Engie (ein vom Geschäftsbereich Kernenergie verwaltungstechnisch unabhängiger Geschäftsbereich der Engie-Gruppe), an dem Ausschreibungsverfahren vorgesehen seien.

(267) Belgien stellte ferner klar, dass ausreichende Maßnahmen ergriffen und umgesetzt werden, um potenzielle Interessenkonflikte wirksam zu erkennen und zu verhindern. Diese Maßnahmen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

a) Das Auskunftsersuchen ermögliche Markttests, und jeder Beteiligte könne in diesem Zusammenhang andere Bedingungen und Vorschläge unterbreiten, die im Auskunftsersuchen berücksichtigt werden sollen, wodurch sichergestellt werde, dass das Angebot keine Hindernisse enthalte, die einen interessierten Teilnehmer gegenüber GEMS (oder einem Unternehmen der Engie-Gruppe) benachteiligen. Electrabel (oder ein anderes Unternehmen der Engie-Gruppe) werde nicht an der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen im Anschluss an die (Ergebnisse des) Auskunftsersuchens beteiligt sein.

b) Sollte GEMS an dem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, sei es als Unterauftragnehmer oder in einer anderen Eigenschaft, seien Electrabel (oder jedes andere Unternehmen der Engie-Gruppe) und ihre Direktoren oder Bevollmächtigten von der Teilnahme an allen Entscheidungen bzw. Beratungen von BE-NUC über das Angebot (z. B. die Auswahlentscheidung und die Vergabeentscheidung) ausgeschlossen.

c) Innerhalb der Organisation von Electrabel wurden und werden auch weiterhin strenge Informationsschranken und ethische Grenzen zwischen den Personen, die für die Abgabe von Angeboten bei GEMS verantwortlich sind, und den Personen, die an der Verwaltung von BE-NUC beteiligt sind, festgelegt. Für den Fall, dass GEMS im Rahmen eines erfolgreichen Ausschreibungsverfahrens letztendlich zum Energiemanager ausgewählt werde, werden die gleichen Schutzmaßnahmen getroffen.

(268) Belgien stellte außerdem klar, dass GEMS als letzte Ausweichlösung, falls nicht rechtzeitig eine EMSA geschlossen werde, vorübergehend die EMSA-Dienstleistungen erbringen werde, um die Kontinuität der Dienstleistungen sicherzustellen. Belgien machte geltend, dass diese Regelung notwendig und angemessen sei, um die Kontinuität der öffentlichen Dienstleistung (des Verkaufs des von den LTO-Anlagen erzeugten Stroms) sicherzustellen, diese Lösung jedoch zeitlich streng begrenzt und auf das erforderliche Minimum beschränkt sei.

4.2.3. *Schlussfolgerung Belgiens zur Vereinbarung über EMSA-Dienstleistungen*

(269) Belgien kam zu dem Schluss, dass im Ausschreibungsverfahren der EMSA jegliche potenzielle staatliche Beihilfe ausgeschlossen sei, da i) der belgische Staat sicherstellen werde, dass BE-NUC die Rechtsvorschriften und Grundsätze für die Vergabe öffentlicher Aufträge konsequent einhalte, und ii) der umfassende Konsultationsprozess vor der eigentlichen Ausschreibung zusätzliche Garantien biete, um sicherzustellen, dass die Beschaffung von Dienstleistungen im Rahmen eines wettbewerbsorientierten, transparenten, diskriminierungsfreien und bedingungsfreien Ausschreibungsverfahrens erfolge.

(270) Darüber hinaus kam Belgien zu dem Schluss, dass jegliches Risiko einer Marktabschottung und anderer potenziell wettbewerbswidriger Praktiken durch Engie vermieden werde und alle Maßnahmen und Schutzvorkehrungen ergriffen worden seien, um sicherzustellen, dass ein unabhängiger EMSA-Partner bestellt werde. Nur im Ausnahmefall würde GEMS diese Dienste vorübergehend anbieten, was erforderlich und angemessen sei, um die Kontinuität der öffentlichen Dienstleistungen zu gewährleisten.

4.3. **Belgiens Standpunkt zum Abfallabkommen**

4.3.1. *Stilllegungsverbindlichkeiten*

(271) Belgien stellte klar, dass die sich aus dem LTO-Projekt ergebenden Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen („Dyssynergien“), sofern sie von Electrabel nachgewiesen werden, vom belgischen Staat durch eine einmalige (vollständige und endgültige) Pauschalzahlung am Tag des Abschlusses des Rechtsgeschäfts übernommen werden. Belgien erklärte, dass sich der belgische Staat und Electrabel gemäß der Durchführungsvereinbarung innerhalb eines bestimmten zeitlichen Rahmens auf den Betrag einigen sollten und die Angelegenheit andernfalls der CPN/CNV zur Entscheidung vorgelegt werde.

(272) Belgien wies darauf hin, dass die Frage zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses noch auf der Ebene der CPN/CNV anhängig gewesen sei und daher im Einleitungsbeschluss nicht auf ihre Angemessenheit hin geprüft worden sei.

(273) Belgien erklärte, dass sich der belgische Staat und Electrabel innerhalb des vorgegebenen zeitlichen Rahmens nicht auf den Betrag einigen konnten, sodass die Angelegenheit der CPN/CNV zur Entscheidung vorgelegt worden sei. Im Einzelnen stellte Belgien Folgendes klar:

a) Electrabel übermittelte am 12. Dezember 2023 dem belgischen Staat seinen Überarbeitungsvorschlag: Electrabel machte geltend, dass sich die Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen auf 689,9 Mio. EUR (Werte des Jahres 2021) und 580 Mio. EUR (Werte des Jahres 2023) belaufen würden.

b) Am 25. Januar 2024 nahm der belgische Staat zu dem Überarbeitungsvorschlag Stellung. In seiner Stellungnahme vertrat der belgische Staat die Auffassung, dass Electrabel keine ausreichenden Nachweise für jede dieser Auswirkungen vorgelegt habe und die von Electrabel geltend gemachten Kosten nicht hinreichend genau berechnet worden seien, sodass sich die Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen daher auf Null beliefen.

c) Da weitere Gespräche zwischen Electrabel und dem belgischen Staat nicht zu einer Einigung über die Höhe der Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen führten, wurde die Angelegenheit der CNV/CPN vorgelegt.

d) Die CNV/CPN ersuchte die NERAS und die FANK um Stellungnahme, die diese am 25. März 2024 bzw. am 27. März 2024 vorlegten. NERAS legte am 6. Juni 2024 zusätzliche schriftliche Anmerkungen vor.

e) Am 24. Juni 2024 gab die CPN/CNV ihre Empfehlung zu den Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen ab und kam zu dem Schluss, dass die Auswirkungen des LTO-Projekts auf die Stilllegungskosten zu einem Anstieg der Stilllegungskosten (Overnight-Kosten) um [100-500] Mio. EUR (Werte des Jahres 2021) führen. Die berechneten Overnight-Kosten müssen mit dem bei der dreijährlichen Überprüfung im Jahr 2022 festgelegten Abzinsungs- und Inflationssatz abgezinst werden. Auf dieser Grundlage belaufe sich der Anstieg der Stilllegungs- und Rückbaukosten auf [100-500] Mio. EUR (Werte des Jahres 2023).

(274) Belgien kam daher zu dem Schluss, dass der Betrag für die Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten aus dem LTO-Projekt, wie ihn die CPN/CNV in ihrer Empfehlung vom 24. Juni 2024 festgelegt hat, angemessen sei.

4.3.2. *Belgiens Standpunkt zur Angemessenheit der Abfallbegrenzung*

(275) Darüber hinaus legte Belgien am 30. August 2024 eine zusätzliche unabhängige Analyse von Compass Lexecon vor, die eine wirtschaftliche Analyse der Ausgestaltung der Abfallbegrenzung enthält, einschließlich einer Analyse des Abzinsungssatzes von 3 % und weiterer Erläuterungen dazu, inwiefern die von der CPN/CNV ermittelten zusätzlichen Risiken entweder bereits durch die vom belgischen Staat berechnete Risikoprämie abgedeckt sind oder nur eine begrenzte Wahrscheinlichkeit/Auswirkung haben.

4.3.2.1. Bedenken im Zusammenhang mit dem Abzinsungsfaktor

(276) Belgien legte dar, dass die Bedenken der Kommission im Zusammenhang mit dem Abzinsungssatz auf einer Analyse der CPN/CNV in ihrer Empfehlung vom 7. März 2023 an den Minister der Energie ([110]) beruhen, in der die CPN/CNV die Auffassung vertritt, dass der für die Ausgaben für abgebrannte Brennelemente zu verwendende Abzinsungssatz schrittweise an den langfristig risikofreien Zinssatz (berechnet mit 2,17 %) angeglichen werden müsse, und schlägt die Verwendung eines zweistufigen Abzinsungssatzes vor (3,17 % für die ersten 30 Jahre und 2,17 % nach dem ersten Zeitraum von 30 Jahren).

([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. März 2023.

(277) Belgien verwies auf eine unabhängige Analyse von Compass Lexecon ([111]), aus der hervorgehe, dass der vom belgischen Staat angesetzte Abzinsungssatz von 3 % angemessen sei, und zwar auf der Grundlage i) einer wirtschaftlichen Analyse des empfohlenen Ansatzes der CPN/CNV, ii) anderer einschlägiger Ansätze und iii) des deutschen Präzedenzfalls in der Rechtssache SA.45296.

a) Erstens zeige die unabhängige Analyse des Abzinsungssatzes, dass der von der CPN/CNV vorgeschlagene zweistufige Ansatz zur Festlegung des Abzinsungssatzes einer Abzinsung der Zahlungsströme mit einem einheitlichen Abzinsungssatz von 2,9 % ([112]) entspreche. Darüber hinaus ergebe sich aus der Analyse, dass die von der CPN/CNV vorgeschlagenen Sätze über einen bestimmten Zeitraum mit anhaltend niedrigen Zinssätzen berechnet worden seien und dass bei einer Aktualisierung der Berechnung auf der Grundlage der zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses vom 22. Juli 2024 verfügbaren OLO-Zinssätze der zweistufige Ansatz zu einem Abzinsungssatz von 3,2 % ([113]) führe, d. h. 24 Basispunkte über dem vom belgischen Staat zugrunde gelegten Abzinsungssatz.

b) Zweitens ergebe sich aus der unabhängigen Analyse, dass der von der CPN/CNV vorgeschlagene zweistufige Ansatz einer schrittweisen Annäherung an den langfristig risikofreien Zinssatz nicht die einzige Lösung für die Festlegung eines Abzinsungssatzes sei. Der Abzinsungssatz sollte in der Tat die Rendite widerspiegeln, die Hedera bei einer Anlage des Gesamtbetrags in risikofreie Vermögenswerte heute erzielen könne. Im Rahmen dieser Analyse werde bestätigt, dass der belgische Staat durch die Investition in ein Portfolio bestimmter festverzinslicher Wertpapiere, darunter belgische Staatsanleihen mit unterschiedlichen Laufzeiten, einen Zinssatz von über 3 % erzielen könnte ([114]).

c) Schließlich ergebe sich aus der unabhängigen Analyse, dass im deutschen Präzedenzfall im Zusammenhang mit der Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfälle auf den deutschen Staat (Rechtssache SA.45296) der Abzinsungssatz 4,58 % betragen habe, basierend auf einer von der Europäischen Aufsichtsbehörde für das Versicherungswesen und die betriebliche Altersversorgung (EIOPA) erwarteten 30-jährigen Rendite, die zum Zeitpunkt der Entscheidung der Kommission im Juni 2017 bei 1,994 % lag. Der Abzinsungsfaktor von 4,58 % wurde von der Kommission für die Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen in Deutschland als annehmbar angesehen. Vor dem Hintergrund des deutlich gestiegenen EIOPA-Zinssatzes erscheine der vom belgischen Staat vorgeschlagene, deutlich niedrigere Abzinsungssatz von 3 % dem aktuellen Zinsniveau angemessen.

4.3.2.2. Bedenken im Zusammenhang mit den Risiken, die in der Abfallbegrenzungsvereinbarung berücksichtigt werden

(278) Belgien brachte vor, dass die Bedenken der Kommission hinsichtlich der in der Abfallbegrenzungsvereinbarung berücksichtigten Risiken auch aus der Empfehlung der CPN/CNV an den Minister der Energie (siehe Fußnote 113) hervorgehen, wonach drei Risiken berücksichtigt werden sollten:

a) Kostenüberschreitung: Das Risiko, dass die voraussichtlichen Overnight-Kosten unterschätzt werden und daher die Rückstellungen für unvorhergesehene Ausgaben unzureichend sein könnten.

b) Unterschätzung der Inflation im Baugewerbe: Das Risiko, dass die tatsächliche Inflation im Baugewerbe höher ausfalle als das im Abzinsungssatz der CPN/CNV zugrunde gelegte Inflationsziel der Europäischen Zentralbank von 2 %.

c) Investitionsrisiko: Das Risiko, dass Hedera aufgrund von Zinsänderungen nicht die erwartete Rendite erzielen könne. Dies sei nach Ansicht der CPN/CNV ein wenig wahrscheinliches Szenario.

([111]) Compass Lexecon, Memo — Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design, 30. August 2024.

([112]) Dieser Wert wurde durch die Analyse von Compass Lexecon ersetzt, die auf der Grundlage detaillierterer Daten in dem Dokument „CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124" vom 30. November 2024 durchgeführt wurde und zu einem entsprechenden Satz von 2,8 % führt.

([113]) Dieser Wert wurde durch die Analyse von Compass Lexecon ersetzt, die auf der Grundlage detaillierterer Daten in dem Dokument „CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124" vom 30. November 2024 durchgeführt wurde und zu einem entsprechenden Satz von 3,1 % führt.

([114]) Dies wurde durch die Stellungnahme zu Frage 5.4 des Auskunftsersuchens vom 1. Oktober ergänzend erläutert. In der Praxis werde Hedera zur Absicherung gegen das Inflationsrisiko den Schwerpunkt auf ein dynamisches Aktiv-Passiv-Management legen, das auf einem diversifizierten Portfolio basiere, das Vermögenswerte umfasse, mit denen der Fonds gegen Inflation abgesichert werden könne. So könnte Hedera beispielsweise ein Portfolio zusammenstellen, das (unter anderem) auf Anleihen und Schuldtiteln, Aktien, Immobilien und Derivaten basiere und dessen langfristiges Ziel eine reale Rendite von 1 % bei geringstmöglichem Volatilitätsrisiko sei.

(279) Aus der unabhängigen Analyse von Compass Lexecon gehe hervor, dass diese Risiken berücksichtigt worden seien und der belgische Staat einen umsichtigen Ansatz gewählt habe, der ausreichende Vorkehrungen zur Abdeckung dieser Risiken für unvorhergesehene Ausgaben enthalte.

a) Hinsichtlich des Risikos von Kostenüberschreitungen sei in der Analyse festgestellt worden, dass die Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle in Belgien regelmäßig geprüft und aktualisiert werden und dass die Abfallbegrenzung auf den neuesten verfügbaren Daten beruhe. Darüber hinaus umfasse die Abfallbegrenzung selbst einen Grundbetrag und einen Risikozuschlag. Der Grundbetrag basiere auf einem Bestandsverzeichnis der Abfälle und einem industriellen Referenzszenario der NERAS und spiegle die Situation wieder, die „eher wahrscheinlich als unwahrscheinlich" eintreten werde (d. h. ein 50-Perzentil-Risikoszenario), was bedeute, dass die zurückgestellten Beträge für unvorhergesehene Ausgaben mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % ausreichen, um Kostenüberschreitungen zu decken. Der Risikozuschlag, der auf den Grundbetrag aufgeschlagen werde, stütze sich auf einen Vermerk der NERAS, wonach einige zusätzliche Risiken nach einem Bottom-up-Ansatz ermittelt und quantifiziert werden, darunter i) das Risiko zusätzlicher Kostenüberschreitungen für die geologische Endlagerungsanlage, die nicht bereits durch die Rückstellungen für unvorhergesehene Ausgaben des Grundbetrags erfasst seien, ii) das Risiko, dass eine andere technische Lösung als die geologische Endlagerungsanlage in einer Tiefe von 400 m gewählt werde, iii) das Risiko zusätzlicher Kostenüberschreitungen für den Betrieb und die Instandhaltung der Lagerstätten am Standort Belgoprocess, für den Betrieb der Lagerstätten für abgebrannte Brennelemente nach 2050 und für den Bau zusätzlicher Lagerstätten, die nicht bereits durch die Rückstellungen für unvorhergesehene Ausgaben des Grundbetrags erfasst seien, und iv) das regulatorische Risiko, dass einige Abfälle möglicherweise nicht für die oberirdische Lagerung in Betracht kommen. Ferner ergebe sich aus der Analyse, dass sich der Risikozuschlag auf 5 185 Mio. EUR belaufe, was 53 % des Grundbetrags (9 815 Mio. EUR) entspreche und damit deutlich über dem Risikozuschlag von 35 % liege, der in der für die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen auf den deutschen Staat in der einen ähnlichen Sachverhalt betreffenden Rechtssache SA.45296 entwickelten Methodik festgelegt worden sei. Die im deutschen Präzedenzfall verwendete Methodik sei ähnlich gewesen, aber das belgische Referenzszenario habe von aktuelleren Daten profitiert, darunter Rückmeldungen aus Projekten in der Schweiz und Finnland, und beruhe daher auf einem aktuelleren Datensatz.

b) Hinsichtlich des Risikos einer Unterschätzung der Inflation der Baukosten ergebe sich aus der Analyse, dass die Entwicklung der von der Association Belge des Experts (ABEX) gemessenen Baukosten nicht wesentlich von der anhand des VPI gemessenen Inflation abweiche. Der Analyse zufolge sei die Besorgnis der CPN/CNV durch die überdurchschnittlich hohe Inflation der Baukosten im Jahr 2022 bedingt, wobei dieser Inflationsanstieg in dem Risikozuschlag berücksichtigt werde. In der Analyse sei auch festgestellt worden, dass die langfristige Inflation in Deutschland in der vergleichbaren Rechtssache SA.45296 bei 1,60 % gelegen habe, während sie im vorliegenden Fall auf 2 % festgelegt worden sei, was dem Zielwert der EZB entspreche.

c) In Bezug auf das Anlagerisiko und die Bedenken der CPN/CNV, dass der für die Rückstellungen zuständige Hedera-Fonds dem Risiko einer Rendite ausgesetzt sein könnte, die nicht ausreicht, um die Ausgaben zu decken, ergebe sich aus der Analyse, dass der Fonds bei einer Investition heute in ein Portfolio von Anleihen mit unterschiedlichen Laufzeiten und deren Halten bis zur Endfälligkeit Coupons zu einem unveränderlichen Zinssatz erhalte, sodass der Fonds keinem Zinsänderungsrisiko ausgesetzt sein würde (unter Verwendung von Aktiv-Passiv-Management-Techniken, um die Vermögenswerte bei Fälligkeit mit den Verbindlichkeiten abzustimmen). In der Analyse seien jedoch zwei Restrisiken genannt worden, denen der Fonds mit diesem Ansatz ausgesetzt sein würde:

— Erstens müsse der Fonds, um die bei der Zahlung der Coupons erhaltenen Zinsen zu verrechnen, häufig in neu ausgegebene Anleihen reinvestieren. Dieses Risiko könne abgesichert werden, da der Fonds über relativ sichere Zahlungsströme aus der Abfallentsorgung verfüge, sodass ein Portfolio aus festverzinslichen Wertpapieren zusammengestellt werden könne, das zu den Laufzeiten der Ausgaben passe.

— Zweitens betrage die längste Laufzeit belgischer Anleihen 50 Jahre, während die Ausgaben für abgebrannte Brennelemente bis zum Jahr 2135 reichen. Die nach 50 Jahren anfallenden Ausgaben seien allerdings begrenzt, da sie nur 13 % der gesamten nicht abgezinsten Ausgaben ausmachen und einige festverzinsliche Wertpapiere mit längerer Laufzeit verfügbar seien, wie beispielsweise 100-jährige österreichische Anleihen.

(280) Diese Analyse wurde durch die Stellungnahme zu Frage 5.4 des Auskunftsersuchens vom 1. Oktober 2024 abgeschlossen. Belgien brachte vor, dass das Portfolio von Hedera in der Praxis so gestaltet sein sollte, dass alle für den Zeitraum plausiblen wirtschaftlichen Szenarien, insbesondere hinsichtlich des Inflationsniveaus, berücksichtigt werden. Das Ziel von Hedera sei es, eine reale Rendite von 1 % zu erzielen (d. h. 1 % über dem Inflationsniveau). Zu diesem Zweck werde Hedera eine Strategie entwickeln, die das Risiko berücksichtige, dass eine solche Rendite unter bestimmten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. im Falle eines längeren Zeitraums mit hoher Inflation) mit einem ausschließlich aus Anleihen bestehenden Portfolio möglicherweise nicht erzielt werden könne. Hedera werde daher den Schwerpunkt auf ein dynamisches Aktiv-Passiv-Management legen, das auf einem diversifizierten Portfolio basiere, das Vermögenswerte umfasse, mit denen der Fonds gegen Inflation abgesichert werden könne. So könnte Hedera beispielsweise ein Portfolio zusammenstellen, das (unter anderem) auf Anleihen und Schuldtiteln, Aktien, Immobilien und Derivaten basiere und dessen langfristiges Ziel eine reale Rendite von 1 % bei geringstmöglichem Volatilitätsrisiko sei. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass Hedera das eigene finanzielle Engagement bei belgischen Aktien, Anleihen und Immobilien einschränken werde. Damit solle Diversifizierung sichergestellt und der Fonds ausreichend von der belgischen Wirtschaft abgekoppelt werden.

4.4. **Belgiens Standpunkt zu den kumulativen Auswirkungen der Teilmaßnahmen**

(281) Belgien trug vor, dass die verschiedenen Komponenten und Teilmaßnahmen des LTO-Projekts Teil der Forderungen von Engie gewesen seien, um der Laufzeitverlängerung zuzustimmen, und dass diese alle in den am 13. Dezember 2023 unterzeichneten umfassenden Transaktionsunterlagen enthalten gewesen seien. Belgien stellte jedoch auch fest, dass sich die Komponenten des LTO-Projekts in einer Reihe von Aspekten unterscheiden und einander ergänzen, wodurch mögliche kumulative Auswirkungen begrenzt werden.

(282) Belgien verwies auf die Rechtsprechung, wonach bei der Bewertung aufeinanderfolgender Maßnahmen unter anderem folgende Aspekte zu berücksichtigen seien:

— Gegenstand, Natur und Kontext der betreffenden Maßnahmen

— ihre zeitliche Abfolge

— ihr Zweck

— Lage des Unternehmens zum Zeitpunkt dieser Maßnahmen

— Identität der diese Maßnahmen gewährenden Personen bzw. die ihrer Begünstigten (einschließlich ihrer Rechtsform und ihrer finanziellen/wirtschaftlichen Verhältnisse)

— die Frage, ob die verschiedenen in Rede stehenden Maßnahmen zum Zeitpunkt der ersten Maßnahme vorgesehen oder vorhersehbar waren.

4.4.1. *Gegenstand und Natur der Komponenten 1, 2 und 3*

(283) Belgien führte aus, dass sich die drei Komponenten des LTO-Projekts hinsichtlich ihres Gegenstands und ihrer Natur grundlegend unterscheiden, und wies darauf hin, dass die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss die Unterschiede bzw. Gemeinsamkeiten hinsichtlich des Gegenstands und der Natur der Komponenten 1, 2 und 3 nicht ausdrücklich berücksichtigt habe. In diesem Zusammenhang brachte Belgien Folgendes vor:

a) Komponente 1 beinhalte finanzielle und strukturelle Maßnahmen zur Unterstützung des langfristig rentablen Betriebs von BE-NUC, unter anderem durch einen CfD, mit dem Einnahmen gesichert und der Einfluss des Marktpreisrisikos verringert werde, sowie eine Reihe von Vergütungsmechanismen, die andere finanzielle Lücken abdecken, um die langfristig wirtschaftliche Rentabilität angesichts eines gewissen Risikos in Bezug auf den Umfang und die Betriebsleistung sicherzustellen.

b) Komponente 2 beinhalte die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen sowie abgebrannten Brennelementen für die gesamten belgischen Kernkraftwerke und erstrecke sich daher über einen sehr langen Zeitraum, der weit über die Anwendung der Komponenten 1 und 3 hinausgehe.

c) Komponente 3 beinhalte rechtliche Garantien zum Schutz vor künftigen Gesetzesänderungen und habe daher einen ganz anderen Regelungsgegenstand als die Komponenten 1 und 2.

4.4.2. *Zweck der Komponenten 1, 2 und 3*

(284) Belgien wies darauf hin, dass der allgemeine Zweck der drei Komponenten mit der Laufzeitverlängerung der LTO-Anlagen zusammenhänge. Belgien führte jedoch an, dass der konkrete Zweck jeder einzelnen Komponente ein relevantes Element für die Bewertung sei:

a) Das Hauptziel der Komponente 1 bestehe darin, die Unsicherheit hinsichtlich der Einnahmen zu verringern und die langfristige Rentabilität des LTO-Projekts zu sichern, indem die Zahlungsunfähigkeit und Insolvenz von BE-NUC verhindert werden. Gleichzeitig solle eine übermäßige Vergütung der Aktionäre vermieden und die Unterstützung durch den belgischen Staat als Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung begrenzt werden. Insbesondere werden mit den zugrunde liegenden finanziellen Maßnahmen der Komponente 1 unterschiedliche Risiken in angemessener Weise angegangen: Mit dem CfD werde das Risiko in Bezug auf die Großhandelsmarktpreise reduziert, durch die MOCP werden die Risiken einer plötzlichen Nichtverfügbarkeit mit daraus resultierenden Verlusten während der Betriebsphase abgefedert und mit den SDC-Darlehen werden ausreichende Cashflows während der Abschaltung und der planmäßigen LTO-Arbeiten sichergestellt. Belgien brachte vor, dass dies auch von der Kommission in Erwägungsgrund 208 des Einleitungsbeschlusses anerkannt worden sei.

b) Komponente 2 betreffe das Management der langfristigen Umwelt- und Stilllegungsverbindlichkeiten der belgischen Kernkraftwerke, die von den betrieblichen und finanziellen Belangen von BE-NUC, die unter Komponente 1 fallen, getrennt seien. Diese Komponente ziele in erster Linie darauf ab, die betreffenden künftigen Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen zu übertragen, was ein anderes Ziel sei als die Sicherung der Betriebsfinanzen. Belgien trug vor, dass die Kommission diesen gesonderten Zweck der Komponente 2 in Erwägungsgrund 208 des Einleitungsbeschlusses zu bestätigen scheine.

c) Komponente 3 biete rechtliche Garantien zum Schutz vor künftigen Gesetzesänderungen. Diese Komponente befasse sich mit regulatorischen Risiken aufgrund einer möglichen Änderung der Politik und der Vorschriften des belgischen Staates und stehe nicht in direktem Zusammenhang mit den finanziellen, betrieblichen oder haftungsbezogenen Aspekten, die in den anderen Komponenten berücksichtigt werden.

4.4.3. *Unmittelbare Begünstigte der Komponenten 1, 2 und 3*

(285) Belgien brachte ferner vor, dass die Komponenten 1, 2 und 3 unterschiedliche unmittelbare Begünstigte betreffen. Belgien räumte ein, dass die Ermittlung der Begünstigten jeder Maßnahme ein wichtiger Punkt bei der Beurteilung des Vorliegens kumulativer Auswirkungen sei. Hierzu hat der belgische Staat folgende Stellungnahmen abgegeben:

a) Komponente 1 beziehe sich auf eine Reihe von Finanzierungsmechanismen mit bestimmten Begünstigten pro Maßnahme. Belgien wies darauf hin, dass entgegen den Darlegungen in Erwägungsgrund 182 des Einleitungsbeschlusses nicht Electrabel und Luminus, sondern BE-NUC und Luminus die unmittelbaren Begünstigten des CfD, der SDC-Darlehen, von MOCP in einer bestimmten Mindesthöhe sowie der WCF seien (Vorteile für Electrabel ergäben sich indirekt aus seiner Eigenschaft als Gesellschafter).

b) Hinsichtlich Komponente 2 kommen die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und die Vereinbarung über zusätzliche Stilllegungsverbindlichkeiten aufgrund des langfristigen Betriebs Electrabel als Betreiber kerntechnischer Anlagen sowie Luminus und EDF Belgium in ihrer Rolle als beitragende Unternehmen zugute. Belgien kam daher zu dem Schluss, dass die Komponente 2 nicht BE-NUC zugutekomme.

c) Komponente 3 sehe vor, dass bestimmte einseitige Maßnahmen des belgischen Föderalstaates einen Entschädigungsanspruch für Electrabel und indirekt auch für Luminus begründen würden.

4.4.4. Kumulative Auswirkungen der Komponenten 1, 2 und 3

(286) Die Komponenten 1, 2 und 3 unterscheiden sich hinsichtlich Gegenstand und Natur sowie Zweck und Begünstigten erheblich, seien gleichzeitig abgeschlossen worden und dienen dem allgemeinen Zweck der Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen. Wie oben dargelegt, entspreche jede Komponente einem bestimmten Zweck, wodurch sie einander ergänzen und mögliche kumulative Auswirkungen begrenzt werden.

(287) Angesichts eines sich dank der Komponenten 2 und 3 möglicherweise ändernden Risikoprofils von Electrabel können diese Maßnahmen Electrabel als Betreiber kerntechnischer Anlagen tatsächlich zugutekommen und damit das Risikoprofil von Electrabel insgesamt verbessern. Die Komponenten 2 und 3 ändern nichts am Risikoprofil von BE-NUC, dem Hauptbegünstigten der Komponente 1. Wie in einer von Compass Lexecon durchgeführten unabhängigen Analyse bewertet, stelle das Risikoprofil von BE-NUC angesichts der spezifischen Risiken für das Projekt und die Risikoverteilung zwischen BEGOV und BE-NUC den entscheidenden Faktor für die Bewertung der Angemessenheit der Komponente 1 dar.

5. DER STANDPUNKT VON ENGIE

(288) Engie übermittelte seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss am 9. September 2024. Darin legt Engie Nachweise und Analysen vor, die seine Argumentation stützen, wonach die von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel unbegründet seien. In der Stellungnahme von Engie auf den Einleitungsbeschluss wird die im Einleitungsbeschluss beschriebene ursprüngliche Maßnahme erörtert. Die derzeitige Maßnahme enthalte gegenüber der ursprünglichen Maßnahme Änderungen (die vorgenommen worden seien, um die von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel auszuräumen); dies ist in Abschnitt 3 dieses Beschlusses ausführlich dargelegt. Der Standpunkt von Engie entspricht dem Standpunkt der belgischen Behörden.

(289) Engie machte geltend, dass das LTO-Projekt eine Gesamtvereinbarung und das Ergebnis umfangreicher und langwieriger Verhandlungen mit der belgischen Regierung sei, mit dem Leitprinzip, sich weiterhin für Belgien zu engagieren und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes zu leisten, indem dem Ersuchen Belgiens um Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren stattgeben werde, wodurch die öffentliche Strategie, den Betrieb kerntechnischer Anlagen in Belgien nach 2025 einzustellen, aufgegeben werde (siehe Erwägungsgrund 23). Darüber hinaus brachte Engie vor, dass das LTO-Projekt aus folgenden Gründen positive Auswirkungen auf den Binnenmarkt habe:

a) Erstens sei das LTO-Projekt von entscheidender Bedeutung für die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit Belgiens in den kommenden Jahren und könnte gleichzeitig die Finanzierungskosten des belgischen Kapazitätsmechanismus senken. Diese positive Auswirkung komme indirekt auch den mit Belgien verbundenen Nachbarmitgliedstaaten zugute, die Strom einführen können (wobei zu beachten ist, dass diese Ausfuhren nicht Direktverkäufen, sondern vom ÜNB verwalteten Ausgleichsmaßnahmen entsprechen).

b) Zweitens trage das LTO-Projekt zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele des Grünen Deals bei.

(290) Engie argumentierte ferner, dass zwischen dem LTO-Projekt (Laufzeitverlängerung von Doel 4 und Tihange 3) und der Laufzeitverlängerung von Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 im Jahr 2015 (im Folgenden „bestehender Langzeitbetrieb“) mehrere Unterschiede bestehen:

a) Erstens sei das LTO-Projekt 2022 vom belgischen Staat ins Leben gerufen worden, nachdem Engie (mit Wirkung ab 2020) beschlossen hatte, sich aus Tätigkeiten im kerntechnischen Bereich zurückzuziehen und seine Tätigkeiten auf erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen auszurichten. Daher habe Engie seine Strategie vollständig umstellen müssen, was wiederum zu einer Erhöhung der Kosten des LTO-Projekts geführt habe, zumal Electrabel keine vorläufigen Sicherheitsstudien durchgeführt und keine Rückstellungen für eine mögliche neue Laufzeitverlängerung oder eine Verlängerung der Laufzeit des bestehenden Langzeitbetriebs gebildet hatte. Zum Zeitpunkt des bestehenden Langzeitbetriebs habe Electrabel hingegen noch Vorstudien für die Verlängerung der Betriebsdauer der belgischen Kernreaktoren durchgeführt, da ein solches Szenario seinerzeit als wahrscheinlich angesehen worden sei.

b) Zweitens haben sich aufgrund des engen Zeitplans des LTO-Projekts eine Reihe von Kosten ergeben. Auf Ersuchen der belgischen Regierung sei die Wiederinbetriebnahme der LTO-Anlagen auf den 1. November 2025 vorgezogen worden (anstelle des ursprünglich vorgesehenen Termins 1. November 2026).

c) Drittens sei zu erwarten, dass BE-NUC zusätzlich zur Rechtsunsicherheit einer erhöhten Volatilität der Marktpreise (im Vergleich zur Situation im Jahr 2015) ausgesetzt sein werde, wobei der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix zunehmen werde. Darüber hinaus haben im Jahr 2015 auch deutlich andere Marktbedingungen geherrscht, als fossile Brennstoffe und stabilere Energiequellen einen größeren Anteil am Energiemix hatten und niedrige bzw. negative Preise nur selten auftraten.

d) Viertens seien die Finanzergebnisse des bestehenden Langzeitbetriebs durch unerwartet hohe Ausfälle, Investitionsausgaben und niedrigere erzielte Strompreise negativ beeinflusst worden. Seit 2016 seien in den Abschlüssen von Engie mehrere Wertminderungen im Zusammenhang mit den Tätigkeiten des Unternehmens im kerntechnischen Bereich erfasst worden, was zu erheblichen finanziellen Verlusten für die Engie-Gruppe geführt habe (daher die Schlussfolgerung, dass diese Tätigkeiten nicht von einem privaten Marktteilnehmer allein und ohne eine ausgewogene Regelung zur Risikoteilung getragen werden können).

e) Schließlich habe die FANK selbst in einem Positionspapier aus dem Jahr 2021 die zahlreichen Unterschiede zwischen dem bestehenden Langzeitbetrieb und dem aktuellen LTO-Projekt deutlich hervorgehoben ([115]). Um eine Wiederinbetriebnahme zum 1. November 2025, also ein Jahr früher als ursprünglich geplant, zu ermöglichen, habe die FANK die erforderlichen Sicherheitsverbesserungen genehmigt, die über einen Zeitraum von drei Jahren nach der Wiederinbetriebnahme (bis zum 31. Dezember 2028) durchgeführt werden müssen, während die FANK für den bestehenden Langzeitbetrieb einen Zeitraum von fünf Jahren nach der Wiederinbetriebnahme für die Durchführung der erforderlichen Arbeiten genehmigt hatte.

(291) Engie brachte vor, dass all diese Faktoren Engie und den belgischen Staat dazu veranlasst haben, eine umfassende Vereinbarung zu schließen, die sowohl die beantragte Verlängerung der Laufzeit (vorbehaltlich einer Minderung des Risikobetrags für Engie) als auch die Entsorgung übertragener abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle vorsehe, und vertrat die Auffassung, dass der bestehende Langzeitbetrieb kein relevanter Bezugsrahmen für die Bewertung der Erforderlichkeit und Geeignetheit der verschiedenen Maßnahmen des vorliegenden LTO-Projekts sei.

(292) Die wichtigsten Argumente von Engie zu den von der Kommission im Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel werden im Folgenden näher dargelegt.

5.1. Standpunkt von Engie zur Einstufung der staatlichen Beihilfe für das LTO-Projekt als „einzige Maßnahme“ und zu deren Anreizeffekt

5.1.1. *Einzige Maßnahme*

(293) Die Kommission ist der Auffassung, dass die drei Komponenten der Maßnahme als Teil einer einzigen Maßnahme des belgischen Staates bewertet werden können, da sie alle denselben Vorgang betreffen, nämlich die Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen.

(294) Engie erklärte, dass keine Einwände gegen die Einstufung als einzige Maßnahme geltend gemacht werden, sofern diese den Kriterien der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union entspreche ([116]). Insbesondere stimmte Engie der in Erwägungsgrund 208 des Einleitungsbeschlusses vertretenen Auffassung der Kommission zu, dass die drei Komponenten der Maßnahme voneinander abhängig seien und insgesamt zur Durchführung der Vereinbarung über die Verlängerung der Laufzeit beitragen, was es ermögliche, sie als eine einzige Maßnahme zu betrachten. Engie räumte ein, dass hinsichtlich seines Risikobetrags und der Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle bestimmte Voraussetzungen bestanden haben, die zu einer umfassenden Vereinbarung geführt haben, die über die bloße Einführung eines Vergütungsmechanismus für den verlängerten Betrieb der kerntechnischen Anlagen hinausgegangen sei. Ohne diese vorgeschlagene Einstufung als einzige Maßnahme infrage zu stellen, wies Engie jedoch darauf hin, dass einige Teilmaßnahmen des LTO-Projekts keine staatliche Beihilfe darstellen, da sie Electrabel keinen selektiven Vorteil verschaffen; dabei handele es sich insbesondere um

a) die Vereinbarung über Verwaltungsdienstleistungen (ASA), wonach Electrabel Back-Office-Dienstleistungen (einschließlich Sekretariats-, Buchhaltungs- und Steuerdienstleistungen) für BE-NUC erbringen könne und bei der es sich um eine marktübliche Vereinbarung handele, die zu Fremdvergleichsbedingungen geschlossen werde,

([115]) FANK, 28. November 2021, „Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3“, S. 5, (in französischer Sprache) abrufbar unter: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. Übersetzung zu Informationszwecken: „Die Situation von Doel 4 und Tihange 3 ist nicht mit der der Anlagen Doel 1 und 2 vergleichbar (für die die Entscheidung über die Gewährung eines Langzeitbetriebs erst 2014 in letzter Minute getroffen wurde). Die Anlagen Doel 1 und 2 konnten im Winter 2015 relativ schnell wieder in Betrieb genommen werden, da i) das LTO-Dossier für diese Reaktoren bereits 2012 erstellt und genehmigt worden war, sodass die für die Wiederinbetriebnahme erforderlichen Änderungen (in Bezug auf die Anlagenqualifizierung und das Alterungsmanagement) genau bekannt waren, und ii) Artikel 30 des Königlichen Erlasses zur Festlegung von Sicherheitsvorschriften für kerntechnische Anlagen noch nicht in Kraft getreten war und die Änderungen des Sicherheitsentwurfs daher auf die verschiedenen zwischen 2015 und 2020 geplanten Abschaltungen verteilt werden konnten. […] Die Verlängerung des sicheren Betriebs der Kernreaktoren Doel 4 und Tihange 3 erfordert einen erweiterten Aktionsplan, der sich hauptsächlich mit den Aspekten befasst, die für die Gewährleistung der nuklearen Sicherheit verantwortlich sind. Dieser Aktionsplan umfasst den Entwurf, die Kontrolle und die Konstruktion/Fertigung/Installation einer potenziell großen Anzahl von Komponenten. Die Vorbereitung und Umsetzung der erforderlichen Änderungen zur Erfüllung der neuen Sicherheitsanforderungen wird daher Jahre dauern.“

([116]) Engie verwies dabei auf das Urteil des Gerichts erster Instanz vom 15. September 1998, BP Chemicals/Kommission, T-11/95: „Wenn aufeinanderfolgende Maßnahmen insbesondere in Anbetracht ihrer zeitlichen Abfolge, ihres Zwecks und der Lage des Unternehmens zum Zeitpunkt dieser Maßnahmen derart eng miteinander verknüpft sind, dass sie sich unmöglich voneinander trennen lassen, können sie als „einzige Maßnahme“ angesehen werden.“

b) die Auslagerung des Verkaufs des von den LTO-Anlagen im Rahmen der Vereinbarung über Energiemanagementdienstleistungen (EMSA) erzeugten Stroms, die über ein wettbewerbsorientiertes, transparentes, diskriminierungsfreies und bedingungsfreies Ausschreibungsverfahren vergeben werde, wodurch die Einhaltung der Marktbedingungen sichergestellt werde,

c) die Entschädigung durch den belgischen Staat für den Verlust der Kostendeckung im Falle eines Nichtzustandekommens des Vertragsabschlusses, die nicht über die Verbindlichkeiten unter normalen Marktbedingungen bei vergleichbaren Rechtsgeschäften hinausgehe, wobei jede Partei für die im Zusammenhang mit (der Ausarbeitung) der Vereinbarung entstandenen Kosten hafte, wenn der Vertragsabschluss aufgrund eines Verschuldens einer der beiden Parteien nicht zustande komme. Für den Fall, dass Engie für das Nichtzustandekommen des Vertragsabschlusses verantwortlich sei, hafte Engie weiterhin zu 100 % für diese Kosten; wenn keine Partei für das Nichtzustandekommen des Vertragsabschlusses verantwortlich sei, sei eine Aufteilung der Kosten vorgesehen.

5.1.2. *Anreizeffekt*

(295) Engie betonte, dass der Anreizeffekt, den die Kommission in ihrer Bewertung in den Erwägungsgründen 229 und 239 des Einleitungsbeschlusses als plausibel erachtete, nicht hypothetisch sei, sondern dass kein Zweifel daran bestehe, dass Electrabel ohne das LTO-Projekt, einschließlich der drei Komponenten, den Betrieb der LTO-Anlagen nicht fortgesetzt hätte. Engie brachte hierzu Folgendes vor:

a) Electrabel hätte bereits mit der Umsetzung seiner Strategie zum vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie begonnen und hätte im Rahmen des damals geltenden rechtlichen Rahmens keine Möglichkeit gehabt, diese Entscheidung (die in der öffentlichen Finanzmitteilung ([117]) von Engie bekannt gegeben wurde) rückgängig zu machen.

b) Der Standpunkt von Engie spiegele sich deutlich in den Positionspapieren und Berichten der FANK zur Durchführbarkeit des Projektes für den Langzeitbetrieb von Doel 4 und Tihange 3 wider ([118]).

c) In seiner Mitteilung über die Verhandlungen mit der belgischen Regierung über das LTO-Projekt habe Engie sehr deutlich gemacht, dass Electrabel ohne eine Regelung zur Risikoteilung und eine Lösung für die Kosten bezüglich abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle aus dem Betrieb der sieben belgischen Kernkraftwerke eine Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen nicht in Betracht ziehen werde ([119]). Wie aus einem Bericht der FANK und in der Mitteilung des Vorstandsvorsitzenden von Engie (siehe Erwägungsgrund 6 des Einleitungsbeschlusses) hervorgehe, sei dieser Standpunkt bereits zu Beginn der Gespräche über das LTO-Projekt deutlich gemacht worden.

(296) Darüber hinaus betonte Engie, dass der Anreiz für Electrabel, den Betrieb der LTO-Anlagen fortzusetzen, sich aus dem gesamten Paket der im Rahmen des LTO-Projekts vorgesehenen Unterstützungsmaßnahmen ergebe, das für diesen Zweck angemessen abgestimmt worden sei. Keine der Teilmaßnahmen hätte für sich allein genommen ausreichende Anreize bieten können. Ebenso hätte die Entfernung eines beliebigen Elements aus dem Paket dazu geführt, dass Engie die Fortsetzung des LTO-Projekts abgelehnt hätte. Engie kommt daher zu dem Schluss, dass die in Erwägungsgrund 235 des Einleitungsbeschlusses genannten Maßnahmen nicht als individuelle Maßnahmen angesehen werden sollten, die einen spezifischen (oder zusätzlichen) Anreiz bieten, sondern insgesamt betrachtet werden sollten.

([117]) Infolgedessen hat Engie im Jahr 2020 seine kerntechnischen Anlagen wertberichtigt. Engie, 2020 Universal Registration Document, Abschnitt 1.4.1, S. 13, abrufbar unter: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Siehe z. B. FANK, 28. November 2021, „Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3", S. 5, (in französischer Sprache) abrufbar unter: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. Übersetzung zu Informationszwecken: „Der Betreiber Electrabel gab im November 2020 bekannt, dass sich die belgische Regierung in ihrer Regierungsvereinbarung eindeutig für einen vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2025 entschieden habe. Weniger als fünf Jahre vor diesem Zeitpunkt hat der Betreiber der Kernkraftwerke Doel und Tihange entschieden, dass es nicht mehr möglich sei, eine mögliche Verlängerung des Betriebs seiner Anlagen Doel 4 und Tihange 3 vorzubereiten. Electrabel beschloss somit, alle Ressourcen für die Vorbereitung der endgültigen Abschaltung und des Abbaus aller sieben Kernreaktoren an den Standorten Doel und Tihange bereitzustellen. Das Projekt „LTO G2 Preparation" wurde daher vom Betreiber zu diesem Zeitpunkt eingestellt."

([119]) Siehe z. B. FANK, 17. Januar 2022, „Résumé et analysis des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3", S. 9, (in französischer Sprache) abrufbar unter: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. Übersetzung zu Informationszwecken: „[…] Electrabel möchte Sicherheit haben, bevor eigene Schritte unternommen werden. Wenn die Regierung Plan B [den Langzeitbetrieb von Doel 4 und Tihange 3] in Kraft setzen möchte, muss sie den Gesprächen mit Electrabel über die erforderlichen Bedingungen und Sicherheiten Vorrang einräumen, bevor sie mit der Ausarbeitung von Plan B fortfährt (Aufgabe 1). Die FANK weist die Regierung erneut darauf hin, dass praktisch alle Maßnahmen des Plans B, die in den Zuständigkeitsbereich der FANK fallen (Erstellung des LTO-Dossiers), die Mitwirkung von Electrabel erfordern. Nach Angaben von Electrabel sei jedes Gespräch über einen möglichen Langzeitbetrieb von einem klaren, stabilen und kohärenten Regelungsrahmen für die nukleare Sicherheit abhängig. Die FANK versteht diese Sichtweise und plant daher, die Arbeiten zur Klärung des Regelungsrahmens für die nukleare Sicherheit im ersten Quartal 2022 fortzusetzen."

5.2. Standpunkt von Engie zur Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit der verschiedenen Teilmaßnahmen der Komponente 1

5.2.1. *Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens*

(297) Engie vertrat die Auffassung, dass die Schaffung einer gemeinsamen Struktur, an der der belgische Staat einen Anteil von 50 % halte, erforderlich sei, um die Ziele des LTO-Projekts, d. h. die rechtzeitige Wiederinbetriebnahme der LTO-Anlagen bis November 2025, zu erreichen. Engie trug vor, dass das Unternehmen vor der Annahme der Vereinbarung über das LTO-Projekt eine Regelung zur Risikoteilung auf der Grundlage einer 50/50-Aufteilung mit dem belgischen Staat gefordert habe.

(298) Den Angaben von Engie zufolge seien die bestehenden Vergütungsmechanismen aus mehreren Gründen für diesen Zweck ungeeignet gewesen: i) die Vergütungsvereinbarung enthalte Restrisiken für Engie, ii) ohne das Gemeinschaftsunternehmen hätte Engie vorübergehend 100 % der Verluste tragen müssen, bis die in den Vereinbarungen anderweitig vorgesehene Entschädigung/Ausgleichszahlung erfolgt wäre, und iii) Engie sei im Begriff gewesen, sein Risiko im Bereich Kernenergie zu begrenzen, und habe die erforderlichen Investitionsausgaben von mehr als [2-2,5] Mrd. EUR für das LTO-Projekt nicht allein tätigen und nicht allein alle potenziellen Verluste aufgrund unerwarteter Nichtverfügbarkeiten und Kostenüberschreitungen tragen wollen.

(299) Darüber hinaus argumentierte Engie, dass Engie aufgrund der finanziellen Beteiligung des belgischen Staates an den Gewinnen und Verlusten aus den LTO-Anlagen (insbesondere Dividenden) davon ausgehe, dass der belgische Staat einen zusätzlichen Anreiz habe, die LTO-Anlagen bei seinen künftigen politischen Entscheidungen zu berücksichtigen. Engie kam daher zu dem Schluss, dass die Schaffung der gemeinsamen Struktur die Interessen des belgischen Staates und von Engie miteinander in Einklang bringe.

(300) Engie führte außerdem an, dass das Gemeinschaftsunternehmen geeignet und angemessen sei, da Engie als privater Betreiber durch die gemeinsame Kontrolle über die strategischen Entscheidungen in Bezug auf BE-NUC jegliches Risiko einer parteiischen Vorgehensweise des belgischen Staates ausgleichen könne und der belgische Staat und Engie ihre Rechte in der Unternehmensführung von BE-NUC gleichberechtigt ausüben würden.

5.2.2. *Standpunkt von Engie zum CfD*

(301) Hinsichtlich der Erforderlichkeit des CfD machte Engie geltend, dass das LTO-Projekt angesichts des Marktversagens im Zusammenhang mit der Nuklearindustrie und der hohen Volatilität des Strommarktes in den kommenden Jahren einem hohen Risiko einer Finanzierungslücke ausgesetzt sei, wodurch der CfD zu einem notwendigen Instrument zur Erreichung eines Ziels von gemeinsamem Interesse werde. Engie verwies auch auf die kurze Dauer der Laufzeitverlängerung (10 Jahre) im Vergleich zu den durchschnittlichen Investitionen im Kernenergiesektor, die erheblichen Kosten und die Tatsache, dass die LTO-Anlagen in den ersten drei Jahren nicht mit 100 % ihrer Kapazität betrieben werden, da gleichzeitig die Arbeiten zur Verlängerung des Langzeitbetriebs abgeschlossen werden.

(302) Engie machte geltend, dass das CfD-Modell und die MPRA geeignet und angemessen seien, um die Anreize für die LTO-Anlagen, effizient auf Marktsignale zu reagieren, aufrechtzuerhalten. In diesem Zusammenhang schließt sich Engie den Argumenten des belgischen Staates in Bezug auf die technischen, regulativen und wirtschaftlichen Zwängen der LTO-Anlagen an (siehe Abschnitt 2.1). Engie argumentierte, dass Engie selbst heute ohne den CfD und mit fünf Kernreaktoren, die eine stärkere Diversifizierungsstrategie ermöglichten, nur über eine sehr begrenzte Flexibilität verfüge, um die Stromerzeugung aus Kernenergie auf kurz- und mittelfristige Marktsignale hin anzupassen. Nach Angaben von Engie sei der CfD innerhalb dieses begrenzten Handlungsspielraums so ausgestaltet worden, dass damit für BE-NUC ein vollständiger Anreiz geschaffen werde, auf Preissignale zu reagieren, soweit dies technisch möglich sei.

a) Engie betonte zunächst, dass die LTO-Anlagen im Gegensatz zu flexiblen Stromerzeugungsquellen und Anlagen der neueren Generation bzw. anderen Kernreaktortypen für die Stromerzeugung im Grundlastbereich ausgelegt seien und nur über sehr begrenzte Modulationskapazitäten verfügen, sodass es nicht sinnvoll sei, sie jedes Mal zu modulieren, wenn die Preise negativ oder niedriger als ihre kurzfristigen Grenzkosten seien. Engie stellte klar, dass die Modulation der wirtschaftlichen Leistung der kerntechnischen Anlagen in Belgien erst seit 2015 von der FANK unter strengen technischen Auflagen, wie in den Erwägungsgründen 13 bis 15 dieser Entscheidung erläutert, genehmigt werde. Angesichts dieser Auflagen (in Kombination mit dem Risiko einer automatischen Abschaltung bei jeder Modulation, dem Risiko einer durch eine solche Abschaltung verursachten Bilanzkreisabweichung und dem Wegfall von Einsparungen bei den Brennelementen während der Modulation) erklärte Engie, dass der Betreiber kerntechnischer Anlagen die Stromerzeugung der Anlagen nicht frei an negative Preise anpassen könne und die begrenzten Modulationskapazitäten optimal genutzt werden sollten.

b) Zweitens stellen die MPRA und die Änderung der Laufzeit des Zyklus der Brennelemente sicher, dass die geplanten Betriebsunterbrechungen in den Sommermonaten erfolgen, in denen die Preise in der Vergangenheit am niedrigsten waren und voraussichtlich auch am niedrigsten sein werden. Dadurch werde sichergestellt, dass die LTO-Anlagen verfügbar seien, wenn der Strombedarf (und die Preise) voraussichtlich am höchsten sind. Engie fügte hinzu, dass die Vorbereitung eines geplanten Ausfalls einer kerntechnischen Anlage etwa zwölf Monate in Anspruch nehme, dem Markt im Voraus mitgeteilt werden müsse und eine große Zahl von Interessenträgern beteiligt sei. Nach der Planung könne der Betreiber kerntechnischer Anlagen das Datum des Ausfalls nicht ohne vorherige Genehmigung des Netzbetreibers ändern. In der Praxis können Ausfälle zwar unter Berücksichtigung der langfristigen Marktbedingungen geplant werden, doch bei der Terminierung von Instandhaltungsarbeiten in Kernkraftwerken könne nicht auf kurzfristige Marktsignale reagiert werden.

c) Drittens brachte Engie vor, dass die MPRA BE-NUC einen ausreichenden Anreiz biete, den höchsten Marktpreis zu erzielen, indem Ausfälle für Zeiten geplant werden, in denen die Preise voraussichtlich am niedrigsten seien, und widersprach nachdrücklich der vorläufigen Auffassung der Kommission, dass die Auswirkungen der MPRA „in der Praxis gering“ seien (wie in Erwägungsgrund 290 des Einleitungsbeschlusses ausgeführt).

(303) Schließlich brachte Engie hinsichtlich der Parameter für die Gestaltung des CfD vor, dass der DAM-Preis der geeignete MRP sei.

a) Engie argumentierte erstens, dass langfristige Produkte keinen Einfluss auf die Einsatzentscheidungen eines Kernkraftwerks haben, dessen kurzfristige Grenzkosten naturgemäß sehr niedrig seien. Die Terminpreise für Strom haben in keinem europäischen Markt jemals negative Werte erreicht, und ein solches Ereignis könne auch für die Zukunft als sehr unwahrscheinlich angesehen werden. Daher, so Engie, geben langfristige Produkte nicht die erforderlichen Marktsignale für die Einsatzentscheidungen, sondern der Einsatz werde unabhängig vom gewählten MRP stets durch den Vergleich zwischen den kurzfristigen Grenzkosten und den Opportunitätskosten einerseits und dem DAM-Preis andererseits (unter Berücksichtigung der Flexibilitätskapazitäten des Kraftwerks) bestimmt.

b) Zweitens trug Engie vor, dass die Verwendung von Terminprodukten als MRP BE-NUC erheblichen und nicht beherrschbaren Risiken aussetzen würde, die sich aus der unzureichenden Verfügbarkeit geeigneter langfristiger Produkte auf dem belgischen Markt aus folgenden Gründen ergeben:

— Der belgische Terminmarkt sei durch eine geringe und rückläufige Liquidität gekennzeichnet. Die auf dem Year-Ahead-Markt gehandelten Mengen liegen deutlich unter der erwarteten Jahresproduktion der LTO-Anlagen ([120]). Diese Diskrepanz verdeutliche, dass langfristige Marktprodukte als Referenzpreis für den CfD ungeeignet seien.

— Die Illiquidität des Terminmarktes mache ihn nicht nur zu einem schlechten Referenzwert für die Berechnung der Differenzzahlung zum Ausübungspreis, sondern berge auch erhebliche Risiken in Bezug auf die Preisbildung, Marktverzerrungen und Ausführungskosten. Der DAM-Preis hingegen biete höchste Liquidität und Transparenz bei der Preisbildung, wodurch Probleme im Zusammenhang mit intransparenter Liquidität, Kosten für die Reproduzierbarkeit, Kosten für Proxy-Hedging und Einschussanforderungen vermieden werden.

— Der belgische Terminmarkt verfüge nicht über ausreichende Granularität, um als geeigneter MRP dienen zu können ([121]).

([120]) So werden beispielsweise im Jahr 2024 voraussichtlich nur 9 TWh Strom auf dem Year-Ahead-Markt gehandelt, während die LTO-Anlagen Schätzungen zufolge jährlich 14 TWh produzieren werden.

([121]) Terminprodukte werden meist mit dem Kalender für das nächste Quartal und den nächsten Monat angegeben. Angesichts der schwankenden und unsicheren Produktionsmuster der LTO-Anlagen aufgrund der geplanten Ausfälle (die sich während der LTO-Arbeiten bis 2029 noch verschärfen werden) und der ungeplanten Nichtverfügbarkeit würde allerdings die Verwendung eines langfristigen Produkts als MRP zu einem erheblichen mengenbezogenen Risiko und zu erheblichen Kosten für die Auflösung von Forward Hedges im Falle einer Nichtproduktion führen, was den Cashflow und die Rentabilität von BE-NUC weiter gefährden würde.

c) Engie brachte vor, dass zusätzliche Risiken dadurch entstehen, dass sein Bestand an Kernreaktoren ab 2025 aufgrund der Stilllegung von fünf der sieben Kernreaktoren erheblich reduziert werde. Diese Reduzierung werde das Risiko der Nichtverfügbarkeit erhöhen, da Ausfälle oder operative Probleme der LTO-Anlagen nicht durch andere Anlagen kompensiert werden können. Folglich werde das Produktionsmuster von BE-NUC unsicherer werden, wodurch sich das Risiko erhöhe, dass aufgrund langfristiger Verträge Strom nicht geliefert werden könne. In solchen Szenarien wäre BE-NUC gezwungen, Strom zu potenziell höheren Preisen zurückzukaufen, was zu erheblichen finanziellen Verlusten zusätzlich zu den Einnahmeverlusten aufgrund geringerer Erzeugung führen würde. Diese Verluste würden durch die Illiquidität der langfristigen Märkte noch verschärft, wo große Geld-Brief-Spannen und begrenzte Handelsvolumina die Kosten für die Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen weiter erhöhen könnten ([122]).

5.2.3. *Standpunkt von Engie zu den MOCP und dem SDC-Darlehen*

(304) Engie betonte, dass die Notwendigkeit der MOCP und der SDC-Darlehen in erster Linie mit dem besonderen Kontext des LTO-Projekts zusammenhänge, der sich aus folgenden Faktoren ergebe: i) der späten Entscheidung zur Verlängerung der Laufzeit von Doel 4 und Tihange 3 und dem begrenzten Zeitrahmen für die Vorbereitung und Umsetzung der erforderlichen LTO-Arbeiten, ii) den alternden Anlagen und dem erhöhten Systemrisiko durch zwei Anlagen derselben Technologie, iii) der gleichzeitigen Wiederinbetriebnahme und dem Betrieb der LTO-Anlagen während der ersten drei Jahre sowie iv) den Stromgestehungskosten der laufzeitverlängerten kerntechnischen Anlagen, die stärker auf Betrieb und Instandhaltung ausgerichtet seien als bei einer neuen Anlage.

(305) Engie brachte ferner vor, dass sowohl die OPEX- und Kapitalzahlungen in einer bestimmten Mindesthöhe als auch die SDC-Darlehen unbedingt erforderlich seien, da i) die vom belgischen Staat gemäß der Vergütungsvereinbarung zu leistenden Zahlungen keine erheblichen Ausfälle abdecken, die durch technische Probleme oder aufgrund internationaler regulatorischer Unvorhersehbarkeiten oder nuklearer Notfälle verursacht werden, ii) es sich entgegen der Feststellung in Erwägungsgrund 269 Buchstabe b des Einleitungsbeschlusses bei diesen unerwarteten Ereignissen nicht um „extreme, wenig wahrscheinliche“ Szenarien handele, sondern um Ereignisse, deren Eintreten in den nächsten zehn Jahren wahrscheinlich sei und iii) nur Ereignisse oberhalb einer bestimmten Schwelle erfasst werden.

a) Die Vergütungsvereinbarung ermögliche Anpassungen des Ausübungspreises des CfD zugunsten von BE-NUC durch bestimmte „Wiederaufnahmegründe“, die jedoch mit Einschränkungen und Ausschlüssen verbunden seien. So wäre beispielsweise eine Abschaltung einer oder beider LTO-Anlagen aus Sicherheitsgründen nach einem Notfall oder aufgrund einer Änderung internationaler Vorschriften nicht durch die Vergütungsvereinbarung abgedeckt. Darüber hinaus würden Ausfälle aufgrund bestimmter technischer Probleme nicht unter die Vergütungsvereinbarung fallen; hierbei handele es sich beispielsweise um folgende Probleme: sicherheitsbedingte Ausfälle nach routinemäßigen behördlichen Kontrollen, die Teil der erwarteten Betriebsabläufe sind; zwingende Modernisierungen, die aufgrund bestehender oder verbreiteter internationaler Vorschriften erforderlich seien, wie beispielsweise der im Anschluss an die Ereignisse in Fukushima angenommenen Richtlinie 2014/87/Euratom des Rates ([123]); vorsorgliche Abschaltungen aufgrund internationaler Vorfälle, bei denen es sich um vorhersehbare regulatorische Reaktionen handele; strengere Umweltvorschriften, die von den regionalen Behörden auferlegt werden und häufig mehrere Sektoren betreffen; Unterbrechungen der Lieferkette, die notwendige Instandhaltungs- oder Reparaturarbeiten verhindern und unvorhergesehener Abbau kritischer Ausrüstung.

b) Die Wahrscheinlichkeit des Eintretens solcher technischer, regulatorischer bzw. notfallbedingter Ereignisse sei nicht so gering wie im Einleitungsbeschluss angegeben und könne sich sowohl auf die Betriebskosten der LTO-Anlagen als auch auf deren Verfügbarkeit auswirken. Engie erwähnte in diesem Zusammenhang:

— Ein Unfall wie in Tschernobyl oder Fukushima könne trotz der strengen aktuellen Vorschriften im Bereich der nuklearen Sicherheit nicht ausgeschlossen werden.

— Die Aufnahme der OPEX- und Kapitalzahlungen in einer bestimmten Mindesthöhe in die Vereinbarung beruhe auf den Erfahrungen und der historischen Daten über den Betrieb der belgischen Kernkraftwerke von Electrabel: Im Zeitraum 2012-2022 sei es bei sieben belgischen kerntechnischen Anlagen zu elf erheblichen unerwarteten Ausfällen aufgrund technischer Probleme gekommen.

— Es gebe mehrere aktuelle Beispiele für längere Nichtverfügbarkeitszeiten anderer Kernkraftwerke weltweit (z. B. Ringhals 4 in Schweden im Jahr 2022, Civaux 1 in Frankreich im Jahr 2021, Taishan 1 in China im Jahr 2021).

([122]) Engie sah sich 2018 mit einer solchen Situation konfrontiert, als mehrere Anlagen gleichzeitig nicht verfügbar waren, sodass das Unternehmen durchschnittlich nur 52 % seiner Nennleistung nutzen konnte. Engie musste seine Forward Hedges in einem Umfeld, in dem die belgischen Preise erheblich gestiegen und die Verbindungskapazitäten ausgelastet waren, zurückkaufen und schloss das Jahr mit einem EBITDA-Verlust von [0-0,5] Mrd. EUR für seine Tätigkeiten im kerntechnischen Bereich ab (gegenüber einem Gewinn von [0-0,5] Mrd. EUR im Vorjahr).

([123]) Richtlinie des Rates 2014/87/Euratom vom 8. Juli 2014 zur Änderung der Richtlinie 2009/71/Euratom über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen (ABl. L 219 vom 25.7.2014, S. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Alle Ereignisse, die zu Kosten unterhalb einer Schwelle von 5 Mio. EUR führen, gelten nicht als „Wiederaufnahmegründe“ und werden daher von dem Vertragspartner der Vergütungsvereinbarung nicht erstattet.

(306) Engie brachte vor, dass die MOCP in einer bestimmten Mindesthöhe keine unbegrenzte Beihilfe darstellen (entgegen der Auffassung der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss), da mit der Vergütungsvereinbarung dem Vertragspartner ein Kündigungsrecht eingeräumt werde, das es ermögliche, sein Risiko zu begrenzen.

(307) Engie brachte vor, dass die Verlängerung der SDC-Darlehen zur Deckung des über die Wiederinbetriebnahme hinausgehenden Kostenanteils durch den belgischen Staat aufgrund der auf Antrag von Engie vorgezogenen Wiederinbetriebnahme der LTO-Anlage (von 2026 auf 2025) grundsätzlich bewilligt worden sei, was bedeute, dass die LTO-Arbeiten während des Betriebs der Anlagen durchgeführt werden müssten, was in den ersten drei Betriebsjahren zur Erzielung geringerer Einnahmen führen werde. Dies entspreche dem zwischen Engie und dem belgischen Staat vereinbarten Grundsatz, dass die Gesellschafter alle Kosten aus der Verlängerung des Langzeitbetriebs tragen, während BE-NUC die Betriebs- und Instandhaltungskosten aus eigenen Einnahmen finanziere.

(308) Hinsichtlich der Angemessenheit der im Rahmen des LTO-Projekts bereitgestellten Finanzmechanismen argumentierte Engie, dass diese BE-NUC nicht vor betrieblichen Risiken schützen, wie dies die Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss dargelegt hatte. BE-NUC sei unter anderem teilweise einem Verfügbarkeitsrisiko während der gesamten Laufzeitverlängerung der LTO-Anlagen sowie Betriebskostenüberschreitungen nach dem Angleichungsstichtag ausgesetzt, was die Generierung von Zahlungsmitteln verhindern und sich negativ auf die Rendite von BE-NUC auswirken könnte. Diese Kosten betreffen unter anderem den Anstieg der Personalkosten (Programme zur Mitarbeiterbindung und zusätzliche Kosten für die Einstellung/Schulung von Personal für den weiteren Betrieb), die Betriebs- und Instandhaltungskosten (Anstieg der Materialpreise, Engpässe in der Lieferkette für wichtige Ersatzteile und Komponenten, Anforderungen der FANK (alle Projektänderungen unterliegen einer umfassenden Überprüfung und Beanstandung durch die FANK vor ihrer Genehmigung), ungeplante größere Ausfälle von Anlagen vor der Wiederinbetriebnahme usw.) und Kosten der Brennelemente (Verträge sind teilweise an die Marktentwicklung gekoppelt).

(309) Darüber hinaus argumentierte Engie, dass Electrabel als Betreiber der LTO-Anlagen ein starkes Interesse daran habe, die Verfügbarkeit der LTO-Anlagen unter normalen Betriebsbedingungen zu maximieren, um die Zahlung eines pauschalierten Schadensersatzes zu vermeiden, falls die Verfügbarkeit in einem Vertragsjahr unter [90-100] % sinke.

(310) Engie legte eine Simulation vor, aus der hervorgehe, wie sich Ereignisse, die nicht unter die MOCP in einer bestimmten Mindesthöhe fallen, auf die Rentabilität des Langzeitbetriebs auswirken würden: i) Ereignisse, die zu verringerter Verfügbarkeit führen, während der Betriebsphase zur Veranschaulichung (erhöhte störungsbedingte Ausfallrate (FOR)) und ii) Erhöhungen einiger Betriebskosten nach dem Angleichungsstichtag aufgrund unvorhergesehener Kosten sowie eine Kombination beider Ereignisse. Tabelle 16 zeigt, dass diese Ereignisse erhebliche negative Auswirkungen auf den IRR von BE-NUC haben könnten.

Tabelle 16

Auswirkungen auf die LTO-Rentabilität (100 %) von Ereignissen, die nicht durch die MOCP in einer bestimmten Mindesthöhe abgedeckt sind

	Basisszenario (keine verminderte Verfügbarkeit)	FOR +5 %	FOR +10 %
Basisszenario (keine Betriebskostenüberschreitung)		IRR = [5-10] % NGW = minus [100-300] Mio. EUR	IRR = [0-5] % NGW = minus [200-400] Mio. EUR
Betriebskosten (OPEX) +5 %	IRR = [5-10] % NGW = minus [0-200] Mio. EUR	IRR = [5-10] % NGW = minus [100-300] Mio. EUR	IRR = [0-5] % NGW = minus [200-400] Mio. EUR
Betriebskosten (OPEX) +10 %	IRR = [5-10] % NGW = minus [0-200] Mio. EUR	IRR = [0-5] % NGW = minus [100-300] Mio. EUR	IRR = [0-5] % NGW = minus [200-400] Mio. EUR

Quelle: Stellungnahme von Engie zum Einleitungsbeschluss

(311) Engie argumentierte ferner, dass der Zinssatz für die SDC-Darlehen angemessen und geeignet sei, wie eine unabhängige Analyse gezeigt habe ([124]). Engie fügte hinzu, dass die SDC-Darlehen vorbehaltlich einer ausreichenden Generierung von Zahlungsmitteln durch BE-NUC zuzüglich Zinsen am Ende des LTO-Zeitraums zurückgezahlt werden sollen.

5.2.4. *Standpunkt von Engie zu den Bedingungen der WCF und der Gesellschafterdarlehen*

(312) Engie stellte klar, dass der Zinssatz für die Gesellschafterdarlehen und die WCF ein Zinssatz zu Fremdvergleichsbedingungen sein werde, der vom Vorstand von BE-NUC unter Bezugnahme auf die geltenden Marktzinsen und vergleichbare Fremdfinanzierungen Dritter, die zum maßgeblichen Zeitpunkt verfügbar sind, festgelegt werde.

(313) Engie stellte außerdem klar, dass ein Termsheet ausgearbeitet worden sei, in dem die Methodik zur Festlegung der Zinssätze beschrieben werde. Engie erläuterte, dass diese Methode mit den Verrechnungspreisrichtlinien von Engie für Darlehen im verbundenen Unternehmen im Einklang stehe und den Grundsätzen zur Gewinnverkürzung und Gewinnverlagerung (BEPS) der OECD entspreche, wonach der Zinssatz zu Fremdvergleichsbedingungen festgesetzt werden müsse (siehe Erwägungsgrund 63).

(314) Engie kam daher zu dem Schluss, dass der Zinssatz sowohl für die WCF als auch für die Gesellschafterdarlehen angemessen sei.

5.2.5. *Standpunkt von Engie zur EMSA*

(315) Erstens betonte Engie, dass das Unternehmen der Engie-Gruppe (GEMS), das im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens oder als vorübergehende Ausweichlösung als EMSA-Partner ausgewählt werden könnte, vollständig unabhängig vom Geschäftsbereich Kernenergie sein werde. Engie stellte klar, dass seit Januar 2024 einerseits geeignete Ausschreibungsverfahren und andererseits Firewalls innerhalb der Engie-Gruppe eingerichtet wurden, um jegliche Beteiligung von Electrabel an der Auswahl des EMSA-Partners zu vermeiden.

(316) Zweitens brachte Engie vor, dass durch die mögliche Auswahl von GEMS im Rahmen der Ausschreibung über Energiemanagementdienstleistungen keine Gefahr einer Marktabschottung bestehe. Engie argumentierte, dass GEMS als Partei im Rahmen eines präzisen Mandats handeln werde, in dem die BIS festgelegt werde (von der nicht abgewichen werden könne), in Form einer Gebühr vergütet werde und das Eigentum an dem Strom bis zu dessen Verkauf bei BE-NUC verbleiben werde. Da die entsprechenden Verkäufe von BE-NUC nicht GEMS bzw. der Engie-Gruppe zugerechnet werden könnten, könnte es daher zu keiner Stärkung der Stellung von Electrabel auf dem belgischen Markt kommen, sollte GEMS als EMSA-Partner benannt werden.

(317) Drittens entspreche das Ausschreibungsverfahren zur Auswahl des EMSA-Partners den in der Praxis der Kommission festgelegten Anforderungen an ein wettbewerbsorientiertes, transparentes, diskriminierungsfreies und bedingungsfreies Verfahren. Es sei auf EU-Ebene veröffentlicht worden und werde die Qualifikationskriterien (insbesondere hinsichtlich der Finanzkraft und der Betriebserfahrung des Antragstellers) festlegen. Sollte GEMS im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ausgewählt werden, könne die Benennung von GEMS zum EMSA-Partner daher als angemessen angesehen werden. Engie argumentierte ferner, dass im Falle eines erfolglosen Ausschreibungsverfahrens und der Benennung von GEMS als EMSA-Partner als Ausweichlösung das Kriterium der Angemessenheit dennoch erfüllt sei: Die Vergütung von GEMS erfolge zu marktüblichen Bedingungen, die im Falle von Meinungsverschiedenheiten zwischen den Parteien von einem unabhängigen Sachverständigen festgelegt werde, sodass diese Vergütung nicht über das hinausgehe, was zur Erreichung des Zwecks der EMSA-Dienstleistungen unbedingt erforderlich sei. Darüber hinaus erklärte Engie, dass diese Ausweichlösung nur vorübergehend sei und der belgische Staat unverzüglich mit der Durchführung einer neuen Ausschreibung beginnen werde.

([124]) Begründung von Compass Lexecon vom 22. August 2024, Supplementary note on MOCP and SDC Loan, Rn. 1.12.

5.3. Standpunkt von Engie zum Abfallabkommen

(318) Engie trug vor, dass der Gesamtbetrag der Abfallbegrenzung ausreiche, um etwaige zusätzliche Risiken abzudecken, die bei der Berechnung des Grundbetrags nicht berücksichtigt worden seien. Engie weist ferner darauf hin, dass die Abfallbegrenzung so festgelegt sei, dass deutlich weniger Risiken auf den Staat übertragen werden als in dem von der Kommission validierten deutschen Präzedenzfall. Engie brachte insbesondere folgende Argumente vor:

a) Die Abfälle werden nicht automatisch nach Zahlung im Rahmen der Abfallbegrenzung an Hedera weitergeleitet. Nur Abfälle, die sehr strenge vertragliche Übertragungskriterien (CTC) erfüllen, werden übertragen, andernfalls bleibe Electrabel dafür haftbar. Die CTC wurden zwischen Sachverständigen vereinbart und beruhen auf den aktuellen bewährten Verfahren. Darüber hinaus müsse Electrabel, falls die Übertragung weiterer Mengen erforderlich sei, einen zusätzlichen Betrag an Hedera zahlen, eine sogenannte Mengenanpassungsgebühr.

b) In der deutschen Rechtssache seien Unsicherheiten hinsichtlich des Standorts der Lagerstätten für Abfall geblieben, während im vorliegenden Fall die Endlagerstätte für Abfälle der Kategorie A bereits bekannt sei, was die Unsicherheiten erheblich verringere.

c) Im Gegensatz zur deutschen Rechtssache enthalte der Grundbetrag des LTO-Projekts bereits einen hohen Betrag für unvorhergesehene Ausgaben.

d) In der deutschen Rechtssache sei ein nominaler Abzinsungssatz von 4,58 % (festgelegt auf Basis der EIOPA-Zinssätze) verwendet worden. Vor dem Hintergrund des deutlich (+56 Basispunkte) gestiegenen EIOPA-Zinssatzes erscheine der im LTO-Projekt verwendete, deutlich niedrigere (-158 Basispunkte) Abzinsungssatz von 3 % (nominal) dem aktuellen Zinsniveau voll und ganz angemessen. Darüber hinaus sei der im LTO-Projekt verwendete reale Zinssatz von 1 % im Vergleich zu anderen europäischen Ländern konservativ.

e) Hedera werde in der Lage sein, einen Kapitalertrag zu erzielen, der zur Deckung seiner Zahlungsverpflichtungen ausreiche. Die von […] für die Überprüfung durch CPN/CNV im Jahr 2022 durchgeführte Studie zum Aktiv-Passiv-Management stütze diese Auffassung.

(319) Engie kam daher zu dem Schluss, dass der von Electrabel im Rahmen des Abfallabkommens gezahlte Betrag die von BEGOV übernommenen Unsicherheiten adäquat abdecke und daher angemessen sei.

(320) In Bezug auf die Stilllegungsverbindlichkeiten führte Engie aus, dass Electrabel als Betreiber der sieben belgischen kerntechnischen Anlagen weiterhin für seine Stilllegungsverpflichtungen hafte. Engie räumte jedoch ein, dass Belgien die direkt aus dem LTO-Projekt resultierenden (erhöhten) Stilllegungskosten durch eine einmalige (vollständige und endgültige) Pauschalzahlung an Electrabel tragen werde.

(321) Engie verwies auf die Empfehlung der CPN/CNV zu den Verbindlichkeiten aus der Stilllegung und dem Abbau der LTO-Anlagen, in dem diese festgestellt habe, dass der Langzeitbetrieb zu einem Anstieg der Stilllegungskosten (in Overnight-Kosten) (Dyssynergie) in Höhe von [100-500] Mio. EUR (in Werten des Jahres 2021) oder, aktualisiert, in Höhe von [100-500] Mio. EUR (Werte des Jahres 2023) führen würde. Engie kam daher zu dem Schluss, dass der Betrag für die Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten, die sich aus dem Langzeitbetrieb gemäß der Definition in der CPN/CNV ergeben, angemessen sei.

6. STELLUNGNAHMEN DRITTER

(322) Neben der Stellungnahme von Engie gingen bei der Kommission im Rahmen der öffentlichen Konsultation zum Einleitungsbeschluss, die bis zum 9. September 2024 dauerte, Stellungnahmen von sieben weiteren Konsultationsteilnehmern ein.

(323) Es gingen Stellungnahmen von Mitgliedstaaten, Unternehmen, Verbänden und Nichtregierungsorganisationen ein. Auf die Stellungnahmen Dritter wird ohne konkrete Nennung der jeweiligen Stellungnahme ebenfalls in den einschlägigen Teilen der Bewertung eingegangen.

(324) Nachstehend werden die für die Bewertung der staatlichen Beihilfe relevanten Stellungnahmen und Bemerkungen Dritter nach Themen gegliedert beschrieben.

6.1. Stellungnahmen zum Vorliegen einer Beihilfe

(325) Zum Vorliegen einer Beihilfe gingen keine Stellungnahmen ein.

6.2. **Stellungnahmen zur Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt**

6.2.1. *Stellungnahmen hinsichtlich der Geeignetheit und Erforderlichkeit der Maßnahme*

(326) Die Mehrheit der Dritten schloss sich den im Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken der Kommission in Bezug auf die Geeignetheit und Erforderlichkeit der Maßnahme an.

6.2.1.1. Allgemeine Bemerkungen

(327) Ein Dritter widersprach der Kommission in Bezug auf das Vorliegen und die Relevanz des vom belgischen Staat angeführten Marktversagens und argumentierte, dass die Nukleartechnologie einfach nicht kosteneffizient sei und nicht durch staatliche Mittel gefördert werden sollte. Dieser Dritte wies darauf hin, dass nach den EU-Vorschriften über staatliche Beihilfen Betriebsbeihilfen generell nur unter außergewöhnlichen Umständen zulässig seien und sich auf noch nicht marktfähige oder noch nicht ausgereifte Technologien beschränken sollten, sofern bestimmte Voraussetzungen erfüllt seien. Dieser Dritte war nicht der Ansicht, dass die Förderung der Kernenergie geeignet und erforderlich sei, da es sich um eine ausgereifte und unrentable Technologie handele.

(328) Drei von sieben Dritten brachten vor, dass die Kernenergie keine geeignete Technologie zur Bewältigung von Problemen bei der Versorgungssicherheit sei, denn Kernkraftwerke seien wenig flexibel und müssen kontinuierlich produzieren, da eine starke Modulation nicht wünschenswert sei.

6.2.1.2. Geeignetheit des CfD-Modells

(329) Fünf von sieben Konsultationsteilnehmern teilten die Bedenken der Kommission hinsichtlich der Geeignetheit des CfD-Modells. Die wichtigsten genannten Bedenken waren folgende: i) die Einhaltung der EU-Rechtsvorschriften, ii) die Festsetzung des Ausübungspreises in Ermangelung eines wettbewerblichen Verfahrens (z. B. für Offshore-Windparks), iii) die begrenzten Anreize zur Anpassung der Produktion an die Marktbedingungen, da (im ursprünglichen CfD-Modell) der Schwellenwert für die Leistungsreduzierung erst nach sechs Stunden mit negativen Preisen auf den Strommärkten festgelegt wird, iv) die Wahl des Referenzpreises.

(330) Ein Dritter räumte jedoch ein, dass es für Betreiber kerntechnischer Anlagen aufgrund der begrenzten Modulationskapazitäten der Kernkraftwerke schwierig sei, auf Marktsignale zu reagieren. Darüber hinaus brachte ein Dritter vor, dass es in Bezug auf die Gestaltung des CfD-Modells keine Einheitslösung geben sollte und die Mitgliedstaaten die Flexibilität haben sollten, die das CfD-Modell auf der Grundlage spezifischer Umstände anzupassen. So sollten die Grundsätze für das CfD-Modell für Nukleartechnologien anders angewendet werden als für intermittierende Energiequellen, und es sollte anerkannt werden, dass Kernkraftwerke als Grundleistungsanlagen dienen.

(331) Die Kommission stellt fest, dass keiner der Dritten dazu konkrete Stellungnahmen abgegeben hat, wie das vom belgischen Staat zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses vorgeschlagene CfD-Modell verbessert werden könne.

6.2.2. *Stellungnahmen hinsichtlich der Angemessenheit der Maßnahme*

(332) Sechs von sieben Konsultationsteilnehmern betonten, dass sie die im Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken der Kommission in Bezug auf die Angemessenheit der Maßnahme teilten.

6.2.2.1. Stellungnahmen zum Paket der finanziellen Maßnahmen

(333) Fünf von sieben Konsultationsteilnehmern gingen allgemein davon aus, dass das Paket der finanziellen Vergütungsmaßnahmen (einschließlich des CfD, der MOCP in einer bestimmten Mindesthöhe und mehrerer Darlehen) nicht angemessen sei. Diese Dritten stimmten mit der vorläufigen Bewertung der Kommission im Einleitungsbeschluss überein, dass das Paket der finanziellen Vergütungsmaßnahmen eine vollständige Risikominderung für Engie ermöglichen würde.

(334) Ein Dritter wies darauf hin, dass die belgische Regierung bei dieser Vereinbarung die ungünstigste Position einnehme, denn sie habe eine Reihe von finanziellen Verpflichtungen übernommen, um Engie einen Anreiz zu geben, sich an der Vereinbarung zu beteiligen, da die Risiken letztendlich von den belgischen Steuerzahlern getragen würden.

(335) Ein Dritter verglich die Vereinbarung, ebenso wie die Kommission, mit der vorherigen Laufzeitverlängerung von Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 im Jahr 2015 und wies darauf hin, dass diese Laufzeitverlängerung ohne staatliche Beihilfe erreicht worden sei.

(336) Hinsichtlich der Vergütung und der Berechnung des internen Zinsfußes merkte ein Dritter an, dass dieser Wert zwar für die Nuklearindustrie typisch sein mag, dass aber bei der derzeitigen Höhe des IRR die vielen risikomindernden Elemente der vorgeschlagenen Vereinbarung nicht berücksichtigt würden. Obwohl keine konkreten Angaben darüber gemacht wurden, welcher IRR als angemessen angesehen werde, werde eine Anpassung nach unten als notwendig erachtet.

(337) Die Kommission stellt eine allgemeine Übereinstimmung unter den Dritten fest, wonach das Paket der finanziellen Vergütungsmaßnahmen sorgfältig geprüft werden müsse.

6.2.2.2. Stellungnahmen zum Abfallabkommen

(338) Im Rahmen einer allgemeinen Stellungnahme wies ein Dritter darauf hin, dass beim Betrieb von Kernkraftwerken extrem langlebige und gefährliche Stoffe entstehen, die in der Natur nirgendwo auf der Erde vorkommen. Dieser Dritte forderte, dass die Gesamtkosten der Stromerzeugung einen plausiblen Plan für den Umgang mit diesen Stoffen nach ihrer Verwendung zur Energieerzeugung enthalten müssen.

(339) In Bezug auf die Entsorgung radioaktiver Abfälle vertrat derselbe Dritte die Auffassung, dass die Endlagerung in tiefen geologischen Schichten keine unbegrenzt sichere Lagerung darstellen könne, da geologische Formationen, die über lange Zeiträume der Erdgeschichte stabil waren, langfristig durch den Klimawandel oder die Strahlung selbst instabil werden könnten. Daher werde nach dem Vorsorgeprinzip die oberirdische Lagerung oder die Lagerung an leicht zugänglichen Orten und das Umverpacken alle 50 bis 100 Jahre empfohlen.

(340) Hinsichtlich der wirtschaftlichen Aspekte des Abfallabkommens vertraten mehrere Dritte die Auffassung, dass das Abkommen für Engie zu positiv sei, da die Kosten für den Umgang mit radioaktiven Abfällen unterschätzt würden.

(341) Die Kommission stellt fest, dass die meisten Dritten keine konkreten Angaben dazu gemacht haben, welcher Teil des Abfallabkommens problematisch sei, welche Parameter geändert werden müssten und welcher Wert für das Abfallabkommen verhältnismäßig und angemessen wäre. Nur ein Dritter forderte, dass Belgien auch die Kosten für die Standortsuche für ein Endlager für radioaktive Abfälle berücksichtigen sollte, ohne jedoch weitere Einzelheiten zu nennen.

6.2.3. *Stellungnahmen zu potenziellen unverhältnismäßigen Wettbewerbsverfälschungen und Beeinträchtigungen des Handels zwischen Mitgliedstaaten*

6.2.3.1. Auswirkungen auf erneuerbare Energiequellen und Dekarbonisierung

(342) Sechs von sieben Dritten argumentieren, dass die Förderung der Kernenergie trotz ihres Beitrags zur Verringerung der CO_2-Emissionen nicht klimafreundlich sei. Diese Dritten wiesen darauf hin, dass die Förderung der Kernenergie die Entwicklung erneuerbarer Energiequellen verlangsame und nicht zur Erreichung der Klimaziele beitrage. Diesbezüglich wurden insbesondere folgende Argumente vorgebracht:

a) Ein Dritter äußerte Bedenken, dass die Höhe und Form der öffentlichen Subventionen für die Kernkraftwerke in Doel und Tihange die Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien verringern und damit die Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems und die Elektrifizierung der Wirtschaft verzögern könnten. Ein anderer Dritter wies darauf hin, dass die Solar- und Windenergieerzeugung benachteiligt werde, da sich diese an die unflexible Erzeugung von Kernenergie anpassen müsse. Insbesondere da erneuerbare Energiequellen dem Wettbewerb ausgesetzt seien, während die Mitgliedstaaten die Risiken der Betreiber kerntechnischer Anlagen auffangen.

b) Einige Dritte argumentierten, dass die Kernenergie keine legitime Strategie zur Dekarbonisierung der Volkswirtschaften der EU darstellen könne, da sie nicht wettbewerbsfähig sei, zu viele knappe Ressourcen (nicht nur finanzielle, sondern auch personelle und materielle Ressourcen) binde und systematisch von Verzögerungen betroffen sei.

c) Ein Dritter brachte vor, dass selbst wenn die Nukleartechnologie im Vergleich zu anderen Technologien einen größeren Beitrag zur Dekarbonisierung leisten könne, die Gesamtumweltbilanz negativ sei (z. B. aufgrund der Entsorgung radioaktiver Abfälle).

d) Ein Dritter merkte an, dass die Engie gewährte staatliche Beihilfe eine Vielzahl kleinerer Akteure des künftigen dezentralen Energiesystems benachteiligen könnte. Diese Partei forderte die Kommission auf, das Investitionsklima für Solar- und Windkraftanlagen in Belgien zu prüfen, d. h. andere kostengünstigere Technologien, die möglicherweise keine staatlichen Beihilfen erfordern, bevor umfangreiche staatliche Beihilfen für Kernkraftwerke gebunden werden. Dieser Dritte forderte auch eine Bewertung des künftigen Bedarfs an Grundlaststrom.

(343) Ein Dritter widersprach hingegen den vorstehenden Argumenten und führte aus, dass die Kernenergie eine wichtige Rolle für die Erreichung der Klimaziele und die Versorgungssicherheit der EU spiele. Dieser Dritte forderte die Kommission auf, die Komplexität von Investitionen im Nuklearbereich zu berücksichtigen und den Mitgliedstaaten einen gewissen Ermessensspielraum bei der Auswahl geeigneter Beihilfemaßnahmen zur Förderung von Investitionen im Nuklearbereich einzuräumen.

6.2.3.2. Fehlendes Ausschreibungsverfahren und Verkauf von Strom aus Kernenergie

(344) Ein Dritter äußerte Bedauern darüber, dass der vorgeschlagene Vertrag zwischen dem belgischen Staat, Engie und Electrabel über die Verlängerung der Laufzeit von Doel 4 und Tihange 3 ohne Ausschreibung ausgehandelt worden sei. Nach Ansicht dieses Konsultationsteilnehmers hätte eine Kombination aus einem Portfolio groß angelegter erneuerbarer Energien und Batteriespeichern ein ähnliches Stromerzeugungsprofil wie die Kernenergie bieten können.

(345) In Bezug auf den Verkauf von Kernenergie im Rahmen des aktuellen Abkommens erklärte ein anderer Konsultationsteilnehmer, dass Energiemanagementdienstleistungen von einer unabhängigen Partei erbracht werden sollten, falls im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens kein erfolgreicher Bieter gefunden werden könne.

6.2.4. *Sonstige Stellungnahmen Dritter*

(346) Ein Dritter machte geltend, dass die Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung gegen das Verursacherprinzip und das Vorsorgeprinzip gemäß Artikel 191 AEUV verstoße.

(347) Mehrere Dritte äußerten Bedenken in Bezug auf Sicherheitsfragen im Zusammenhang mit dem Betrieb der Nukleartechnologie.

a) Eine Partei vertrat die Auffassung, dass schwere Unfälle in Kernkraftwerken nicht ausgeschlossen werden können, was sich auch auf andere Mitgliedstaaten auswirken würde.

b) Dieser Dritte vertrat ganz allgemein die Auffassung, dass die Gefahr von Kernkraftwerken in bewaffneten Konflikten in jüngster Zeit deutlich geworden sei, da zivile nukleare Infrastrukturen grundsätzlich nicht dafür ausgelegt seien, den direkten und indirekten Auswirkungen von Kriegsereignissen standzuhalten. Als solche können Kernkraftwerke zu potenziellen Zielen werden, deren Zerstörung eine radioaktive Kontamination verursachen könnte, welche nicht nur ein enormes Sicherheitsrisiko darstelle, sondern auch die Stromversorgung eines Landes destabilisieren könne.

c) Eine andere Partei brachte vor, dass jede Verlängerung der Lebenszeit eines Kernkraftwerks trotz etwaiger Modernisierungen und Sicherheitsverbesserungen ein erhöhtes Risiko negativer Auswirkungen im Zusammenhang mit der im Laufe der Zeit abnehmenden Qualität und Zuverlässigkeit der Komponenten solcher Kernreaktoren mit sich bringe. Nach Angaben dieses Dritten führe die Alterung dazu, dass stark verschmutzte Reaktorbestandteile anfällig für Fehlfunktionen seien und Betriebsstörungen zunehmen.

d) Ein Dritter wies darauf hin, dass die Verfügbarkeit von Uran und Thorium nach wie vor begrenzt sei und dass die EU-Mitgliedstaaten zu fast 100 % von Uranerzimporten abhängig seien. Dieser Dritte tritt der Idee eines „Brennstoffkreislaufs“ entgegen und argumentiert, dass die Wiederaufbereitung abgebrannter Brennelemente nicht so oft wie möglich wiederholt werden könne. Außerdem weist er darauf hin, dass die Wiederaufbereitung erhebliche Risiken für die Sicherheit, Gesundheit, Umwelt und Proliferation mit sich bringe.

(348) Ein Dritter äußerte Bedenken hinsichtlich der Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung. Insbesondere brachte er vor, dass wichtige Fragen hinsichtlich notwendiger sicherheitstechnischer Verbesserungen und des Alterungsmanagements in der öffentlichen Konsultation nicht berücksichtigt worden seien. Der Dritte führte aus, dass er eine ausführliche Stellungnahme zu dieser Angelegenheit eingereicht habe, die jedoch nicht berücksichtigt worden sei.

(349) Schließlich wies ein Dritter darauf hin, dass Belgien zwar als eines der Argumente für die Durchführung des LTO-Projekts die Verringerung der Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen angeführt habe, die europäische Nuklearindustrie jedoch nach wie vor stark von russischen Kernbrennstoffen abhängig sei, da Russland sowohl bei der Erzeugung als auch bei der Wiederaufbereitung von Uran eine Schlüsselrolle einnehme. Diesem Konsultationsteilnehmer zufolge wäre es einfacher, alternative Erdgasquellen zu finden, als Russland aus seiner derzeitigen Rolle in der europäischen Nuklearindustrie zu verdrängen.

7. **ERWIDERUNG BELGIENS AUF DIE STELLUNGNAHMEN DER DRITTEN**

(350) Am 30. Oktober 2024 übermittelten die belgischen Behörden ihre Erwiderung auf die Stellungnahmen der Dritten.

(351) Der belgische Staat begrüßte grundsätzlich die geäußerten Standpunkte, vertrat jedoch die Auffassung, dass mehrere der vorgebrachten Punkte rein politischer Natur und vage seien oder auf einem falschen Verständnis des LTO-Projekts beruhen.

(352) Darüber hinaus erklärte Belgien, dass die meisten der angesprochenen Themen bereits in seinen früheren Stellungnahmen und seiner Erwiderung auf den Einleitungsbeschluss behandelt worden seien. Auf die Hauptargumente, die von Belgien als Erwiderung auf die Bedenken der Dritten vorgebracht wurden, wird im Folgenden eingegangen. Dabei werden insbesondere die Erwiderungen auf die Stellungnahmen berücksichtigt, die für die Bewertung der staatlichen Beihilfe unmittelbar relevant sind.

(353) Auf die Kritik einiger Dritter, dass andere Finanzierungsmechanismen oder andere Produktionstechnologien hätten in Betracht gezogen werden müssen (z. B. ein Ausschreibungsverfahren für die Stromerzeugung, das anderen Energieerzeugern offensteht, die Nutzung des belgischen Kapazitätsmechanismus (KM), Investitionen in groß angelegte erneuerbare Energien und Batteriespeicher), erwiderte Belgien wie folgt:

a) Belgien verwies auf die hohen Investitionskosten für Projekte im Bereich der Kernenergie und das Vorliegen eines zusätzlichen Marktversagens im Vergleich zu anderen Technologien (siehe Erwägungsgrund 39), wodurch eine Finanzierung des LTO-Projekts durch den belgischen Kapazitätsmechanismus unmöglich sei. Darüber hinaus führte Belgien an, dass ein Auktionsmechanismus wie die Auktionen im Rahmen des belgischen KM kein geeignetes Instrument zur Finanzierung der Kernenergieerzeugung sei, sodass die LTO-Anlagen ein spezifisches Unterstützungspaket erforderlich machen.

b) Belgien wies darauf hin, dass die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 194 Absatz 2 AEUV bei der Gestaltung ihrer Energiepolitik autonom seien und die Möglichkeit haben, Kernenergie in ihren Energiemix einzubeziehen, und dass eine vielfältige Kombination von Energieerzeugungsmethoden für die Aufrechterhaltung eines zuverlässigen und ausgewogenen Stromnetzes unerlässlich sei. Belgien beschloss im Jahr 2022, dass die betreffenden Kernenergiekapazitäten für weitere zehn Jahre Teil des belgischen Energiemixes sein sollten, und diese Entscheidung über den Energiemix könne nicht vom Ergebnis einer Auktion abhängen.

c) Darüber hinaus betonte Belgien, dass nur Electrabel als derzeitiger (Mehrheits-)Eigentümer der LTO-Anlagen und einziger Betreiber von Kernkraftwerken in Belgien in der Lage sei, die LTO-Anlagen zu betreiben. Belgien wies darauf hin, dass für den Zugang zu Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kernenergie spezielles, auch länderspezifisches Know-how erforderlich sei, über das nicht alle Marktteilnehmer verfügen, und dass eine Ausschreibung im vorliegenden Fall zu keinem aussagekräftigen Ergebnis geführt hätte, da außer Electrabel kein anderer Betreiber hätte ausgewählt werden können.

(354) Zu den Stellungnahmen Dritter, wonach das Maßnahmenpaket (finanzielle Unterstützung, Abfallabkommen) zur Förderung des LTO-Projekts übermäßig, nicht mit den Marktanreizen im Einklang und nicht angemessen sei, entgegnet Belgien, dass die Vereinbarungen verschiedene Mechanismen vorsehen, die BE-NUC dazu anhalten werden, innerhalb der technischen Grenzen der Anlagen so weit wie möglich auf Marktsignale zu reagieren. Belgien trug hierzu insbesondere Folgendes vor:

a) In Bezug auf den CfD wiederholte Belgien seine Ausführungen, dass dessen Modell durch die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Zwänge der LTO-Anlagen bedingt sei. Der CfD enthalte einen Mechanismus für die Gewinn- und Verlustverteilung mit einem IRR zwischen 6 % und 8 %, der für BE-NUC folgende Anreize schaffe: i) Optimierung der Kostenstruktur vor Festsetzung und Anpassung des Ausübungspreises, ii) Maximierung der Anlagenleistung bei erwarteten hohen Preisen und drohender Knappheit im Stromnetz (z. B. im Winter), iii) Minderung potenzieller unerwarteter Gewinne, iv) Einleitung von Modulationen bei längeren Zeiträumen mit negativen Preisen und v) Sicherstellung, dass geplante Ausfälle des Langzeitbetriebs, Instandhaltung und Brennelementwechsel in den Sommermonaten, in denen die Preise in der Regel am niedrigsten sind, geplant werden.

b) Hinsichtlich der Kombination mehrerer finanzieller Teilmaßnahmen über den CfD hinaus führte Belgien an, dass diese Maßnahmen auf das erforderliche Minimum beschränkt seien und jeweils spezifische Risiken im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt abdecken (und somit ergänzend seien). Belgien wies darauf hin, dass i) die MOCP und die SDC-Darlehen unerlässlich seien, um sicherzustellen, dass BE-NUC ausreichende Cashflows zur Zahlung des Betreibers und zur Aufrechterhaltung der langfristigen operativen Rentabilität erwirtschafte, und ii) die Struktur des Gemeinschaftsunternehmens, die Gesellschafterdarlehen und die Betriebskapitalfazilität so gestaltet seien, dass sie für den belgischen Staat und Electrabel in ihrer Eigenschaft als Gesellschafter identische Voraussetzungen aufweisen und zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen werden.

c) Belgien brachte vor, dass das LTO-Projekt nicht gegen das Verursacherprinzip und das Vorsorgeprinzip verstoße, und wies darauf hin, dass ähnliche Projekte im Bereich der Kernenergie in Deutschland und im Vereinigten Königreich sowohl in Bezug auf die Finanzierungsmechanismen als auch in Bezug auf das System der Abfallbegrenzung bereits als mit dem Verursacherprinzip und dem Vorsorgeprinzip vereinbar befunden und dementsprechend von der Kommission genehmigt worden seien.

d) Hinsichtlich des Abfallabkommens führte Belgien aus, dass die betreffenden Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen durch eine einmalige Pauschalzahlung in Höhe von 15 Mrd. EUR auf den belgischen Staat übertragen werden, wobei dieser Betrag auf der Grundlage einer soliden Methode und unter Hinzuziehung von Sachverständigen ermittelt worden sei. Belgien wies ferner darauf hin, dass die abschließende Verantwortung für die sichere Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle bei den Mitgliedstaaten liege und dass dies ein in Artikel 4 Absatz 1 der Richtlinie 2011/70/Euratom des Rates ([125]) verankertes Grundprinzip sei.

(355) In Bezug auf die Stellungnahmen Dritter zur Behinderung der Entwicklung erneuerbarer Energien argumentierte Belgien, dass die Nachfrage nach Strom weiter steigen werde, wodurch sich Möglichkeiten für alle Arten der Stromerzeugung ergeben. Belgien bekräftigte außerdem seine Absicht, den Sektor der erneuerbaren Energien auszubauen und dessen weitere Entwicklung zu unterstützen.

(356) Hinsichtlich der Stellungnahme eines Dritten zur Umweltverträglichkeitsprüfung argumentierte Belgien, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung des LTO-Projekts auf Initiative des FÖD Wirtschaft durchgeführt worden und diese in voller Übereinstimmung mit den belgischen Rechtsvorschriften und dem Übereinkommen von Aarhus ([126]) erfolgt sei. Darüber hinaus betonte Belgien, dass alle Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge von den belgischen Behörden und Engie eingehalten worden seien.

(357) Hinsichtlich der Bedenken Dritter bezüglich des Verkaufs von aus Kernenergie erzeugtem Strom betonte Belgien, dass besondere Schutzmaßnahmen getroffen worden seien, um zusätzliche Schutzvorkehrungen im Hinblick auf den EMSA-Partner sicherzustellen. Belgien betonte, dass Engie vom Verfahren für die Auswahl und Entscheidungsfindung ausgeschlossen werde und dass ausreichende Maßnahmen getroffen werden, um Interessenkonflikte zu vermeiden, falls GEMS an der EMSA-Ausschreibung teilnehmen werde.

(358) Zu der Stellungnahme bezüglich der weiterhin bestehenden Abhängigkeit von Russland entgegnete Belgien, dass die unter Aufsicht der Euratom-Versorgungsagentur ausgehandelten oder in Verhandlung befindlichen Lieferverträge von Synatom die Lieferanten von Natururan und Umwandlungsdienstleistungen aus Russland ausdrücklich ausschließen.

8. **WÜRDIGUNG DER MAßNAHME**

8.1. **Vorliegen einer staatlichen Beihilfe**

(359) Gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

(360) Eine Maßnahme stellt dann eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV dar, wenn sie vier kumulative Voraussetzungen erfüllt. Erstens muss die Beihilfemaßnahme vom Staat oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Zweitens muss einem Begünstigen durch die Maßnahme ein Vorteil gewährt werden. Drittens muss die Maßnahme bestimmte Unternehmen oder Wirtschaftszweige begünstigen (d. h., die Maßnahme muss in gewissem Umfang selektiv sein). Viertens muss die Maßnahme geeignet sein, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen und den Wettbewerb im Binnenmarkt zu verfälschen.

([125]) Richtlinie 2011/70/Euratom des Rates vom 19. Juli 2011 über einen Gemeinschaftsrahmen für die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle (ABl. L 199 vom 2.8.2011, S. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Das UNECE-Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten, das allgemein unter der Bezeichnung Übereinkommen von Aarhus bekannt ist. Das Übereinkommen von Aarhus ist ein multilaterales Umweltschutzübereinkommen, durch das die Möglichkeiten der Bürgerinnen und Bürger auf Zugang zu Umweltinformationen verbessert und transparenter gestaltet werden und ein zuverlässiges Regulierungsverfahren sichergestellt wird.

(361) In Abschnitt 4.1.1. des Einleitungsbeschlusses erläuterte die Kommission, dass die drei Komponenten der angemeldeten Maßnahme zusammen geplant wurden und sich nicht voneinander trennen lassen. Nach Randnummer 81 der Bekanntmachung der Kommission zum Begriff der Beihilfe können verschiedene Maßnahmen als „eine Maßnahme" angesehen werden. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn aufeinanderfolgende Maßnahmen insbesondere in Anbetracht ihrer zeitlichen Abfolge, ihres Zwecks und der Lage des Unternehmens zum Zeitpunkt dieser Maßnahmen derart eng miteinander verknüpft sind, dass sie sich unmöglich voneinander trennen lassen ([127]). Zum Beispiel kann eine Abfolge staatlicher Maßnahmen, die in einem relativ kurzen Zeitraum in Bezug auf dasselbe Unternehmen durchgeführt werden, die miteinander verbunden sind oder die alle zum Zeitpunkt der ersten Maßnahme geplant oder vorhersehbar waren, als eine Maßnahme geprüft werden ([128]).

(362) Die Kommission erläuterte in den Erwägungsgründen 204 und 208 des Einleitungsbeschlusses, dass die drei Komponenten der Maßnahme, einschließlich aller ihrer Teilkomponenten, zusammen auf die Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen abzielen, da sie zusammen geplant wurden, dasselbe Ziel verfolgen und durch dieselbe Vereinbarung, die Durchführungsvereinbarung vom 13. Dezember 2023 (siehe Erwägungsgrund 24), sowie denselben Gesetzgebungsakt, das Phoenix-Gesetz über die Energieversorgungssicherheit und die Reform des Kernenergiesektors (siehe Abschnitt 3.5.2.), festgelegt sind und alle von derselben Bewilligungsbehörde, dem belgischen Staat, gewährt werden. Darüber hinaus wurde die Laufzeitverlängerung der beiden Kernreaktoren und damit das LTO-Projekt von der belgischen Regierung ins Leben gerufen, und die Beteiligung von Engie und Electrabel an der Vereinbarung war an die Voraussetzung geknüpft, eine angemessene Vergütung, eine Garantie zum Schutz gegen Gesetzesänderungen in Bezug auf die Stromerzeugung aus Kernenergie und eine zusätzliche Risikominderung in Bezug auf die Kosten für radioaktive Abfälle zu erhalten (siehe Erwägungsgrund 23). Die drei Komponenten der angemeldeten Maßnahme, einschließlich ihrer Teilkomponenten, sind daher eng miteinander verknüpft, und es wäre unmöglich gewesen, sie voneinander zu trennen, da sie zusammen eine notwendige Voraussetzung für die Beteiligung von Engie und Electrabel an dem LTO-Projekt darstellen.

(363) Vor diesem Hintergrund kam die Kommission zu dem Schluss, dass die drei Komponenten zusammen als eine einzige Maßnahme geprüft werden sollten. Die drei Komponenten sind voneinander abhängig und haben sich gegenseitig verstärkende Auswirkungen auf den Erfolg des LTO-Projekts. In Bezug auf die drei Komponenten der Maßnahme zusammen gelangte die Kommission ferner zu der vorläufigen Feststellung, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe darstellt, da sie aus staatlichen Mitteln gewährt wurde, die dem belgischen Staat zuzurechnen sind, dass die Maßnahme einen selektiven wirtschaftlichen Vorteil verschafft und sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen und den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälschen könnte.

(364) Die Kommission hat während der förmlichen Prüfung keine Gründe gefunden, von dieser Bewertung der betreffenden Aspekte abzuweichen. Da die drei Komponenten der Maßnahme zusammen geplant wurden, dasselbe Ziel verfolgen, durch dieselbe Vereinbarung und dasselbe Gesetz festgelegt sind, von derselben Bewilligungsbehörde gewährt wurden und alle drei notwendig waren, um Engie und Electrabel von einer Beteiligung am LTO-Projekt zu überzeugen, ist die Kommission der Auffassung, dass sie Teil einer einzigen Maßnahme sind und zusammen als eine einzige Maßnahme geprüft werden sollten.

8.1.1. *Zurechenbarkeit und Vorliegen staatlicher Mittel*

(365) Damit Maßnahmen als Beihilfen im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV eingestuft werden können, müssen sie unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden.

(366) Wie in Erwägungsgrund 213 des Einleitungsbeschlusses erläutert, wurde die in Abschnitt 3. des vorliegenden Beschlusses beschriebene Kombination von Teilmaßnahmen des LTO-Projekts zum Zeitpunkt der Unterzeichnung der Durchführungsvereinbarung am 13. Dezember 2023 (im Einvernehmen mit Engie) vom belgischen Staat beschlossen. Darüber hinaus beinhaltet das LTO-Projekt die Gründung eines teilweise in staatlichem Eigentum stehenden Unternehmens (BE-NUC), und die Bewilligungsbehörde ist der belgische Staat.

([127]) Urteil des Gerichtshofs vom 19. März 2013, Bouygues und Bouygues Télécom/Kommission u. a., verbundene Rechtssachen C-399/10 P und C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, Rn. 104; Urteil des Gerichts vom 13. September 2010, Griechenland u. a./Kommission, verbundene Rechtssachen T-415/05, T-416/05 und T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, Rn. 177; Urteil des Gerichts vom 15. September 1998, BP Chemicals/Kommission, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, Rn. 170 und 171.

([128]) Urteil des Gerichts vom 15. Dezember 2021, Oltchim SA/Kommission,T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, Rn. 93 bis 197.

(367) Wie in Erwägungsgrund 214 des Einleitungsbeschlusses erläutert, besteht das LTO-Projekt aus einer Reihe von Teilmaßnahmen, die eine Übertragung staatlicher Mittel zugunsten von BE-NUC, dem neu gegründeten und im Eigentum von Electrabel und dem belgischen Staat stehenden Gemeinschaftsunternehmen, beinhalten. Insbesondere ein staatlich abgesicherter CfD, der dem Gemeinschaftsunternehmen eine zusätzliche Vergütung für den Fall einräumt, dass die Marktpreise zu einem Einnahmenrückgang aus dem Betrieb führen würden, setzt den Staat einer Übertragung staatlicher Mittel zugunsten des Gemeinschaftsunternehmens aus.

(368) Aus den vorstehend dargelegten Gründen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme aus staatlichen Mitteln gewährt wird und im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV dem Staat zurechenbar ist.

8.1.2. *Selektiver wirtschaftlicher Vorteil*

(369) Eine Maßnahme wird als selektiv betrachtet, wenn sie nur bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigt. Die Kommission bekräftigt ihren Standpunkt, dass die vorliegende Maßnahme, einschließlich ihrer verschiedenen Teilkomponenten, sowohl zusammen als auch getrennt betrachtet, einen selektiven Vorteil im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV verschafft.

(370) Wie in Erwägungsgrund 217 des Einleitungsbeschlusses erläutert, zielt das LTO-Projekt, einschließlich der drei Komponenten der angemeldeten Maßnahme, auf die Laufzeitverlängerung von zwei Kernreaktoren ab, um Strom auf dem Energiemarkt anzubieten und so zur Versorgungssicherheit beizutragen. Die Maßnahme wird den Hauptbegünstigten, Electrabel und Luminus sowie BE-NUC, einen besonderen Vorteil verschaffen, i) der anderen Energieversorgungsunternehmen in ähnlicher rechtlicher und tatsächlicher Lage angesichts des Ziels und der Auswirkungen der Maßnahme (Bereitstellung von Finanzmitteln und stabilen Einnahmen zur Laufzeitverlängerung von zwei Kernreaktoren sowie Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in Belgien) nicht gewährt wird, und ii) den sie unter normalen Marktbedingungen und ohne eine besondere Vereinbarung über die verschiedenen Komponenten der Maßnahme nicht erhalten hätten. Dieser Vorteil ist insofern selektiv, als er die Eigentümer und Betreiber der LTO-Anlagen begünstigt, die sich in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Lage befinden wie andere Anbieter von Stromerzeugungskapazitäten, die nicht die Möglichkeit haben, kerntechnische Anlagen in Belgien zu betreiben, die aber ebenfalls zur Versorgungssicherheit beitragen können (z. B. Gaskraftwerke, Betreiber von Laststeuerungsanlagen, Energiespeicherungsanbieter).

(371) Darüber hinaus verschaffen, wie in Erwägungsgrund 218 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, viele der einzelnen Teilmaßnahmen, die Teil des LTO-Projekts sind, Electrabel bzw. Luminus (und gegebenenfalls den beitragenden Unternehmen) einen selektiven wirtschaftlichen Vorteil. So umfasst die Vergütungsvereinbarung für Komponente 1 einen zweiseitigen CfD, der feste Einnahmen aus der Stromerzeugung aus Kernenergie zusichert und damit die Eigentümer der Anlagen vor Marktrisiken schützt. Der belgische Staat gewährt außerdem ein Gesellschafterdarlehen, SDC-Darlehen und eine OPEX- und Kapitalzahlung in einer bestimmten Mindesthöhe, um die Anlaufkosten für die LTO-Anlagen und deren mögliche Unrentabilität abzudecken. Diese Darlehen und Vereinbarungen stehen anderen Wettbewerbern nicht zur Verfügung und verschaffen Electrabel als Teil von BE-NUC und Luminus somit einen selektiven wirtschaftlichen Vorteil. Komponente 3 sieht einen Kostendeckungsschutz für Engie und Luminus für den Fall einer Änderung der Rechtsvorschriften oder sonstiger Vorgaben vor, wodurch das Investitionsrisiko verringert und auf den Staat übertragen wird und ein wirtschaftlicher Vorteil entsteht, der unter normalen Marktbedingungen nicht hätte erzielt werden können und der anderen Marktteilnehmern nicht zur Verfügung steht.

(372) Belgien trägt vor, dass das Ausschreibungsverfahren der EMSA im Einklang mit dem belgischen Gesetz über die öffentlichen Aufträge vom 17. Juni 2016 und dem Königlichen Erlass über die Vergabe öffentlicher Aufträge in den Sonderbereichen vom 18. Juni 2017 durchgeführt werde. Der EMSA-Partner werde im Rahmen einer offenen, transparenten, diskriminierungsfreien und bedingungsfreien Ausschreibung ausgewählt. Mit dem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren der EMSA, bei dem die in den Richtlinien über die Vergabe öffentlicher Aufträge vorgesehenen Verfahren angewendet und eingehalten werden, werde sichergestellt, dass das Rechtsgeschäft, in diesem Fall der Erwerb von Energiemanagementdienstleistungen, den Marktbedingungen entspreche und jegliche Vorteilsgewährung an den Energiemanager ausgeschlossen sei. Das LTO-Projekt verschaffe dem EMSA-Partner daher keinen selektiven Vorteil.

(373) Auf der Grundlage der vorstehend dargelegten Gründe kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das LTO-Projekt den Begünstigten der Maßnahme einen selektiven wirtschaftlichen Vorteil verschafft.

8.1.3. *Gefahr der unverhältnismäßigen Verfälschung des Wettbewerbs und Auswirkungen auf den Handel*

(374) Wie die Kommission in Erwägungsgrund 221 des Einleitungsbeschlusses festgestellt hat, ist der Strommarkt liberalisiert worden und die Stromerzeuger sind am Handel zwischen Mitgliedstaaten beteiligt, sodass ein Vorteil, der den Erzeugern von Strom aus Kernenergie gewährt wird, den Wettbewerb verfälschen und den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen dürfte. Strom aus Kernenergie wird in der Regel auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt verkauft, wo er mit Strom aus allen anderen Energiequellen, auch aus anderen Mitgliedstaaten, in Wettbewerb tritt. Darüber hinaus ist der belgische Strommarkt in der Core-Kapazitätsberechnungsregion stark vernetzt.

(375) Daher weist die Kommission erneut auf ihren Standpunkt hin, dass der den Begünstigten im Rahmen des LTO-Projekts gewährte Vorteil den Wettbewerb zu verfälschen und den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen droht.

8.1.4. *Schlussfolgerung zum Vorliegen einer Beihilfe*

(376) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die Komponenten 1, 2 und 3 der angemeldeten Maßnahme (zusammen das LTO-Projekt) als unterschiedliche Maßnahmen im Zusammenhang mit einer einzigen staatlichen Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellen.

8.2. **Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

(377) Wie die Kommission in Erwägungsgrund 224 des Einleitungsbeschlusses festgestellt hat, wurde die Maßnahme am 21. Juni 2024 bei der Kommission zur Genehmigung angemeldet und bislang nicht durchgeführt. Belgien hat bestätigt, dass außer den vorbereitenden Arbeiten, die Teil der Entwicklungsmaßnahmen im Rahmen der JDA++ sind, vor Abschluss des Rechtsgeschäfts keine tatsächlichen Arbeiten durchgeführt werden. Der Abschluss des Rechtsgeschäft und die Durchführung der Maßnahme werden von der Genehmigung der Maßnahme durch die Kommission abhängig gemacht, da die Genehmigung der staatlichen Beihilfe eine Voraussetzung für die Anwendung der Durchführungsvereinbarung ist.

(378) Daher sind die belgischen Behörden der Anmeldepflicht und dem Durchführungsverbot nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV nachgekommen.

8.3. **Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt**

(379) Da festgestellt wurde, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe beinhaltet, hat die Kommission weiter geprüft, ob sie als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachtet werden kann.

8.3.1. *Rechtsgrundlage der Prüfung*

(380) Die Kommission hat die angemeldete Maßnahme nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV geprüft, wonach die Kommission „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“ für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären kann.

8.3.2. *Positive Voraussetzung: Entwicklung eines Wirtschaftszweigs*

8.3.2.1. *Beitrag zur Entwicklung eines Wirtschaftszweigs*

(381) Nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV kann die Kommission „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“, für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären. Daher muss eine Beihilfe, um nach dieser Bestimmung des AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen zu werden, zur Entwicklung eines gewissen Wirtschaftszweigs beitragen ([129]).

(382) Staatliche Maßnahmen können erforderlich sein, um die Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige zu erleichtern oder zu fördern, die sich ohne die Beihilfe nicht oder nicht im gleichen Tempo oder unter den gleichen Bedingungen entwickeln würden.

([129]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2022, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 20 und 24.

(383) Belgien trägt vor, dass alle drei Komponenten der Maßnahme die wichtigsten Risikofaktoren verringern, die sich bei Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Kernkraft ergeben. Wie in Abschnitt 3.1. dieses Beschlusses und in Abschnitt 2.3. des Einleitungsbeschlusses erläutert, ziele die zur Genehmigung angemeldete Maßnahme darauf ab, Investitionen in zwei bestehende Kernreaktoren zu ermöglichen, um deren Betrieb für einen verlängerten Zeitraum von zehn Jahren sicherzustellen (insbesondere durch die Komponente 1 der Maßnahme, siehe Abschnitt 3.3.1.), wodurch ein Beitrag zur Versorgungssicherheit in Belgien geleistet und die Finanzierung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente langfristig gesichert werden soll (insbesondere durch die Komponente 2 der Maßnahme, siehe Abschnitt 3.3.2.). Ferner bringt Belgien vor, dass die rechtlichen Absicherungen (durch die Komponente 3 der Maßnahme, siehe Abschnitt 3.3.3.) erforderlich seien, um das LTO-Projekt voranzubringen, indem bestimmte Risiken reduziert werden, die als außerhalb der Kontrolle des Investors liegend gelten.

(384) Die Kommission weist darauf hin, dass der Gerichtshof die Entwicklung neuer Kernkraftkapazitäten als Entwicklung eines Wirtschaftszweigs im Sinne von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV ([130]) anerkannt und festgestellt hat, dass Artikel 107 AEUV auf Investitionen in die Stromerzeugung aus Kernenergie angewendet werden kann ([131]). Da das LTO-Projekt zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Belgien beiträgt, trägt es zur Entwicklung eines Wirtschaftszweigs in Belgien bei.

(385) Daher ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahme die Entwicklung eines gewissen Wirtschaftszweigs gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV fördert.

8.3.2.2. Anreizeffekt

(386) Bei staatlichen Beihilfen kann nur dann davon ausgegangen werden, dass sie einen Wirtschaftszweig fördern, wenn sie einen Anreizeffekt haben. Ein Anreizeffekt ist gegeben, wenn die Beihilfe den Empfänger veranlasst, sein Verhalten zugunsten der Entwicklung eines Wirtschaftszweigs, der mit der Beihilfe gefördert wird, zu verändern und wenn diese Verhaltensänderung ohne die Beihilfe nicht eintreten würde.

(387) Wie in den Erwägungsgründen 5 und 6 des Einleitungsbeschlusses und in den Erwägungsgründen 19 und 23 des vorliegenden Beschlusses erläutert, hat Belgien klargestellt, dass Engie ohne die Beihilfe nicht die erforderlichen Anreize hätte, weiterhin in die Entwicklung von Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kernenergie zu investieren, zumal Belgien vor der Entscheidung der belgischen Regierung über das LTO-Projekt im März 2022 einen vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie geplant hatte (siehe Abschnitt 2.2.). Darüber hinaus erklärte Belgien, dass bei Investitionen in Ressourcen zur Energieerzeugung im Allgemeinen und in die Stromerzeugung aus Kernenergie im Besonderen schwerwiegende Fälle von Marktversagen vorliegen (siehe Abschnitt 3.1.). Investitionen in die Kernenergie ohne staatliche Unterstützung dürften aufgrund der unsicheren Entwicklungen auf dem Strommarkt kaum rentabel sein, insbesondere im Falle einer auf zehn Jahre beschränkten Laufzeitverlängerung.

(388) Wie in Erwägungsgrund 19 dieses Beschlusses und in Erwägungsgrund 5 des Einleitungsbeschlusses erläutert, hatte Engie bereits seine Pläne zum Ausstieg aus dem Kernenergiesektor in Belgien bekannt gegeben und seine Kommunikation und Strategie entsprechend angepasst. In seiner Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Konsultation im Zusammenhang mit dem Einleitungsbeschluss bestätigte Engie, dass es keinen Zweifel daran gebe, dass Electrabel den Betrieb der LTO-Anlagen ohne das LTO-Projekt, einschließlich der drei Komponenten, nicht fortgesetzt hätte (siehe Abschnitt 5.1.2.).

(389) Belgien führt ferner aus, dass es sich bei den Entwicklungsmaßnahmen, die infolge des Abschlusses der JDA++ vor dem Abschluss des Rechtsgeschäfts durchgeführt werden, lediglich um vorbereitende Arbeiten und Durchführbarkeitsstudien handele und dass vor dem förmlichen Abschluss des Rechtsgeschäfts keine tatsächlichen Arbeiten durchgeführt werden (siehe Abschnitt 3.3.1.1.).

(390) Die Kommission ist der Auffassung, dass alle Komponenten der Maßnahme das gleiche spezifische Ziel haben und alle erforderlich sind, um das LTO-Projekt voranzubringen.

a) Die finanziellen Unterstützungsmechanismen im Rahmen der Komponente 1 der angemeldeten Maßnahme sind erforderlich, um das Risiko des LTO-Projekts zu verringern und seine Investitionskosten einschließlich eines angemessenen Gewinns zu decken, insbesondere da der Betreiber der kerntechnischen Anlagen nach der derzeitigen Rechtsgrundlage seine Tätigkeiten im kerntechnischen Bereich nach der zehnjährigen Laufzeitverlängerung wieder einstellen muss, was zu einer noch größeren Unsicherheit in Bezug auf die Einnahmen aus der Kernenergie führt.

([130]) Ebenda, Rn. 63.
([131]) Ebenda, Rn. 32.

b) Das Abfallabkommen im Rahmen der Komponente 2 der Maßnahme und die Vereinbarung über die rechtlichen Absicherungen im Falle einer Änderung der Rechtsvorschriften für die Stromerzeugung aus Kernenergie (Komponente 3) wurden von Engie und Electrabel ebenfalls eingefordert, bevor sie ihre Beteiligung am LTO-Projekt und den Wiedereinstieg in die Kernenergie in Belgien in Betracht zogen.

(391) Vor diesem Hintergrund ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahme einen Anreizeffekt hat, da sie die Begünstigten dazu veranlasst, eine wirtschaftliche Tätigkeit auszuüben, die sie ohne die Beihilfe nicht ausüben würden.

8.3.2.3. Einhaltung der einschlägigen Bestimmungen des EU-Rechts

(392) Wie im Einleitungsbeschluss erläutert, hat der Gerichtshof in der Rechtssache Hinkley Point C ([132]) entschieden, dass „eine staatliche Beihilfe, die gegen Bestimmungen oder die allgemeinen Grundsätze des Unionsrechts verstößt, nicht für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden kann". Speziell für die Kernenergie hat der Gerichtshof klargestellt, „dass eine staatliche Beihilfe für eine wirtschaftliche Tätigkeit im Kernenergiesektor, deren Prüfung ergibt, dass sie gegen Unionsvorschriften im Bereich der Umwelt verstößt, nicht … für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden kann, da diese Bestimmung auf staatliche Beihilfen im Kernenergiesektor, für den der Euratom-Vertrag gilt, anwendbar ist".

(393) Ferner betonte der Gerichtshof, dass Sekundärrecht wie die Richtlinie 2011/92/EU, nach der bestimmte Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden müssen, auf Kernkraftwerke und andere Kernreaktoren anwendbar ist.

(394) Der Gerichtshof stellte ferner klar, dass Investitionen in die Kernenergie nicht durch Artikel 194 AEUV über die Energiepolitik der Union ausgeschlossen sind ([133]). Nach der Rechtsprechung ([134]) zeigt sich, dass die Ziele und Grundsätze des Umweltrechts der Union und die Ziele des Euratom-Vertrags nicht im Widerspruch zueinander stehen, da die Entscheidung, die Kernenergie in ihren Energiemix einzubeziehen, nach AEUV Sache der Mitgliedstaaten ist. Folglich stehen der Grundsatz des Umweltschutzes, das Vorsorgeprinzip, das Verursacherprinzip und der Grundsatz der Nachhaltigkeit nicht unter allen Umständen dem entgegen, dass staatliche Beihilfen für den Bau oder den Betrieb eines Kernkraftwerks gewährt werden.

(395) Daher führt der Umstand, dass die Maßnahme die Kernenergie betrifft, nicht dazu, dass sie mit dem Binnenmarkt unvereinbar ist. Belgien hat sich für die Kernenergie entschieden, um den Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen und einen Beitrag zur Dekarbonisierung seines Energiemixes zu leisten (siehe Abschnitte 2.3. und 2.4.).

(396) Wie in Erwägungsgrund 240 des Einleitungsbeschlusses und in Erwägungsgrund 222 dieses Beschlusses dargelegt, gab Belgien an, dass der Entwicklung des LTO-Projekts eine umfassende und offene Umweltverträglichkeitsprüfung vorausgegangen sei, die im Einklang mit den Anforderungen des Sekundärrechts der EU durchgeführt worden sei ([135]). In einer Erwiderung auf eine diesbezügliche Stellungnahme eines Dritten (siehe Erwägungsgrund 348) wiederholte Belgien, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung des LTO-Projekts auf Initiative des belgischen FÖD Wirtschaft durchgeführt worden und diese in voller Übereinstimmung mit den belgischen Rechtsvorschriften und dem Übereinkommen von Aarhus erfolgt sei (siehe Erwägungsgrund 356). Der Kommission liegen daher keine Anhaltspunkte dafür vor, dass das LTO-Projekt gegen Bestimmungen des EU-Umweltrechts verstößt.

(397) Das LTO-Projekt wurde der Kommission mitgeteilt, und die belgischen Behörden meldeten es gemäß Artikel 41 des Euratom-Vertrags an.

(398) Es ist nicht ausgeschlossen, dass Electrabel Bauarbeiten durchführen muss, um die LTO-Anlagen mit den von der Sicherheitsbehörde auferlegten Anforderungen in Einklang zu bringen. Nach der Rechtsprechung ist die Kommission „bei der Anwendung des Verfahrens auf dem Gebiet der staatlichen Beihilfen entsprechend dem Sinn

([132]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2022, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 44 und 45.
([133]) Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2022, Österreich/Kommission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, Rn. 48 und 49.
([134]) Ebenda, Rn. 49.
([135]) Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. L 26 vom 28.1.2012, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

und Zweck des Vertrags [verpflichtet,] den Zusammenhang zwischen den Regelungen über die staatlichen Beihilfen und besonderen anderen als die staatlichen Beihilfen betreffenden Vorschriften zu beachten, und somit die Vereinbarkeit der fraglichen Beihilfe mit den besonderen Vorschriften zu beurteilen … Eine solche Pflicht trifft die Kommission jedoch ausschließlich dann, wenn es sich um Modalitäten einer Beihilfe handelt, die derart untrennbar mit dem Zweck der Beihilfe verknüpft sind, dass sie nicht für sich allein beurteilt werden können … Kann hingegen die fragliche Modalität vom Gegenstand der Beihilfe losgelöst werden, ist die Kommission nicht verpflichtet, diese im Rahmen des nach Art. 108 AEUV vorgesehenen Verfahrens auf ihre Vereinbarkeit mit anderen als die staatliche Beihilfen betreffenden Vorschriften zu prüfen“ ([136]). Das Gericht hat in seinem Urteil über staatliche Beihilfen für das Kernkraftwerk Paks II bestätigt, dass die Kommission nicht verpflichtet ist, alle Modalitäten der Beihilfe oder alle mit der Beihilfe zusammenhängenden Umstände, auch wenn sie keine untrennbare Verbindung mit der Beihilfe aufweisen, dahin zu prüfen, ob sie im Einklang mit dem Unionsrecht stehen ([137]). In der entsprechenden Rechtssache stellte das Gericht ferner fest, dass „[d]ie Durchführung eines Vergabeverfahrens und die eventuelle Beauftragung eines anderen Unternehmens mit dem Bau der Reaktoren … weder am Zweck der Beihilfe, … noch am Empfänger der Beihilfe … etwas ändern [würden]“ ([138]).

(399) Wie in Erwägungsgrund 243 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, ist die Kommission der Auffassung, dass eine mögliche Nichteinhaltung der Richtlinie 2014/25/EU Auswirkungen auf die Vereinbarkeitsprüfung der angemeldeten Maßnahme haben könnte, wenn die Maßnahme zu zusätzlichen unverhältnismäßigen Verfälschungen des Wettbewerbs und Beeinträchtigungen des Handels auf dem Strommarkt (Markt, auf dem die Begünstigten tätig sind) führen würde. Die Kommission stellt fest, dass die Richtlinie 2014/25/EU hinsichtlich der Direktvergabe von Aufträgen für (potenzielle) Bauarbeiten für die LTO-Anlagen an bestimmte Unternehmen von Bedeutung ist.

(400) Im vorliegenden Fall ist die Kommission der Auffassung, dass, selbst wenn Electrabel alle oder einen Teil der (potenziellen) Bauarbeiten im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt, die den Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge unterliegen könnten, als Unterauftrag vergeben hätte, zwischen den Aspekten der Beihilfe und der Vergabe öffentlicher Aufträge keine „untrennbare Verbindung“ besteht, da sie getrennt bewertet werden können. Die angemeldete Maßnahme unterstützt die Laufzeitverlängerung der beiden Kernreaktoren, unabhängig davon, wie die künftigen Auftragnehmer ausgewählt werden. Die Durchführung der angemeldeten Beihilfe hängt auch nicht von der genauen Anwendung der Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge ab. Der Betrieb der LTO-Anlagen und die Bedingungen für die Vermarktung des Stroms sind daher von den Aspekten der Vergabe öffentlicher Aufträge für die Instandsetzungsarbeiten an den Kernreaktoren zu trennen. Die Kommission kann die Maßnahme daher prüfen, ohne die Aspekte der Vergabe öffentlicher Aufträge für die Instandsetzungsarbeiten zu bewerten, da diese Aspekte weder mit den durch die Beihilfe geförderten Wirtschaftszweigen noch mit ihren Modalitäten untrennbar verbunden sind.

(401) Hinsichtlich der EMSA bringt Belgien vor, dass eine öffentliche Ausschreibung für die Auswahl des EMSA-Partners im Gange sei und das Ausschreibungsverfahren mit den Vorschriften des belgischen Rechts über die Vergabe öffentlicher Aufträge im Einklang stehe (siehe Abschnitt 3.3.1.5.1.). Die belgische Regierung handele als Auftraggeber im Namen und im Auftrag von BE-NUC (da BE-NUC bislang nicht voll betriebsbereit sei), aber BE-NUC werde den EMSA-Vertrag selbst abschließen. Angesichts der Tätigkeit von BE-NUC sei beschlossen worden, die Vorschriften für die Versorgungssektoren anzuwenden. Der Auftraggeber werde geeignete Parteien auswählen und sie auffordern, ein Angebot auf der Grundlage des vom Auftraggeber vorgeschlagenen Entwurfs der EMSA abzugeben; anschließend könnten Verhandlungen und Angebote folgen. Die Kommission kann daher zu dem Schluss gelangen, dass die einschlägigen belgischen und EU-Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge bei der Ausschreibung der EMSA eingehalten werden.

(402) Belgien bestätigte, dass die belgischen Behörden und Engie die Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge im Rahmen des Ausschreibungsverfahren der EMSA (siehe Erwägungsgrund 143) und die Vorschriften für die Vergabe öffentlicher Aufträge im Allgemeinen (siehe Erwägungsgrund 356) eingehalten haben. Aus den in den Erwägungsgründen 398 bis 401 genannten Gründen hat die Kommission keine Anhaltspunkte dafür, dass das LTO-Projekt gegen Bestimmungen des Rechts über die Vergabe öffentlicher Aufträge verstößt.

([136]) Vgl. Urteil des Gerichts vom 3. Dezember 2014, Castelnou Energía/Kommission, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, Rn. 181 bis 184; Urteil des Gerichts vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 30.

([137]) Urteil des Gerichtshofs vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 32.

([138]) Urteil des Gerichtshofs vom 30. November 2022, Österreich/Kommission, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, Rn. 37. Die Argumentation bezüglich der Notwendigkeit einer untrennbaren Verbindung, damit die Kommission die Vereinbarkeit bestimmter Beihilfemodalitäten mit dem EU-Recht beurteilen kann, wurde vom Gerichtshof in der Rechtssache Braesch bestätigt. Vgl. Urteil des Gerichtshofs vom 31. Januar 2023, Kommission/Braesch u. a. C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, Rn. 96 und 99.

(403) Wie in Erwägungsgrund 245 des Einleitungsbeschlusses und in Abschnitt 3.3.2.1. dieses Beschlusses in Bezug auf die Übertragung der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen dargelegt, steht die Vereinbarung im Einklang mit den Bestimmungen der Richtlinie 2011/70/Euratom. Nach dem Euratom-Vertrag und dem einschlägigen Sekundärrecht sind gemäß dem in Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie 2011/70/Euratom festgelegten Grundsatz in erster Linie die Betreiber kerntechnischer Anlagen für die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle sowie für deren Finanzierung verantwortlich. Letztlich liegt die Verantwortung für die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente sowie für die Sicherstellung angemessener finanzieller Mittel für diese Entsorgung jedoch beim Staat. Die belgischen Behörden haben nachgewiesen, dass die Maßnahme darauf abzielt, die Finanzierung der Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle als Voraussetzung für eine verantwortungsvolle und sichere Entsorgung dieser Materialien sicherzustellen. Daher liegen der Kommission keine Anhaltspunkte dafür vor, dass das Abfallabkommen im Rahmen des LTO-Projekts gegen die Bestimmungen der Richtlinie 2011/70/Euratom verstößt.

(404) Da das LTO-Projekt in Form eines zweiseitigen CfD gefördert wird, ist die Kommission der Auffassung, dass die in Artikel 19d Absatz 2 der Verordnung (EU) 2019/943 ([139]) in der durch die Verordnung (EU) 2024/1747 geänderten Fassung (im Folgenden „Elektrizitätsverordnung“) festgelegten Grundsätze ab dem Inkrafttreten dieser Verordnung am 16. Juli 2024 für alle zweiseitigen CfD gelten. Dies gilt auch für Fälle, in denen ein Mitgliedstaat, ohne nach der Elektrizitätsverordnung dazu verpflichtet zu sein, beschließt, einen zweiseitigen CfD für Investitionen einzuführen, um die Laufzeit bestehender Anlagen zu verlängern, wie im Falle des LTO-Projekts. In diesem Zusammenhang haben die belgischen Behörden einige Änderungen an der Gestaltung des CfD vorgenommen, um die Entscheidungen über Modulationen zu verbessern, indem sie die Entscheidungsbefugnis in Bezug auf die wirtschaftsbedingten Modulationen dem EMSA-Partner übertragen haben, wie in Abschnitt 3.3.1.5.2. dargelegt. Darüber hinaus intensivierte Belgien den Mechanismus für die Gewinn- und Verlustverteilung (aktualisierte MPRA), um die finanzielle Unterstützung stärker an Änderungen der Marktpreise auszurichten (siehe Erwägungsgrund 107). Die Kommission stellt fest, dass die Kraftwerke im Vergleich zur Liquidität des Intraday-Markts und des Regelenergiemarkts in Belgien relativ groß sind, dass die betreffenden Kraftwerke auf alte Nukleartechnologie mit begrenzter Flexibilität angewiesen sind, dass die Kraftwerke besonders hohen Sicherheitsanforderungen unterliegen und dass die Verlängerung und Einführung wirtschaftsbedingter Modulationen das Risiko von Abschaltungen erhöhen (siehe Abschnitt 2.1.). Zugleich stellt die Kommission fest, dass die belgischen Intraday-Märkte und Regelenergiemärkte zwar zunehmend in die benachbarten Märkte integriert sind, aber im Vergleich zur Größe der beiden Kraftwerke nach wie vor relativ klein sind. Vor diesem Hintergrund nimmt die Kommission zur Kenntnis, dass die belgischen Behörden einige Änderungen am CfD-Modell vorgenommen haben, um ihn besser an die Ziele von Artikel 19d Absatz 2 der Elektrizitätsverordnung anzupassen, indem sichergestellt wird, dass die LTO-Anlagen unter Berücksichtigung von Marktsignalen moduliert werden, insbesondere auch durch die Sicherstellung eines effizienten Produktions- und Instandhaltungsplans, soweit dies technisch möglich ist.

(405) Wie in Erwägungsgrund 247 des Einleitungsbeschlusses und in Erwägungsgrund 110 des vorliegenden Beschlusses dargelegt, trägt Belgien vor, dass alle Erlöse aus dem zweiseitigen CfD in den allgemeinen Staatshaushalt fließen (vorbehaltlich einer getrennten Buchführung) und in erster Linie zur Finanzierung der Zahlungen des Vertragspartners der Vergütungsvereinbarung für die LTO-Anlagen verwendet werden. Wenn die Erlöse aus dem CfD die Beträge übersteigen, die zur Finanzierung der Kosten des CfD für die LTO-Anlagen erforderlich sind, könnten sie zur Finanzierung der Kosten eines anderen CfD verwendet werden. Belgien sichert zu, dass die Verteilung der verbleibenden Erlöse aus dem CfD, sofern sie für die Verteilung an Unternehmen verwendet werden, gemäß Artikel 19d Absatz 2 Buchstaben d und e der Elektrizitätsverordnung erfolgen werde. Belgien wird die Kommission im Voraus unterrichten, falls Erlöse aus dem CfD an Unternehmen verteilt werden, und gegebenenfalls eine solche Maßnahme anmelden (siehe Erwägungsgrund 110). Die Kommission ist der Auffassung, dass Belgien mit dieser Verpflichtung ausreichende Gewähr für die Einhaltung der in Artikel 19d Absatz 2 Buchstaben d und e der Elektrizitätsverordnung niedergelegten Grundsätze gegeben hat. Belgien bestätigte ferner, dass das CfD-Modell im Einklang mit Artikel 19d Absatz 2 Buchstabe f der Elektrizitätsverordnung Klauseln über Vertragsstrafen für den Fall einer unzulässigen einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags vorsehe (siehe Erwägungsgrund 110).

([139]) Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), in der durch die Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj) geänderten Fassung.

(406) Wie auch in Erwägungsgrund 248 des Einleitungsbeschlusses in Bezug auf die Vereinbarkeit des Gemeinschaftsunternehmens mit der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates ([140]) dargelegt, geht aus den Stellungnahmen des belgischen Staates und von Engie hervor, dass das geplante Gemeinschaftsunternehmen nicht als ein alle Funktionen einer selbstständigen wirtschaftlichen Einheit erfüllendes Unternehmen im Sinne von Artikel 3 dieser Verordnung angesehen werden kann. Daraus folgt, dass die Maßnahme nicht bei der Europäischen Kommission zur Prüfung der Einhaltung der genannten Verordnung angemeldet werden muss.

(407) Wie in Erwägungsgrund 249 des Einleitungsbeschlusses und Abschnitt 3.6. des vorliegenden Beschlusses dargelegt, erläuterten die belgischen Behörden in Bezug auf die Finanzierung der Maßnahme, dass die Kosten im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt soweit erforderlich aus dem Staatshaushalt gedeckt werden. Gewinne aus dem Projekt würden auch in den Staatshaushalt fließen. Da keine Mittel an den Zweck der Maßnahme gebunden werden, stellt sie keinen Verstoß gegen Artikel 30 bzw. Artikel 110 AEUV dar.

(408) Aus den dargelegten Gründen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die vorgeschlagene Maßnahme als solche nicht gegen einschlägige Bestimmungen des EU-Rechts verstößt.

8.3.2.4. Schlussfolgerung

(409) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das Projekt die erste (positive) Voraussetzung der Vereinbarkeitsprüfung erfüllt (d. h., dass die Beihilfe die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs fördert).

8.3.3. *Negative Voraussetzung: Die Beihilfe darf die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft*

8.3.3.1. Ermittlung des von der Beihilfe betroffenen Marktes

(410) Wie im Einleitungsbeschluss dargelegt, wurde das LTO-Projekt eingerichtet, um zur Stromversorgungssicherheit auf dem belgischen Markt beizutragen und gleichzeitig die Abhängigkeit Belgiens von fossilen Brennstoffen zu verringern (und damit auch zur Dekarbonisierung des belgischen Energiesystems beizutragen). Gleichzeitig wurde festgestellt, dass der belgische Markt in der Core-Kapazitätsberechnungsregion gut angebunden ist (siehe Erwägungsgrund 374).

(411) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen sind die relevanten Märkte für die Bewertung der in Rede stehenden Maßnahmen die Strommärkte in Belgien und der Strommarkt in der Core-Kapazitätsberechnungsregion.

8.3.3.2. Ermittlung der positiven Auswirkungen der Beihilfemaßnahme

(412) Wie in Erwägungsgrund 254 des Einleitungsbeschlusses und in Tabelle 2 des vorliegenden Beschlusses ausgeführt, dürften durch die Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren 12 % bis 16 % der Stromerzeugung in Belgien abgedeckt werden. Die Laufzeitverlängerung ermöglicht es, die Stromerzeugung aus Kernenergie fortzusetzen und somit die erforderliche Erzeugung auf der Angebotsseite entsprechend dem von Belgien gewählten spezifischen Energiemix aufrechtzuerhalten. Über die im Rahmen des Kapazitätsmechanismus beschaffte Kapazität hinaus müssen die beiden jüngsten Kernreaktoren für weitere zehn Jahre auf dem Markt bleiben, um der kontinuierlich steigenden Stromnachfrage in Belgien gerecht zu werden; dies geht aus der jüngsten vom belgischen ÜNB vorgelegten Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen hervor (siehe Abschnitt 2.4.). Das LTO-Projekt hat daher positive Auswirkungen auf den Markt, da es dazu beitragen wird, die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen auszuräumen und die Versorgungssicherheit in Belgien sicherzustellen.

(413) Darüber hinaus stellen Investitionen in Kernenergiequellen zuverlässige Sachanlagen zur CO_2-armen Energieerzeugung dar. Die Stromerzeugung aus Kernenergie, die mit niedrigen CO_2-Emissionen pro MWh erzeugten Stroms einhergeht, trägt (gemeinsam mit dem Ausbau erneuerbarer Energien) zur Verwirklichung der nationalen und europäischen Dekarbonisierungsziele bei, indem sie die Versorgungssicherheit während des Ausstiegs aus den umweltschädlichsten Brennstoffen sicherstellt und die Abhängigkeit von Erdgas verringert.

(414) Das LTO-Projekt wird auch unmittelbar zu den Zielen von REPowerEU beitragen, da es die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen (insbesondere Gas), die Preisschwankungen und geopolitischen Risiken unterliegen, verringern und somit die Energieversorgungssicherheit stärken wird (siehe Erwägungsgrund 21).

([140]) Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. L 24 vom 29.1.2004, S. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) In Anbetracht der vorstehenden Erwägungen kommt die Kommission zu dem Schluss, dass sich das LTO-Projekt positiv auf den Markt auswirkt, da es die Versorgungssicherheit erhöhen und zur Dekarbonisierung des belgischen Energiemixes beitragen wird. Da die Core-Kapazitätsberechnungsregion gut vernetzt ist, würden diese positiven Auswirkungen wahrscheinlich auch den benachbarten Mitgliedstaaten zugutekommen, die Strom aus Belgien importieren.

8.3.3.3. Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen

(416) Um festzustellen, ob eine Beihilfemaßnahme erforderlich ist, muss die Kommission prüfen, ob die Maßnahme auf eine Situation ausgerichtet ist, in der die Maßnahme eine wesentliche Verbesserung bewirken könnte, die der Markt allein nicht herbeiführen kann. Beihilfen, die die finanzielle Lage des begünstigten Unternehmens verbessern, aber zum Erreichen des angestrebten Ziels nicht erforderlich sind, können nicht als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden.

(417) Im vorliegenden Fall möchte Belgien die Laufzeit seiner beiden jüngsten Kernreaktoren verlängern, um Probleme bei der Versorgungssicherheit anzugehen und gleichzeitig den Verbrauch fossiler Brennstoffe zu verringern und so zur Dekarbonisierung beizutragen. Die Kommission muss prüfen, ob zur Erreichung dieser Ziele staatliche Beihilfen erforderlich sind, mit denen Kernenergie auf dem Markt gehalten wird.

(418) In Abschnitt 2.3.2. des Einleitungsbeschlusses und Abschnitt 3.1. des vorliegenden Beschlusses erläutert die Kommission, dass das Vorliegen von Marktversagen ein relevanter Faktor für die Bewertung der Erforderlichkeit der Beihilfe ist, und erkennt ein gewisses Marktversagen an, das staatliche Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Kernenergie erforderlich macht ([141]). Im speziellen Fall der Investitionen in die Kernenergie ist das Marktversagen in erster Linie auf einige besondere Risiken zurückzuführen, die für gewerbliche Investoren ([142]) schwer zu handhaben sind, darunter:

a) die Komplexität der Nukleartechnologie, die dazu führt, dass Investoren technischen Risiken und Projektmanagementrisiken sowie Markt- und Investitionsrisiken (aufgrund der Kapitalintensität der Investitionen und der Volatilität der Energiemärkte) ausgesetzt sind; auf diese Risiken bezieht sich Komponente 1 der Maßnahme,

b) die langfristigen Risiken im Zusammenhang mit der Entsorgung radioaktiver Abfälle sowie der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken; auf diese Risiken bezieht sich Komponente 2 der Maßnahme, und

c) Risiken im Zusammenhang mit regulatorischen und politischen Entscheidungen, denen Investoren ausgesetzt sind; auf diese Risiken bezieht sich Komponente 3 der Maßnahme.

(419) Belgien zufolge betrifft jede der drei Komponenten des LTO-Projekts eine der in Erwägungsgrund 418 aufgezählten Arten von Risiken und Marktversagen.

(420) Belgien bringt ferner vor, dass der belgische Kapazitätsmechanismus kein geeigneter Finanzierungsmechanismus für die Kernkraftkapazität in Belgien sei, insbesondere angesichts des kurzen Zeitraums, innerhalb dessen die Laufzeitverlängerung beschlossen worden sei, der zusätzlichen Unsicherheiten und Marktversagen, die bei Investitionen in Kernenergie im Vergleich zu anderen Technologien bestehen, der besonderen Merkmale des Kapazitätsmechanismus, der jährliche Auktionen mit ungewissem Ergebnis umfasse, und einer Zeitplanung, die nicht mit dem Zeitplan des LTO-Projekts vereinbar sei (siehe Abschnitt 3.3.4. und Erwägungsgrund 353). Darüber hinaus sei die angemeldete Maßnahme, einschließlich des Pakets von Teilmaßnahmen, erforderlich gewesen, um Engie zur Aufnahme von Verhandlungen über die Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen zu bewegen, da sich Engie bereits entschieden hatte, alle kerntechnischen Tätigkeiten in Belgien einzustellen (siehe Erwägungsgrund 19).

([141]) Beschluss der Kommission vom 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Vereinigtes Königreich, Staatliche Beihilfe zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (ABl. L 109 vom 28.4.2015, S. 44), Erwägungsgründe 382 bis 385.

([142]) Siehe beispielsweise den Beschluss der Kommission vom 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Vereinigtes Königreich, Staatliche Beihilfe zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (ABl. L 109 vom 28.4.2015, S. 44); Beschluss der Kommission vom 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungarn, Bau von zwei Kernreaktoren im Atomkraftwerk Paks II (ABl. L 317 vom 1.12.2017, S. 45); Beschluss der Kommission vom 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Tihange 1, Doel 1 und Doel 2 (ABl. C 142 vom 5.5.2017, S. 1); Beschluss der Kommission vom 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Deutschland, Verbringung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennelemente in Deutschland (ABl. C 254 vom 4.8.2017, S. 1).

(421) Belgien vertritt daher die Auffassung, dass die Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren ohne staatliche Unterstützung — mit einem angemessenen Vergütungsmodell (Komponente 1), einer Vereinbarung über die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen (Komponente 2) und Bestimmungen zur rechtlichen Absicherung (Komponente 3), die jeweils eine der oben aufgeführten Arten von Marktversagen betreffen — kaum möglich wäre.

(422) Die Erforderlichkeit der drei Komponenten der Maßnahme wird (für jede Komponente einzeln) in den Abschnitten 8.3.3.3.1., 8.3.3.3.2. und 8.3.3.3.3. bewertet. In Abschnitt 8.3.3.6. wird bewertet, inwieweit eine Kombination der Komponenten 1, 2 und 3 erforderlich ist und welche möglichen kumulativen Auswirkungen sich daraus ergeben.

8.3.3.3.1. Erforderlichkeit der Komponente 1

(423) In Bezug auf die von Belgien angeführten technischen Risiken, Projektmanagementrisiken sowie Markt- und Investitionsrisiken stellte die Kommission in früheren Beschlüssen fest, dass Investitionen in neue Kernenergieprojekte aufgrund der Kombination aus hohen Anfangskapitalkosten, langen Bauzeiten und einer langen Betriebsdauer bis zur Deckung der Investitionskosten stark risikobehaftet sind. Die Kommission erkannte auch an, dass das Fehlen marktbasierter Finanzinstrumente und anderer Vertragstypen zur Absicherung gegen dieses massive Risiko ein Marktversagen darstellt, das für wenige Technologien gilt, zu denen die Kernenergie gehört ([143]). Diese Feststellungen bezogen sich jedoch auf Investitionen in neue Kernkraftwerke. Der vorliegende Fall betrifft dagegen Investitionen in die Laufzeitverlängerung bei zwei bestehenden Kernkraftwerken. Daher ist die Kommission der Ansicht, dass sich die Frage einer Investition in die Verlängerung der Laufzeit der beiden Kernreaktoren ohne die Beihilfe nicht gestellt hätte.

(424) Erstens brachte Engie in Bezug auf die Feststellung der Kommission in Erwägungsgrund 295 des Einleitungsbeschlusses, dass die zehnjährige Laufzeitverlängerung bei Doel 1, Doel 2 und Tihange 1 im Jahr 2015 ohne ein Paket finanzieller Unterstützungsmaßnahmen erfolgte ([144]), in seiner Antwort auf die öffentliche Konsultation (siehe Erwägungsgrund 290) vor, dass die Umstände der beiden Projekte nicht vergleichbar seien, da im vorliegenden Fall i) die belgische Regierung die Entscheidung zu dem LTO-Projekt getroffen habe, nachdem Engie bereits mit den Vorbereitungen für den Ausstieg aus der Kernenergie begonnen hatte, ii) durch den engen Zeitplan des aktuellen LTO-Projekts zusätzliche Kosten entstünden, was auch die belgische Behörde für Nuklearsicherheit (Föderalagentur für Nuklearkontrolle — FANK) bestätigt habe, und iii) der gestiegene Anteil der erneuerbaren Energien im Energiesystem zu einer höheren Marktpreisvolatilität im Vergleich zur Situation und den Erwartungen im Jahr 2015 geführt habe.

(425) Zweitens brachten Belgien und Engie zu den Zweifeln der Kommission an der Erforderlichkeit des Gesamtpakets von Vergütungsmaßnahmen vor, dass jeder Teil der Komponente 1 ein spezifisches Ziel erfülle und die Teilkomponenten einander ergänzten. Die Ausgestaltung der finanziellen Maßnahmen wurde von Belgien näher erläutert (siehe auch Erwägungsgrund 68).

a) Die Betriebs- und Instandhaltungskosten des LTO-Projekts werden aus den LTO-Betriebseinnahmen finanziert, wobei durch den CfD ein stabiler Strom von Betriebseinnahmen garantiert wird. Belgien und Engie erläuterten, das LTO-Projekt unterliege angesichts der Marktversagen im Zusammenhang mit der Nuklearindustrie und der hohen Volatilität des Strommarkts in den kommenden Jahren einem hohen Risiko einer Finanzierungslücke, weshalb der CfD ein erforderliches Instrument zur Erzielung stabiler Betriebseinnahmen sei. Die Kommission teilt die Ansicht, dass ein angemessen gestalteter CfD ein erforderliches Instrument ist, um in einem unsicheren Marktumfeld stabile Einnahmen zu erreichen. Bereits im Einleitungsbeschluss erkannte die Kommission das hohe Risiko eines negativen Nettogegenwartswerts an, dem das LTO-Projekt ohne CfD ausgesetzt wäre. Darüber hinaus teilt die Kommission die Auffassung, dass die (zehnjährige) Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen im Vergleich zur durchschnittlichen Laufzeit von Investitionen im Nuklearsektor einen kurzen Zeitraum betrifft (zumal die LTO-Anlagen in den ersten drei Jahren nicht mit 100 % Kapazität betrieben werden, da zeitgleich noch Ausbauarbeiten an den LTO-Anlagen erfolgen), während gleichzeitig erhebliche Kosten anfallen, um die LTO-Anlagen mit den Sicherheitsvorschriften in Einklang zu bringen.

([143]) Beschluss der Kommission vom 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Vereinigtes Königreich, Staatliche Beihilfe zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (ABl. L 109 vom 28.4.2015, S. 44), Erwägungsgründe 382 und 383.

([144]) In diesem Fall wurde eine rechtliche Absicherung nur gegen das Risiko einer Verzögerung aus politischen Gründen gewährt (ähnlich der rechtlichen Absicherung im Rahmen der Komponente 3 der vorliegenden Maßnahme).

b) Zur Wahrung der langfristigen Finanzstabilität wird der CfD mit der MOCP und SDC-Darlehen ergänzt, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass es während des Zehnjahreszeitraums zu erheblichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit über längere Zeiträume hinweg kommt. Die von Electrabel vorgelegten Daten belegen in der Tat, dass solche Ereignisse nicht unwahrscheinlich sind, wie die Erfahrungen mit den belgischen Kernreaktoren im Zeitraum 2012-2022 zeigen (siehe Tabelle 10). Die SDC-Darlehen sollen während der Wiederanlaufphase des LTO-Projekts, in der noch wichtige Arbeiten durchgeführt werden müssen und die LTO-Anlagen nicht mit voller Kapazität betrieben werden können, für ausreichende Liquidität sorgen und bis zum Ende des Zehnjahreszeitraums zurückgezahlt worden sein. Im Gegensatz dazu steht die MOCP während des gesamten Zehnjahreszeitraums zur Verfügung, deckt aber nur erhebliche ungeplante Nichtverfügbarkeiten ab. Ergänzend zu der jährlichen MOCP dient eine Betriebskapitalfazilität (WCF) der unterjährigen Überbrückung. Belgien legte drei Szenarien für die Auswirkungen von erheblichen ungeplanten Ausfällen vor. Wie aus Tabelle 11 hervorgeht, könnte ohne die MOCP und SDC-Darlehen der Fall eintreten, dass das Gemeinschaftsunternehmen infolge solcher Situationen, die während des Zehnjahreszeitraums nicht unwahrscheinlich sind, in Konkurs geht.

c) Die Kommission erkennt daher an, dass der CfD, die SDC-Darlehen, die MOCP und die WCF ergänzende Maßnahmen darstellen, die alle erforderlich sind, um sicherzustellen, dass BE-NUC jederzeit über ausreichende Liquidität verfügt, um seine Betriebs-, Instandhaltungs- und Brennstoffkosten zu tragen, sodass die LTO-Anlagen sicher und zuverlässig betrieben werden können.

d) Da Engie im Begriff war, sein Engagement im kerntechnischen Bereich einzuschränken (siehe Erwägungsgrund 19) und nicht bereit war, die für das LTO-Projekt erforderlichen Investitionsausgaben in Höhe von mehr als [2-2,5] Mrd. EUR allein zu tätigen oder alle potenziellen Verluste aufgrund unerwarteter Nichtverfügbarkeiten und Kostenüberschreitungen allein zu tragen, knüpfte es die Unterzeichnung der Vereinbarung über das LTO-Projekt (siehe Erwägungsgrund 23) an die Bedingung, dass ein Risikoteilungsmechanismus auf 50/50-Basis mit dem belgischen Staat eingerichtet wird und zusätzlich zu den Vergütungsmechanismen in der Vergütungsvereinbarung ein Gemeinschaftsunternehme (Gründung von BE-NUC) geschaffen wird, um die verbleibenden Finanzierungs- und Solvenzrisiken abzufedern. Der Investitionsbedarf des LTO-Projekts wird von den Gesellschaftern des Gemeinschaftsunternehmens nach dem Gleichrangprinzip (pari passu) entweder mit Eigenkapital oder über Gesellschafterdarlehen finanziert.

— Auch mit den finanziellen Vergütungsmechanismen der Vergütungsvereinbarung verbleiben erhebliche Risiken, die Engie nicht alleine tragen wollte. Engie legte eine Simulation vor, die zeigt, wie sich Ereignisse, die zu verringerter Verfügbarkeit führen, und/oder höhere Betriebskosten während der Betriebsphase, die nicht durch die MOCP abgedeckt sind, auswirken würden, was die Rentabilität von BE-NUC, wie in Tabelle 16 dargestellt, stark beeinträchtigen könnte.

— Über die Struktur eines Gemeinschaftsunternehmens können die Investitionsausgaben ohne Fremdkapital finanziert werden, das im vorliegenden Fall schwer zu beschaffen oder sehr teuer wäre, da die Bereitschaft von Geschäftsbanken gering ist, die mit kerntechnischen Anlagen verbundenen Risiken zu tragen.

— Die Einführung von Gesellschafterdarlehen zusätzlich zur Eigenkapitalzuführung erfolgt aus finanziellen Erwägungen, da damit die Inanspruchnahme- und Rückzahlungspläne flexibler gestaltet werden können und die Finanzstruktur im Hinblick auf das steuerpflichtige Einkommen optimiert wird.

e) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens, bei dem die Risiken im Zusammenhang mit Kostenüberschreitungen und störungsbedingten Ausfällen, die durch die anderen Finanzinstrumente nicht abgedeckt sind, mit dem belgischen Staat geteilt werden, als erforderlich angesehen werden kann.

f) Die JDA++ deckt die Kosten im Zusammenhang mit den Entwicklungsmaßnahmen ab, die durchgeführt werden müssen, um den Erwartungen der Sicherheitsbehörde in Bezug auf das LTO-Projekt gerecht zu werden. In Anbetracht des engen Zeitplans des LTO-Projekts war es nach Ansicht der Kommission daher erforderlich, Regelungen zur Finanzierung dieser Tätigkeiten zu treffen und zu vereinbaren.

g) In Bezug auf die übrigen Teilmaßnahmen der Komponente 1 ist die Kommission, wie bereits im Einleitungsbeschluss dargelegt, der Auffassung, dass

— durch die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung sichergestellt werden kann, dass alle Betriebs- und Instandhaltungskosten zu jeder Zeit, soweit dies erforderlich ist, gedeckt sind,

— der Abschluss einer Vereinbarung über die Verwaltungspraxis und den Energieverkauf eine Voraussetzung für die Betriebsfähigkeit des LTO-Projekts in der Praxis ist und die ASA und die EMSA daher erforderlich sind, und

— es gängige Praxis ist, im Rahmen einer Vereinbarung zwischen zwei Parteien Bedingungen für den Fall festzulegen, dass die Transaktion nicht zustande kommt, und daher die Entschädigung für Kostendeckungsverluste im Falle des Nichtzustandekommens erforderlich ist.

(426) Drittens weist die Kommission auf die Stellungnahmen Dritter hin, die vorbrachten, dass die Energieversorgung auch durch kostengünstigere Technologien sichergestellt werden könne und Subventionen im Kernenergiesektor den Fortschritt bei anderen kostengünstigeren und klimafreundlicheren Technologien (insbesondere für erneuerbare Energiequellen) verlangsamen würden. Belgien brachte vor, dass die Mitgliedstaaten das Recht hätten, ihre Energiepolitik eigenständig zu gestalten und sich dabei auch für Kernenergie in ihrem Energiemix zu entscheiden, und dass eine vielfältige Kombination von Energieerzeugungsmethoden unerlässlich dafür sei, ein zuverlässiges und ausgewogenes Stromnetz zu unterhalten. In Anbetracht der Tatsache, dass die Marktkonzentration in den letzten Jahren aufgrund eines höheren Anteils erneuerbarer Energien am belgischen Energiemix zurückgegangen ist (siehe Erwägungsgründe 34 bis 37), und angesichts der jüngsten Investitionen des belgischen Staates in den Offshore-Windpark Princess Elisabeth ([145]) sieht die Kommission keinen Grund für die Schlussfolgerung, dass das LTO-Projekt den Ausbau erneuerbarer Energien in Belgien behindern würde. Ebenso ist es plausibel, dass die Notwendigkeit besteht, sowohl in Kernenergie als auch in erneuerbare Energien zu investieren, da letztere derzeit noch mit Nachteilen behaftet sind, unter anderem im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit von Standorten und Netzanschlusskapazitäten. Die im (modifizierten) CfD-Modell vorgesehene Vergütung bietet mehr Anreize, die Erzeugung in Hochpreis-Stunden zu maximieren (soweit dies mit der veralteten Technologie in den LTO-Anlagen möglich ist). Dadurch werden die wettbewerblichen Auswirkungen der Maßnahme auf marktbasierte Investitionen in erneuerbare Energien verringert, da davon auszugehen ist, dass Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen besonders häufig in Niedrigpreis-Zeiten betrieben werden (da in diesen Zeiten die Verfügbarkeit erneuerbarer Ressourcen hoch ist, was die Marktpreise senkt).

(427) Hinsichtlich Belgiens Vorbringen, dass die Finanzierungslücke der LTO-Anlagen durch die Teilnahme am KM nicht angemessen geschlossen werden könne (siehe Abschnitt 3.3.4. und Erwägungsgrund 353), erkennt die Kommission an, dass das ungewisse Ergebnis der Auktionen im Rahmen des KM und deren Termine nicht mit dem Ziel Belgiens vereinbar sind, das LTO-Projekt im Jahr 2025 wieder anlaufen zu lassen. Konkret kündigte die belgische Regierung das LTO-Projekt im März 2022 an und unterzeichnete am 13. Dezember 2023 eine verbindliche Durchführungsvereinbarung (siehe Abschnitt 2.3). Zu diesem Zeitpunkt waren bereits drei Auktionen im Rahmen des KM durchgeführt worden.

(428) In Anbetracht der vorstehenden Erwägungen ist die Kommission der Auffassung, dass sich alle Teilmaßnahmen der Komponente 1 ergänzen und als erforderlich erwiesen haben.

8.3.3.3.2. Erforderlichkeit der Komponente 2

(429) In Bezug auf die in Erwägungsgrund 276 des Einleitungsbeschlusses dargelegten Marktversagen und Risiken im Zusammenhang mit den ungewissen Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle und der Stilllegung ist die Kommission der Auffassung, dass diese durch die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen sowie durch die Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten, die aus dem LTO-Projekt resultieren, behoben werden. Mit dem Abfallabkommen soll eine verantwortungsvolle und sichere Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle sichergestellt werden, da durch die Übertragung die Finanzierung der Entsorgung radioaktiver Abfälle gesichert und das Sicherheitsniveau bei der Zwischen- und Endlagerung dieser Materialien erhöht wird. Belgien macht geltend, dass die zusätzlichen Stilllegungsverbindlichkeiten aus dem LTO-Projekt nur die durch das LTO-Projekt bedingten Mehrkosten, nicht aber die Betriebskosten im Zusammenhang mit dem laufenden Betrieb oder den üblichen Tätigkeiten abdecken würden und daher nicht wettbewerbsverzerrend seien.

([145]) Siehe Beschluss der Kommission vom 13.9.2024, SA.107336 (2024/N), Belgien, The support mechanism for lot 1 of the Princess Elisabeth offshore Zone (ABl. C, 2024/5754, 25.9.2024).

(430) Wie die Kommission in früheren Beschlüssen zur Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfälle in Deutschland und im Vereinigten Königreich festgestellt hat ([146]), ist die Entsorgung radioaktiver Abfälle durch lange Zeiträume gekennzeichnet, die daher ein Eingreifen des Staates erfordern können. Darüber hinaus ist die Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen im Hinblick auf die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung radioaktiver Abfälle in Artikel 4 Absatz 1 der Richtlinie 2011/70/Euratom verankert, wonach die abschließende Verantwortung in dieser Hinsicht dem Staat obliegt. Die Übertragung von Verbindlichkeiten aus der Entsorgung radioaktiver Abfälle und der Stilllegung dient dazu, die Finanzierung der Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle als Voraussetzung für eine verantwortungsvolle und sichere Entsorgung dieser Materialien sicherzustellen. Darüber hinaus hatte Engie nicht die Absicht, seine kerntechnischen Tätigkeiten in Belgien fortzuführen (siehe Erwägungsgrund 19), und knüpfte die Aufnahme von Verhandlungen über eine Laufzeitverlängerung an die Bedingung, dass eine Vereinbarung nicht nur über die finanziellen Modalitäten, sondern auch über die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen getroffen wird (siehe Erwägungsgrund 23).

(431) Darüber hinaus ist die Kommission der Ansicht, dass auch die Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten, die speziell aus dem LTO-Projekt resultieren, erforderlich ist, da diese Übertragung nur die durch das LTO-Projekt bedingten Mehrkosten betrifft, während die Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit der regulären Stilllegung und dem regulären Rückbau beim Betreiber kerntechnischer Anlagen verbleiben, und weil die Laufzeitverlängerung nicht von Engie oder Electrabel, sondern von der belgischen Regierung gefordert wurde. In der Zwischenzeit wurden die zusätzlichen Stilllegungskosten im Zusammenhang mit dem LTO-Projekt auch von der CPN/CNV bestätigt, was bei der Würdigung im Einleitungsbeschluss noch nicht der Fall war (siehe Erwägungsgrund 200).

(432) Des Weiteren erhebt die Kommission keine Einwände gegen die Freigabe der außereuropäischen Vermögenswerte von Electrabel aus dem Konsolidierungskreis von Electrabel, da Engie sicherstellen wird, dass Aktiva im Wert von mindestens 4 Mrd. EUR bei Electrabel verbleiben (siehe Erwägungsgründe 59 und 181).

(433) In Anbetracht der vorstehenden Erwägungen ist die Kommission daher der Auffassung, dass die Komponente 2 der angemeldeten Maßnahme erforderlich ist.

8.3.3.3.3. Erforderlichkeit der Komponente 3

(434) Was die in Erwägungsgrund 278 des Einleitungsbeschlusses erwähnten Marktversagen im Zusammenhang mit regulatorischen und politischen Risiken anbelangt, so ist die Kommission der Ansicht, dass zwar grundsätzlich alle Technologien durch Verzögerungen aus politischen Gründen behindert werden können, dies aber bei kerntechnischen Projekten angesichts des umstrittenen Charakters von Nukleartechnologien in stärkerem Maße der Fall sein dürfte ([147]). Insbesondere Belgien hat seinen politischen Kurs in Bezug auf die Kernenergie in den letzten 25 Jahren bereits mehrmals geändert (siehe Abschnitt 2.2.), sodass die Kommission dieses Risiko in Belgien als besonders hoch einschätzt. Außerdem sind bei der Kommission im Laufe der öffentlichen Konsultation in dieser Sache keine gegenteiligen Beweise eingegangen.

(435) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass den regulatorischen und politischen Risiken durch die Maßnahme zur rechtlichen Absicherung wirksam begegnet wird und dass eine rechtliche Absicherung im Bereich der Kernenergie erforderlich ist, wie es die Kommission auch in ihrem Beschluss in der Sache SA.39487 ([148]) anerkannt hat.

8.3.3.3.4. Schlussfolgerung zur Erforderlichkeit der Maßnahme

(436) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass alle drei Komponenten der Maßnahme (einschließlich ihrer Teilkomponenten) erforderlich sind, um die Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren in Belgien zu ermöglichen. Darüber hinaus kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme einen Anreizeffekt für die Begünstigten hat und somit sicherstellt, dass das LTO-Projekt erfolgreich durchgeführt wird.

([146]) Siehe Beschluss der Kommission vom 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Deutschland, Verbringung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Kernbrennelemente in Deutschland (ABl. C 254 vom 4.8.2017, S. 1); Beschluss der Kommission vom 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Vereinigtes Königreich, Waste Transfer Contract for New Nuclear Power Plants (ABl. C 161 vom 4.5.2016, S. 1).

([147]) Siehe auch die Erwägungsgründe 384 und 385 des Beschlusses der Kommission in der Sache SA.34947 (siehe Fußnote 144).

([148]) Siehe Beschluss der Kommission vom 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, über die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Tihange 1, Doel 1 und Doel 2 (ABl. C 142 vom 5.5.2017, S. 1).

8.3.3.4. Geeignetheit

(437) Die in Abschnitt 3.1. genannten Marktversagen, die sich aus i) einem unsicheren Energiemarkt- und Investitionsklima, ii) ungewissen Kosten im Zusammenhang mit radioaktiven Abfällen und iii) der Abhängigkeit von politischen Entscheidungen ergeben, verhindern, dass der Betreiber kerntechnischer Anlagen sichere Einnahmen erzielen kann. In dieser Hinsicht betrachtet die Kommission den vorliegenden Fall als besonders problematisch, da die LTO-Anlagen auf einer veralteten Technologie beruhen, die wenig Spielraum für Flexibilität lässt, und weil die Laufzeitverlängerung auf zehn Jahre begrenzt ist. Diese Merkmale, die im vorliegenden Fall besonders ausgeprägt sind, erschweren den rentablen Betrieb der LTO-Anlagen zusätzlich, sodass die Kommission eine staatliche Unterstützung für geeignet hält.

(438) Belgien macht geltend, dass aufgrund der festgestellten Marktversagen und der spezifischen Risiken im Zusammenhang mit Kernenergie ein gesonderter Unterstützungsmechanismus für Kernenergie erforderlich sei. Wie in Abschnitt 3.3.4. dargelegt, weist Belgien darauf hin, dass andere Formen der direkten finanziellen Unterstützung in Betracht gezogen worden seien (feste Einspeiseprämie, einseitiger CfD bzw. reguliertes Anlagevermögen), die sich jedoch für das LTO-Projekt nicht als geeignet erwiesen hätten. Die drei Komponenten der angemeldeten Maßnahme seien erforderlich, um die Marktversagen und Risiken zu beheben. Belgien macht geltend, dass i) der besondere Aufbau des LTO-Projekts und die finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1 geeignet seien, dem Betreiber kerntechnischer Anlagen stabile Einnahmen zu garantieren und die Insolvenz des Gemeinschaftsunternehmens im Falle erheblicher ungeplanter Ereignisse zu verhindern, ii) die Abfallbegrenzung und die damit verbundenen Teilmaßnahmen der Komponente 2 geeignet seien, um sicherzustellen, dass die erforderlichen Mittel für die Finanzierung verantwortungsvoller und sicherer Lösungen für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle zur Verfügung stehen, und iii) die Maßnahmen zur rechtlichen Absicherung im Rahmen der Komponente 3 geeignet seien, Schutz vor Veränderungen der öffentlichen Meinung und der Haltung der politischen Entscheidungsträger in Bezug auf die Kernenergie zu bieten.

(439) Die Kommission wird in den nachstehenden Abschnitten für jede Komponente einzeln prüfen, ob die Komponenten 1, 2 und 3 der angemeldeten Maßnahme, einschließlich ihrer verschiedenen Teilmaßnahmen, geeignet sind. In Abschnitt 8.3.3.6. wird bewertet, inwieweit die Kombination der Komponenten 1, 2 und 3 geeignet ist und welche möglichen kumulativen Auswirkungen sich daraus ergeben.

8.3.3.4.1. Geeignetheit von Komponente 1

(440) Erstens hat die Kommission, wie in den Erwägungsgründen 285, 300 bzw. 303 des Einleitungsbeschlusses ausgeführt, festgestellt, dass die JDA++, die ASA und die Entschädigung für Kostendeckungsverluste im Falle des Nichtzustandekommens geeignete Maßnahmen sind. Zum einen ist die Kommission der Auffassung, dass es angesichts der kurzen Zeitspanne bis zum geplanten Wiederanlaufen des LTO-Projekts und der Notwendigkeit, mit den Entwicklungsmaßnahmen möglichst schnell nach der Entscheidung der belgischen Regierung über die Verlängerung der Laufzeit der zwei Kernreaktoren zu beginnen, ein geeignetes Vorgehen ist, die JDA++ vor dem endgültigen Zustandekommen der Transaktion abzuschließen, um sicherzustellen, dass die erforderlichen Ausbautätigkeiten vom Betreiber kerntechnischer Anlagen rechtzeitig durchgeführt werden. Zum anderen ist die Kommission der Ansicht, dass der Abschluss einer Vereinbarung über Verwaltungsdienstleistungen (ASA) sowie die Vereinbarung von Bedingungen für den Fall des Nichtzustandekommens der Transaktion im Rahmen der Abstimmung zwischen zwei Parteien gängige Praxis ist. Außerdem sind bei der Kommission im Laufe der öffentlichen Konsultation in dieser Sache zu diesen drei Teilmaßnahmen keine gegenteiligen Beweise eingegangen. Daher betrachtet die Kommission die JDA++, die ASA und die Entschädigung für Kostendeckungsverluste im Falle des Nichtzustandekommens als geeignete Maßnahmen, die Teil des LTO-Projekts sein müssen.

(441) Zweitens macht Belgien in Bezug auf den CfD geltend, dass der zweiseitige CfD die am besten geeignete Option sei, um Marktversagen zu beheben und Einnahmensicherheit zu schaffen und gleichzeitig eine übermäßige Vergütung des Betreibers kerntechnischer Anlagen zu vermeiden. Alternative Unterstützungsmechanismen (Teilnahme am KM, feste Einspeiseprämie, einseitiger CfD bzw. reguliertes Anlagevermögen) wurden von den belgischen Behörden geprüft, aber als weniger geeignet erachtet (siehe Abschnitt 3.3.4.). Wie in den Erwägungsgründen 290 bis 293 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, hatte die Kommission mehrere Bedenken hinsichtlich des CfD-Modells, und viele Dritte, die an der öffentlichen Konsultation teilnahmen, stimmten der Auffassung der Kommission zu (siehe Abschnitt 6.2.1.2.):

a) Das (ursprüngliche) CfD-Modell sah die Gewährung einer festen Vergütung pro MWh tatsächlich erzeugtem Strom vor und bot keine angemessenen Anreize, die Stromerzeugung und die Planung von Instandhaltungsarbeiten im Einklang mit den Marktbedingungen vorzunehmen, was zu übermäßigen Verzerrungen des Marktbetriebs hätte führen können.

b) Außerdem sah die (ursprüngliche) vorab festgelegte Modulationsregelung Strafen nur in Fällen vor, in denen die Erzeugung der LTO-Anlagen nicht gedrosselt wird, wenn der Strompreis pro MWh mehr als sechs Stunden lang bei minus20 EUR oder darunter liegen würde, was einer Gewährung von Beihilfen in Zeiten negativer Preise gleichkäme.

c) Die Kommission war damals auch nicht davon überzeugt, dass der (ursprüngliche) Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung in der Praxis eine Wirkung haben würde.

d) Schließlich wurde infrage gestellt, ob der DAM-Preis als MRP im Berechnungsansatz des CfD die effizienteste Wahl ist und ob es nicht angemessener wäre, im MRP auch ein langfristiges Produkt zu berücksichtigen.

(442) Als Reaktion auf die Bedenken der Kommission bezüglich des CfD-Modells nahm Belgien einige Änderungen vor:

a) Belgien stellte zunächst klar, dass es aufgrund der veralteten Nukleartechnologie, auf der die LTO-Anlagen beruhten, unmöglich sei, eine hohe Reaktionsfähigkeit auf Marktsignale zu erreichen. Wie in Abschnitt 2.1. ausgeführt, war Engie selbst offen dafür, die Flexibilität der LTO-Anlagen im Rahmen der Maßnahme auf den Energiemärkten zu nutzen, wies aber gleichzeitig auf das mit der Modulation der Reaktoren verbundene Risiko von Abschaltzeiten hin. Gleichzeitig hat die belgische Behörde für nukleare Sicherheit die Zahl der wirtschaftsbedingten Modulationen pro Zyklus begrenzt. Um den in Erwägungsgrund 441 Buchstabe a genannten Bedenken der Kommission und Dritter Rechnung zu tragen, beschloss Belgien unter Berücksichtigung der technischen Zwänge der Anlagen, die Vergütung des unabhängigen EMSA-Partners zu ändern. Belgien nahm eine variable Komponente in die Vergütungsformel auf, die dem EMSA-Partner Anreize bietet, die Kernenergie so weit wie möglich im Einklang mit den Marktbedingungen zu verkaufen, während gleichzeitig die in Abschnitt 3.3.1.5.2. erläuterten Modulationsbeschränkungen berücksichtigt werden. Im Rahmen dieser neuen Struktur wurde die Modulationsregelung gestrichen und damit den in Erwägungsgrund 441 Buchstabe b angeführten Bedenken Rechnung getragen, da dem EMSA-Partner die Entscheidung überlassen bleibt, wann es angemessen ist, eine wirtschaftsbedingte Modulation auszulösen. Der EMSA-Partner hat die richtigen Anreize, bei niedrigen oder negativen Marktpreisen eine wirtschaftsbedingte Modulation anzustoßen, da er andernfalls mit einer Sanktion belegt wird.

b) Im Hinblick auf die in Erwägungsgrund 441 Buchstabe c genannten Bedenken hat Belgien den MPRA-Mechanismus verschärft, sodass die Vergütung im Rahmen des CfD besser an sich ändernde Marktbedingungen angepasst wird (siehe Abschnitt 3.3.1.3.2.).

c) Was die Bedenken in Erwägungsgrund 441 Buchstabe d anbelangt, so behielt Belgien aus den in Erwägungsgrund 98 genannten Gründen den DAM-Preis als MRP in der Vergütungsformel des CfD bei. In der Phase des förmlichen Prüfverfahrens wies Belgien insbesondere auf das hohe Risiko und die erheblichen Auswirkungen ungeplanter Ausfälle, vor allem während der Wiederanlaufphase des LTO-Projekts, hin. Dadurch sei die Erzeugungsleistung der LTO-Anlagen in den ersten drei Betriebsjahren sehr unsicher, weshalb die Aufnahme eines langfristigen Referenzpreises in den CfD die Risiken der Anlagen erhöhen würde.

d) Schließlich bestätigt Belgien auch, dass der Vertragspartner des CfD (BE-WATT) eine Risikomanagementstrategie für seine offene Position entwickeln wird, wie dies rechtlich vorgesehen ist, und dass deren Umsetzung zur Liquidität auf den Terminstrommärkten beitragen wird (siehe Erwägungsgrund 99). Die Annahme der Strategie erfolgt vorbehaltlich einer Empfehlung der Regulierungsbehörde, in der unter anderem die Auswirkungen der Strategie auf die maßgeblichen Strommärkte bewertet werden (siehe Erwägungsgrund 158).

(443) Die Kommission ist der Auffassung, dass die Änderungen an der Gestaltung und Umsetzung des CfD sowie die Zusage, eine Risikomanagementstrategie zu entwickeln, mit der zur Liquidität auf den Terminstrommärkten beigetragen wird, ausreichen, um die im Einleitungsbeschluss geäußerten Bedenken auszuräumen. Die Kommission erkennt an, dass die LTO-Anlagen auf einer veralteten Technologie mit begrenzter Flexibilität beruhen, was die Möglichkeiten des Betreibers kerntechnischer Anlagen einschränkt, die Erzeugungsleistung der Anlagen regelmäßig zu ändern. Dies steht im Gegensatz zu neueren Nukleartechnologien oder anders ausgelegten Kernkraftwerken (z. B. mit grauen statt schwarzen Kontrollstäben), die einen Lastfolgebetrieb ermöglichen. In Anbetracht der begrenzten Laufzeitverlängerung um zehn Jahre erkennt die Kommission an, dass die Technologie als gegeben zu betrachten

ist, was die Möglichkeiten des Betreibers kerntechnischer Anlagen einschränkt, das Verhalten der Anlagen wesentlich zu ändern. In dieser Hinsicht würdigt die Kommission die Versuche der belgischen Behörden und von Electrabel, die Erzeugung und Instandhaltung so weit wie möglich an die Marktbedingungen anzupassen, indem zum einen die Entscheidungsbefugnis über wirtschaftsbedingte Modulationen an den EMSA-Partner übertragen und seine Vergütung geändert wurde und zum anderen von einem 18-monatigen auf einen 12-monatigen Brennstoffzyklus umgestellt wurde, um die Instandhaltung so weit wie möglich in die Sommermonate zu legen. In dieser Hinsicht unterstützt auch die Verschärfung des Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung das Ziel, die CfD-Vergütung so weit wie möglich an die Marktbedingungen anzupassen, und trägt damit zu einer höheren Exposition gegenüber Marktrisiken bei. Wenngleich eine Unterstützung in Zeiten negativer Preise aufgrund der begrenzten Flexibilität der Anlagen und der Sicherheitsbedenken weiterhin nicht völlig ausgeschlossen werden kann, so verringert das geänderte CfD-Modell in Verbindung mit der geänderten EMSA-Vergütungsformel doch die Anreize für eine Stromerzeugung in Zeiten negativer Preise. Die Kommission erkennt auch an, dass insbesondere während der Wiederanlaufphase des LTO-Projekts ein hohes Risiko ungeplanter Nichtverfügbarkeiten und Ausfälle besteht und somit ein Engagement auf langfristigen Märkten zusätzliche Risiken mit sich bringen könnte, sodass sich der DAM-Preis in der Anfangsphase des LTO-Projekts besser als MRP eignet. Die Kommission stellt ferner fest, dass den belgischen Behörden die Möglichkeit offensteht, den MRP im Rahmen des CfD-Modells sowie die EMSA-Vergütungsregelung nach den ersten drei Jahren des Projekts anzupassen. Schließlich werden die Auswirkungen der Anwendung des DAM-Preises im Falle der Terminmärkte durch die Hedging-Strategie, die die Liquidität der Terminmärkte fördern wird, und im Falle des Intraday-Marktes durch die vom EMSA-Partner getragenen variablen Kosten verringert.

(444) Infolgedessen und in Anbetracht der besonderen Umstände des vorliegenden Falles, der bestehende Kernkraftwerke betrifft, deren Betrieb auf einer veralteten Technologie mit begrenzter Flexibilität beruht, ist die Kommission der Auffassung, dass das geänderte CfD-Modell in Kombination mit der geänderten EMSA-Vergütung geeignet ist.

(445) Drittens äußerte die Kommission auch Bedenken hinsichtlich der Geeignetheit der SDC-Darlehen und der MOCP, mit denen die Kosten etwaiger Stillstandszeiten bzw. Engpässe beim operativen Cashflow in einer Weise abgedeckt werden, die einem potenziell unbegrenzten Zuschuss gleichkäme, mit dem das Gemeinschaftsunternehmen vor Betriebsrisiken geschützt wird. Darüber hinaus bietet die MOCP 50%igen Kapitalschutz. Belgien macht geltend, dass ohne die SDC-Darlehen, die WCF und die MOCP zusätzliche Eigenkapitalbeiträge erforderlich wären, da die Gesellschafter des Gemeinschaftsunternehmens schon bei einem einzigen Ausfall Insolvenzrisiken und einer Finanzierungslücke ausgesetzt wären, was die Investition unrentabel machen würde.

(446) Als Reaktion auf die Bedenken der Kommission hinsichtlich der SDC-Darlehen und der MOCP übermittelte Belgien weitere Erläuterungen und passte diese Maßnahmen an:

a) Belgien weist darauf hin, dass die SDC-Darlehen grundsätzlich rückzahlbar sind. Das Risiko, dass SDC-Darlehen aufgrund unzureichender Mittelzuflüsse nicht zurückgezahlt werden (weil sie gegenüber der Rückzahlung von Gesellschafterzuschüssen nachrangig sind), sei sehr gering und würde nur in einem sehr negativen Szenario eintreten (siehe Erwägungsgrund 132), und zwar wenn über mehrere Jahre hinweg erhebliche Nichtverfügbarkeiten bestünden, z. B. bei einer Verfügbarkeit von weniger als 60 % in jedem Jahr des Zeitraums 2029-2035. Obwohl dies nicht völlig unwahrscheinlich sei, sei dieses Risiko aber gering; es würde nur unter extremen Umständen eintreten, die ein oder mehrere bedeutende unerwartete Ereignisse über einen langen Zeitraum nach sich ziehen und letztlich die Abschaltung der Anlage zur Folge haben könnten (siehe Buchstabe b). Diese Situation wäre zum Nachteil der Gesellschafter: Da die SDC-Darlehen nur dann nicht vollständig zurückgezahlt würden, wenn die mit dem Projekt erwirtschafteten Gewinne nicht ausreichen, um die Investitionen der Gesellschafter zu amortisieren, entstehe den Gesellschaftern durch die SDC-Darlehen kein unverhältnismäßiger Vorteil.

b) Außerdem macht Belgien geltend, dass die MOCP nur im Falle einer sehr negativen Situation greife und dass Engie selbst dann noch dem Risiko ausgesetzt sei, 50 % seiner Kapitalinvestition zu verlieren. Als Reaktion auf die Bedenken, dass die MOCP zu einem unbegrenzten Zuschuss führen könnte, habe Belgien jedoch eine Obergrenze für die MOCP festgelegt. Wie in Erwägungsgrund 121 erläutert, werde die Gegenpartei der Vergütungsvereinbarung (d. h. der belgische Staat) sein Kündigungsrecht im Rahmen der Vergütungsvereinbarung ausüben, wenn die MOCP einen Auszahlungsbetrag von 2 Mrd. EUR erreicht.

c) Schließlich legte Belgien zusätzliche Informationen über das Risiko eines Ereignisses mit erheblichen ungeplanten Ausfällen in den zehn Jahren der Laufzeitverlängerung vor, dessen Eintrittswahrscheinlichkeit nachweislich nicht gering ist (siehe Erwägungsgründe 114 bis 118) und sich erheblich auf die Rentabilität des LTO-Projekts auswirken würde (siehe Tabelle 11).

(447) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die SDC-Darlehen und die MOCP erforderliche und geeignete Instrumente sind, um die Rentabilität des LTO-Projekts sicherzustellen, insbesondere angesichts der besonderen Umstände des vorliegenden Falles, der bestehende Kernreaktoren betrifft, die auf einer veralteten Technologie beruhen und bei denen daher das Risiko erheblicher ungeplanter Ausfälle besteht. Da die Laufzeitverlängerung auf einen Zeitraum von zehn Jahren begrenzt ist, was die Möglichkeit der Amortisierung erheblicher Verluste einschränkt, bietet die MOCP dem Gemeinschaftsunternehmen einen Backstop, indem es vor Betriebsrisiken geschützt wird. Ohne zusätzliche Garantien in Form der MOCP und der SDC-Darlehen würde ein privater Kapitalgeber wahrscheinlich nicht das Risiko eingehen, das LTO-Projekt durchzuführen. In Anbetracht des potenziellen Umfangs der MOCP im Falle einer längeren Abschaltung einer oder beider LTO-Anlagen über einen Zeitraum von mehreren Jahren erschien es erforderlich, diesen Mechanismus auf einen Betrag zu begrenzen, der den Marktgepflogenheiten entspricht und genügend Zeit für die Wiederherstellung des normalen Betriebs der LTO-Anlage(n) lässt. Die Kommission begrüßt die Begrenzung der (potenziellen) MOCP, wodurch die Risikoexposition des belgischen Staates zumindest quantifiziert und im Voraus bekannt ist.

(448) In Bezug auf die Beteiligung des belgischen Staates an dem Gemeinschaftsunternehmen bringt Belgien vor, dass diese dem belgischen Staat eine Mitkontrolle über die Projektgesellschaft ermögliche, da die beiden Gesellschafter zu gleichen Bedingungen in das Gemeinschaftsunternehmen einträten. Außerdem könne der belgische Staat so ein gewisses Maß an Eigentumsrechten an kritischer Infrastruktur behalten. Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass das Gemeinschaftsunternehmen geeignet ist.

(449) Viertens betrachtet es die Kommission in Bezug auf die EMSA als geeignetes Vorgehen, für den Verkauf des in den LTO-Anlagen erzeugten Stroms auf dem Großhandelsmarkt einen Partner zu wählen, sofern dieser Partner völlig unabhängig und nicht im Interesse von Electrabel handelt. Die Kommission hatte jedoch Bedenken bezüglich der Beschränkung der Verkäufe auf den Day-Ahead-Großhandelsmarkt. Belgien stellte klar, dass es dem EMSA-Partner freisteht, den in den LTO-Anlagen erzeugten Strom auf jedem beliebigen Markt zu verkaufen, ohne auf den DAM beschränkt zu sein (siehe Erwägungsgrund 152). Der EMSA-Partner werde im Wege einer Ausschreibung ausgewählt und es würden Vorkehrungen getroffen, um sicherzustellen, dass Engie keinen Einfluss auf das Ausschreibungsverfahren oder dessen Ergebnis hat (siehe Abschnitte 3.3.1.5.1. und 3.3.1.5.3.). Für den Fall, dass GEMS als EMSA-Partner ausgewählt wird, hätten sich Belgien und Engie außerdem verpflichtet, die erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, um sicherzustellen, dass GEMS nicht in die anderen Handelstätigkeiten eingreift (siehe Abschnitt 3.3.1.5.3.). Daher hält die Kommission die Ausgestaltung der EMSA-Vereinbarung und die Modalitäten für die Auswahl des EMSA-Partners für geeignet.

(450) Schließlich hatte die Kommission Bedenken, ob die Kombination mehrerer Vergütungsmechanismen, die zusätzlich zum CfD bestehen, geeignet ist, und vertrat die Auffassung, dass das Paket von Teilmaßnahmen im Rahmen der Komponente 1 nur dann als geeignet angesehen werden kann, wenn es nicht zu zusätzlichen unverhältnismäßigen Verzerrungen von Handel und Wettbewerb führt. Da die Kommission keine Anhaltspunkte dafür hat, dass der EMSA-Partner nicht unabhängig handeln würde oder dass Engie von allen Marktrisiken abgeschirmt wäre (durch den angepassten MPRA-Mechanismus, die MOCP-Obergrenze und das 50%ige Kapitalrisiko), kommt sie zu dem Schluss, dass alle Teilmaßnahmen im Rahmen der Komponente 1 sowohl einzeln als auch kombiniert als geeignet betrachtet werden können.

8.3.3.4.2. Geeignetheit von Komponente 2

(451) Wie in Erwägungsgrund 304 des Einleitungsbeschlusses dargelegt, ist die Entsorgung radioaktiver Abfälle durch lange Zeiträume gekennzeichnet und kann daher ein Eingreifen des Staates erfordern. Die letztendliche Verantwortung des Staates für die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung radioaktiver Abfälle ist in Artikel 4 Absatz 1 der Richtlinie 2011/70/Euratom festgelegt.

(452) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen auf eine unabhängige öffentliche Einrichtung, nämlich Hedera, ein geeignetes Mittel ist, um dem belgischen Staat mehr Verantwortung für die Endlagerung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle zu übertragen und ihre Finanzierung über einen langen Zeitraum sicherzustellen. Die Kommission hat auch keine andere Maßnahme oder Struktur als die in Abschnitt 3.3.2.2. beschriebene ermittelt, mit der Belgien diese Ziele gleichermaßen gut erreichen könnte.

(453) Was die in Abschnitt 3.3.2.4. angesprochene Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten aus dem LTO-Projekt („Stilllegungs-Dyssynergien“) anbelangt, so betrifft diese Übertragung nur die durch das LTO-Projekt bedingten Mehrkosten, während die Verbindlichkeiten aus der regulären Stilllegung und dem regulären Rückbau beim Betreiber kerntechnischer Anlagen verbleiben. Die CPN/CNV bestätigte in der Tat, dass Dyssynergien bestehen, die sich auf die Stilllegungs- und Rückbaukosten auswirken, und bezifferte den Betrag. Da nicht Engie/Electrabel, sondern die belgische Regierung die Laufzeitverlängerung beantragt hat, betrachtet die Kommission die Übertragung von Stilllegungs-Dyssynergien durch eine einmalige Pauschalzahlung seitens des belgischen Staates als geeignetes Vorgehen.

(454) Schließlich rechtfertigt die Übertragung der Verbindlichkeiten bezüglich radioaktiver Abfälle auf den Hedera-Fonds, eine eigenständige öffentliche Einrichtung, die die Mittel für ihren vorgesehenen Zweck sichert und die Kosten im Zusammenhang mit den übertragenen Verbindlichkeiten kontrolliert — beides unter der Kontrolle einer unabhängigen staatlichen Stelle (CPN/CNV) –, die Herauslösung der außereuropäischen Aktiva von Electrabel aus dem Konsolidierungskreis von Electrabel und stellt die Geeignetheit der Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen sicher.

(455) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Komponente 2 der angemeldeten Maßnahme, einschließlich ihrer Teilmaßnahmen, geeignet ist, das Marktversagen im Zusammenhang mit den ungewissen Kosten der Abfallentsorgung und der Stilllegung zu beheben.

8.3.3.4.3. Geeignetheit von Komponente 3

(456) Die Kommission ist der Auffassung, dass Nukleartechnologien in besonderem Maße Verzögerungen aus politischen Gründen unterliegen. Daher ist sie, wie in Erwägungsgrund 306 des Einleitungsbeschlusses bereits dargelegt, der Auffassung, dass eine Vereinbarung zur rechtlichen Absicherung geeignet ist, das Marktversagen im Zusammenhang mit politischen und regulatorischen Risiken zu beheben, wie die Kommission auch in ihrem Beschluss in der Sache SA.39487 ([149]) anerkannt hat.

8.3.3.4.4. Schlussfolgerung zur Geeignetheit der Maßnahme

(457) Die Kommission ist der Ansicht, dass die Änderungen an der Maßnahme, einschließlich einer Änderung der Gestaltung des CfD, der Verschärfung des MPRA-Mechanismus und der Einführung einer MOCP-Obergrenze, sowie die zusätzlichen Erläuterungen zur Kombination von Teilmaßnahmen ausreichen, um die Kommission zu der Schlussfolgerung zu veranlassen, dass die Komponente 1 geeignet ist. Die Kommission berücksichtigt auch die besonderen Umstände des Falles, der eine Investition in bestehende Kernkraftwerke, die auf einer veralteten Technologie beruhen, für einen begrenzten Zeitraum betrifft. In Bezug auf die Komponenten 2 und 3 wurden im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens keine Beweise vorgelegt, die von der früheren Schlussfolgerung der Kommission abweichen würden, dass die Komponenten 2 und 3 geeignet sind.

(458) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen betrachtet die Kommission die Teilmaßnahmen im Rahmen der Komponenten 1, 2 und 3 als geeignete Instrumente zur Unterstützung des LTO-Projekts.

8.3.3.5. Angemessenheit

(459) Um die Angemessenheit einer Maßnahme zu beurteilen, muss die Kommission prüfen, ob sich die Maßnahme auf das Minimum beschränkt, das eine erfolgreiche Durchführung des LTO-Projekts zur Erreichung der verfolgten Ziele ermöglicht.

(460) Im Einleitungsbeschluss erläuterte die Kommission, dass bei der Prüfung der Angemessenheit die von den belgischen Behörden vorgeschlagene Kombination von Unterstützungsmaßnahmen, d. h. die Kombination der Komponenten 1, 2 und 3 einschließlich der Kombination von Teilmaßnahmen innerhalb jeder Komponente, berücksichtigt werden muss.

(461) Die Kommission wird in den nachstehenden Abschnitten zunächst prüfen, ob die Komponenten 1, 2 und 3 der angemeldeten Maßnahme, einschließlich ihrer verschiedenen Teilmaßnahmen, angemessen sind. In Abschnitt 8.3.3.6. wird bewertet, inwieweit die Kombination der Komponenten 1, 2 und 3 verhältnismäßig ist und welche möglichen kumulativen Auswirkungen sich daraus ergeben.

([149]) Siehe auch Erwägungsgrund 103 des Beschlusses der Kommission in der Sache SA.39487 (siehe Fußnote 25).

8.3.3.5.1. Angemessenheit der Komponente 1

(462) Wie in Erwägungsgrund 331 des Einleitungsbeschlusses festgestellt, wurden die JDA++, die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung, die ASA und die Entschädigung für Kostendeckungsverluste im Falle des Nichtzustandekommens zu Marktbedingungen abgeschlossen und können daher als angemessen angesehen werden. Wie in Erwägungsgrund 324 des Einleitungsbeschlusses ausgeführt, erkannte die Kommission an, dass die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens für die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung angesichts der Sensitivität und Besonderheiten der LTO-Anlagen möglicherweise nicht geeignet ist, sodass ihre Angemessenheit anhand der Höhe der Gewinnspanne beurteilt werden kann, die Electrabel bei der Durchführung der Vereinbarung erzielt und die zu Marktbedingungen festgelegt werden sollte. Da die in der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung festgelegten Gewinnspannen denjenigen entsprechen, die im Rahmen der LTO-Partnerschaftsvereinbarung mit Luminus angewandt werden, die eine relevante Referenzvereinbarung darstellt, weil sie ähnliche Dienstleistungen abdeckt, betrachtete die Kommission die Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung als angemessen. Außerdem erhielt die Kommission im Rahmen der öffentlichen Konsultation zu dem Fall keine gegenteiligen Beweise bezüglich der Angemessenheit der JDA++, der Betriebs- und Instandhaltungsvereinbarung, der ASA und der Entschädigung für Kostendeckungsverluste im Falle des Nichtzustandekommens.

(463) Das Gemeinschaftsunternehmen wurde im Einleitungsbeschluss ebenfalls als angemessen angesehen, da die belgische Regierung und Electrabel ihre Rechte gleichberechtigt ausüben werden: Die Leitung des Gemeinschaftsunternehmens sowie die Kosten und Einnahmen werden zu gleichen Teilen aufgeteilt.

(464) In diesem Abschnitt bewertet die Kommission die Angemessenheit des internen Zinsfußes (IRR) des LTO-Projekts sowie der übrigen finanziellen Teilmaßnahmen der Komponente 1 (MOCP, WCF, SDC-Darlehen, Gesellschafterdarlehen). Um die Angemessenheit der staatlichen Beihilfemaßnahme sicherzustellen und eine Überkompensation zu vermeiden, muss die staatliche Beihilfemaßnahme die Mindestrendite für den Begünstigten sicherstellen, damit dieser die Investition tätigt. Anders ausgedrückt ist dies die Mindestrendite, die die Finanzierungslücke des Projekts schließt. Die Finanzierungslücke ist definiert als die Differenz zwischen dem Nettogegenwartswert des faktischen Szenarios und des kontrafaktischen Szenarios und ist gleichzeitig der Mindestbetrag an staatlicher Beihilfe, der erforderlich ist, damit die Maßnahme einen Anreizeffekt auf das Unternehmen hat, und der Höchstbetrag an staatlicher Beihilfe, der angemessen ist, um die Investition anzustoßen.

(465) Das Konzept der Finanzierungslücke ist ein fester Bestandteil der normalen unternehmerischen Entscheidungsfindung. Wenn gewinnmaximierende Unternehmen entscheiden, ob sie ein Vorhaben durchführen, bewerten sie den durch das betreffende Vorhaben generierten Wert im Vergleich zu alternativen Vorgehensweisen und wählen diejenige mit der höchsten erwarteten Rendite. Damit Unternehmen bereit sind, ein Vorhaben durchzuführen, das nicht die höchsten Renditeerwartungen erfüllt, müssen sie möglicherweise durch staatliche Beihilfen, die die Finanzierungslücke schließen, dazu angeregt werden.

(466) Um zu ermitteln, welcher Teil der einzelnen Verbesserungen konkret auf die Maßnahme zurückzuführen ist (da solche Verbesserungen möglicherweise nicht nur aufgrund des LTO-Projekts, sondern auch aufgrund anderer Faktoren eintreten würden), legte Belgien ein kontrafaktisches Szenario vor, das der Kommission zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses nicht zur Verfügung stand ([150]). In diesem kontrafaktischen Szenario würde keine Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen erfolgen, was der Fall wäre, wenn keine Vereinbarung mit der belgischen Regierung geschlossen wird. In der kontrafaktischen Analyse werden die Ergebnisse der Maßnahme mit den Ergebnissen verglichen, die ohne die Maßnahme erzielt worden wären. In diesem Fall würde Electrabel i) die Kernreaktoren bis zu ihrem ursprünglichen gesetzlichen Enddatum weiter betreiben und ii) alle abfallbezogenen Verbindlichkeiten behalten. Die belgische Regierung legte die Finanzdaten zu diesem Punkt vor, d. h. die prognostizierten, nicht abgezinsten ([151]) freien Cashflows im Zusammenhang mit dem Betrieb der belgischen Kernkraftwerke für ihre verbleibende Laufzeit (bis zu ihrem gesetzlichen Enddatum im Jahr 2025). Belgien macht geltend, dass die Cashflows der LTO-Anlagen für die verbleibende Dauer der gesetzlichen Laufzeit mit oder ohne das LTO-Projekt unverändert blieben.

(467) In Bezug auf die Angemessenheit von Komponente 1 wurden im Einleitungsbeschluss drei Hauptaspekte genannt, die für die Bewertung durch die Kommission relevant sind:

a) die MOCP und die Bedingungen der WCF, der Gesellschafterdarlehen und der SDC-Darlehen (siehe Abschnitt 8.3.3.5.1.1.)

b) der angestrebte IRR von 7 %, der dem Finanzmodell zugrunde liegt (siehe Abschnitt 8.3.3.5.1.2.)

c) die EMSA-Vereinbarung (siehe Abschnitt 8.3.3.5.1.3.).

([150]) Die kontrafaktische Analyse, auf die im Einleitungsbeschluss Bezug genommen wird, betrifft das Szenario, in dem Engie das LTO-Projekt durchführen würde, ohne eine Vereinbarung mit der belgischen Regierung getroffen zu haben.

([151]) Die freien Cashflows wurden nicht abgezinst, da bis zum gesetzlichen Enddatum weniger als ein Jahr verbleibt.

8.3.3.5.1.1. Angemessenheit der finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1

(468) Erstens vertrat die Kommission, wie im Einleitungsbeschluss ausgeführt, die Auffassung, dass die MOCP tatsächlich einen Backstop für das Gemeinschaftsunternehmen darstellt, da etwaige Einnahmeausfälle infolge einer unzureichenden Stromerzeugung während der Anlauf- und der Betriebsphase durch eine Zahlung des belgischen Staates gedeckt werden, wodurch das Gemeinschaftsunternehmen finanziell vor etwaigen Betriebsrisiken geschützt wird. Die Bedenken in Bezug auf die MOCP bezogen sich vorrangig darauf, dass sie praktisch einem fast unbegrenzten Zuschuss für BE-NUC gleichkommen könnte, wenn in den LTO-Anlagen lange ungeplante Zeiten der Nichtverfügbarkeit auftreten. Wenn ein oder mehrere bedeutende unerwartete Ereignisse dazu führen würden, dass in den LTO-Anlagen während der zehnjährigen Laufzeit des LTO-Projekts kein Strom erzeugt werden kann, könnte die MOCP theoretisch in einer Höhe von bis zu [7 000-8 000] Mio. EUR ausgelöst werden. Belgien übermittelte zusätzliche Erläuterungen zu der nicht zu vernachlässigenden Wahrscheinlichkeit, dass derartige erhebliche ungeplante Ausfälle auftreten (siehe Erwägungsgründe 114 bis 118), und zu den entsprechenden Folgen (siehe Tabelle 11) und sagte zu, die MOCP auf 2 Mrd. EUR zu begrenzen (siehe Erwägungsgrund 121). Dieser Betrag, der in Bezug auf die Höhe der Garantien den Gepflogenheiten der Branche zu entsprechen scheint, ergibt sich aus einem Obergrenzen-Szenario, in dem beide LTO-Anlagen gleichzeitig in zwei aufeinanderfolgenden Jahren nicht verfügbar sind. In Anbetracht der (auf zehn Jahre begrenzten) Laufzeitverlängerung wurden zwei Jahre als die maximale Zeitspanne angesehen, die für die Identifizierung und Lösung eines Problems oder einer Reihe von Problemen entsprechend ihrer Bedeutung aufgewendet werden kann, bevor die Stilllegung des Kraftwerks in Betracht gezogen wird. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass der Betrag der MOCP-Obergrenze angemessen ist.

(469) Zweitens macht Belgien in Bezug auf die SDC-Darlehen geltend, dass diese die Kosten im Zeitraum bis 2028 decken sollen, in dem die LTO-Anlagen planmäßig noch keine Nettogewinne generieren, und dass sie an die belgische Regierung zurückzuzahlen seien, wodurch die Beihilfe so gering wie möglich gehalten werde. Wie im Einleitungsbeschluss ausgeführt, hatte die Kommission Bedenken hinsichtlich der Rückzahlung der SDC-Darlehen, da die SDC-Darlehen in der Praxis eine Finanzierungslinie darstellen, die gegenüber allen anderen Darlehen und auch gegenüber dem Eigenkapital des Gemeinschaftsunternehmens nachrangig ist. Dies bedeutet, dass sie am Ende des LTO-Zeitraums gegebenenfalls nicht zurückgezahlt werden, wenn die Stromerzeugung nicht hoch genug ist, und somit ein erhebliches Risiko besteht, dass der Zinssatz, der auf den niedrigeren OLO-Satz (für fünfjährige Laufzeiten) ([152]) in Belgien plus 200 Basispunkte und 6 % festgelegt ist, nicht berücksichtigt wird. Belgien erläuterte, dass die SDC-Darlehen nur im Falle eines sehr negativen Szenarios nicht zurückgezahlt werden und somit das Risiko der Nichtrückzahlung an den belgischen Staat sehr gering sei (siehe Erwägungsgrund 132). Insbesondere gebe es in einem solchen sehr negativen Szenario auch keine Rendite auf die Kapitaleinlage. Tatsächlich beziehen sich die Risiken der SDC-Darlehen nur auf die Risiken in Bezug auf die Leistung und Rentabilität des Projekts, da die SDC-Darlehen nicht zur Finanzierung der Kapitalkosten verwendet werden. Der Zinssatz ist auf den Höchstbetrag begrenzt, der die Spanne von 6 %-8 %, die im Rahmen des MPRA-Mechanismus für den IRR angestrebt wird, nicht überschreiten würde. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Bedingungen der SDC-Darlehen angemessen sind. Sollte die angemeldete Maßnahme, wie in diesem Beschluss dargelegt, durch die endgültigen Bedingungen der SDC-Darlehen geändert werden, so verpflichtet sich Belgien, diese endgültigen Bedingungen bei der Kommission anzumelden.

(470) Drittens hat Belgien in Bezug auf die Bedingungen der WCF und der Gesellschafterdarlehen im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens klargestellt, dass diese zu Marktbedingungen beschafft würden, wobei die Höhe der Zinssätze noch offen sei, die aber anhand der marktüblichen Zinssätze und der zum jeweiligen Zeitpunkt verfügbaren vergleichbaren Fremdfinanzierung durch Dritte festgelegt würden. Es sei ein Termsheet erstellt worden, in dem die Bedingungen für beide Gesellschafterdarlehen festgelegt seien und die Methode zur Festlegung des Zinssatzes beschrieben werde. Diese Methode stimme mit der Darlehenspolitik von Engie im Bereich der Verrechnungspreise überein und stehe im Einklang mit dem BEPS-Grundsatz der OECD, was sicherstelle, dass der Zinssatz zu Fremdvergleichsbedingungen festgelegt werde. Laut dem Termsheet werde der Zinssatz voraussichtlich ein variabler Zinssatz sein, der sich aus dem 6-Monats-EURIBOR zuzüglich einer Marge von voraussichtlich etwa [0-3] % zusammensetze. Die Kommission stellt fest, dass die Marge, die dem 6-Monats-EURIBOR hinzugerechnet wird, anhand des … veranschlagt wird, bei dem es sich um ein weithin anerkanntes und verwendetes Instrument zur Schätzung von Zinsaufschlägen (Spreads) auf der Grundlage von Kriterien wie Laufzeit, Bonität und Währung des Kredits und des Kreditnehmers handelt. In Bezug auf das Rating, das für das Gemeinschaftsunternehmen bei der Schätzung des Zinsaufschlags berücksichtigt wird, setzt Belgien in Ermangelung eines offiziellen Ratings für BE-NUC durch eine Ratingagentur das niedrigste der für die Gesellschafter des Gemeinschaftsunternehmens vorliegenden Ratings an. Die Gesellschafter sind der belgische Staat (Moody's-Rating von Aa3 ([153]), wie auf der

([152]) Dies entspricht der geschätzten Laufzeit der SDC-Darlehen (fünf Jahre).
([153]) Äquivalent zu AA- in der Ratingterminologie von S&P und Fitch.

Website der belgischen Regierung ([154]) bestätigt, S&P-Rating von AA und Fitch-Rating von AA-, wie auf der Website der belgischen Regierung bestätigt und von der Kommission auch auf dem Portal S&P Capital IQ Pro ([155]) am 16. Januar 2025 überprüft) und Electrabel (Moody's-Rating von Baa1 ([156]), wie im Bericht vom 10. Juli 2024 veröffentlicht ([157]), und Fitch-Rating von BBB+, wie auf der Website von Fitch ([158]) veröffentlicht). Dies ist ein Standardvorgehen, insbesondere in Anbetracht der Tatsache, dass die LTO-Anlagen eine Kerntätigkeit von Electrabel darstellen, die zudem durch eine unbegrenzte Garantie der Muttergesellschaft Engie (Moody's Rating Baa1 ([159]) und Fitch-Rating BBB+ ([160])) gestützt wird, und angesichts der Eigenkapitalstruktur des Gemeinschaftsunternehmens. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Bedingungen der WCF und der Gesellschafterdarlehen angemessen sind. Sollte die angemeldete Maßnahme, wie in diesem Beschluss dargelegt, durch die endgültigen Bedingungen der WCF und der Gesellschafterdarlehen geändert werden, so verpflichtet sich Belgien, diese endgültigen Bedingungen bei der Kommission anzumelden.

(471) In Anbetracht der Einführung einer Obergrenze für die MOCP und der zusätzlichen Klarstellungen zu den SDC-Darlehen und den Bedingungen für die WCF und die Gesellschafterdarlehen ist die Kommission der Auffassung, dass die MOCP, die WCF, die SDC-Darlehen und die Gesellschafterdarlehen angemessen sind.

8.3.3.5.1.2. Angemessenheit der angestrebten Rendite von 7 % (auf der der CfD basiert)

(472) Als Teil der Vergütungsvereinbarung wird ein zweiseitiger CfD zwischen den Parteien gelten. Die Kommission bewertete die Methode zur Festsetzung des Ausübungspreises, unter anderem durch Überprüfung der Parameter, die in das Finanzmodell eingeflossen sind, das die Höhe des Ausübungspreises bestimmt. Wie in Erwägungsgrund 71 ausgeführt, geht Belgien im Basisszenario des unterzeichneten Finanzmodells, das der am 13. Dezember 2023 unterzeichneten Durchführungsvereinbarung zugrunde liegt, davon aus, dass sich die Modernisierungskosten für die beiden Reaktoren auf [2-2,5] Mrd. EUR an Investitionsausgaben belaufen, was einen Ausübungspreis von [80-90] EUR pro MWh ergeben würde, damit über die Laufzeit der LTO-Anlagen einen IRR von 7 % sichergestellt wird. Mit anderen Worten würde die Abzinsung der freien Cashflows zu einem Satz von 7 % nach Steuern zu einem Nettogegenwartswert von null führen, was die Angemessenheit des IRR belegt und die Finanzierungslücke schließt. Darüber hinaus macht Belgien geltend, dass die Vergütungsvereinbarung einen Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung (MPRA) vorsieht, durch den Engie die Risiken teilweise mit dem belgischen Staat teilt, wenn die Marktpreise niedriger oder höher ausfallen als im Basisszenario prognostiziert. Bei niedrigeren Preisen sinkt die Zielrendite (in Form eines niedrigeren Ausübungspreises) von 7 % auf 6 %, während sie bei höheren Preisen (in Form eines höheren Ausübungspreises) auf 8 % steigt.

(473) Im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens legte Belgien zusätzliche Erläuterungen dazu vor, warum die angestrebte Rendite von 7 % und die Spanne von 6 %-8 % angemessen sind, und zeigte, dass der Beihilfebetrag auf das zur Überbrückung der Finanzierungslücke erforderliche Minimum begrenzt ist.

(474) Erstens änderte Belgien das CfD-Modell, sodass die Stromerzeugung aus den LTO-Anlagen besser mit den Marktsignalen abgestimmt ist und dem EMSA-Partner keine Anreize geboten werden, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen. Wie in Abschnitt 8.3.3.4.1. ausgeführt, ist die Kommission der Auffassung, dass das geänderte CfD-Modell tatsächlich geeignet ist.

([154]) Siehe https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Nur die Ratings von S&P und Fitch werden, sofern verfügbar, auf dem der Kommission zugänglichen Portal S&P Capital IQ Pro angezeigt.
([156]) Äquivalent zu BBB+ in der Ratingterminologie von S&P und Fitch.
([157]) Siehe https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Siehe https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 ist äquivalent zu BBB+ in der Ratingterminologie von S&P und Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Siehe https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) Zweitens überarbeitete Belgien das Benchmarking mit der Schlussfolgerung, dass die Rentabilitätsspanne von 6 %-8 % mit den Benchmarks der Branche übereinstimmt; dabei entspricht der IRR von 7 % einer Prämie von etwa 4 % über dem risikofreien Zinssatz von etwa 3 % (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.1.). Die von Belgien vorgelegte internationale Benchmark-Analyse stützt sich soweit wie möglich auf vergleichbare Unternehmen und Projekte. Da der Nuklearsektor auf sehr spezifische und maßgeschneiderte Finanzierungen, oft mit starker staatlicher Beteiligung, angewiesen ist, erscheint es unrealistisch, eine Benchmark für genau gleichwertige Mechanismen vorzuschlagen. Konkret wies Belgien darauf hin, dass die Vielfalt der Markt- und Regulierungsrahmen, der Risikoprofile und der Unternehmens- und Projektmerkmale die Aufstellung einer vollständig vergleichbaren Gruppe von Unternehmen oder Projekten verhindere. Die von Belgien vorgeschlagenen Beispiele können jedoch als einschlägig angesehen werden, da sie sich auf Unternehmen und Projekte stützen, die über kerntechnische Anlagen in verschiedenen Regionen verfügen, bei denen Finanzierungsmechanismen mobilisiert werden, die denen des Projekts am nächsten kommen. Was den IRR von 6 %-8 % betrifft, so scheinen die von Belgien angewandten Parameter, wie bei den meisten Projekten mit vergleichbaren Spannen und finanziellen Schutzmaßnahmen, am unteren Ende der Skala zu liegen.

(476) Drittens änderte Belgien den MPRA-Mechanismus so, dass die Anpassung des IRR an die Marktbedingungen früher ausgelöst wird (siehe Abschnitt 3.3.1.3.2.). Die Anpassung der Schritte des MPRA von 30 % auf 20 %, was einer Verschärfung des Mechanismus entspricht, wird eine schnellere Abwärtsbewegung des IRR bewirken, wenn der Marktpreis unter den Ausübungspreis fällt, bzw. eine schnellere Aufwärtsbewegung des IRR, wenn der Marktpreis den Ausübungspreis übersteigt. Unter sonst gleichen Bedingungen würde dies dazu führen, dass sich Änderungen der Marktpreise innerhalb der Preisspanne stärker auf den IRR des Gemeinschaftsunternehmens auswirken.

(477) Viertens berechnete Belgien auf der Grundlage der angepassten MPRA und der aktuellen Marktpreisprognosen die tatsächliche Rendite, die BE-NUC aktuell erzielen würde, mit 6,5 %, was 0,5 Basispunkte unter dem Zielniveau von 7 % und am unteren Ende der Spanne von 6 %-8 % liegt. Diese Einschätzung beruht auf der Entwicklung der Strommärkte seit der Unterzeichnung der Vereinbarung (2023) und der Tatsache, dass die Prognosen für 2025-2035 zurückgegangen sind. Die Kommission stellt fest, dass diese Einschätzungen mit den aktuellen EEX-Notierungen übereinstimmen. Mit Stand vom 16. Januar 2025 werden folgende Durchschnittspreise prognostiziert: 79,72 EUR/MWh im Jahr 2025, 80,23 EUR/MWh im Jahr 2026, 75,75 EUR/MWh im Jahr 2027, 64,99 EUR/MWh im Jahr 2028 ([161]).

(478) Fünftens verglich Belgien den angestrebten IRR mit den theoretischen Kapitalkosten auf der Grundlage von zwei allgemein anerkannten Methoden, nämlich in Bezug auf die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) und auf die (verschuldungsbereinigten) Eigenkapitalkosten. Belgien berechnete für die WACC eine Spanne von 6,2 % bis 7,4 % und für die verschuldungsbereinigten Eigenkapitalkosten eine Spanne von 6,2 % bis 7,5 %. Um weitergehend zu prüfen, ob der angestrebte IRR angemessen ist, verglich die Kommission in diesem Zusammenhang die belgischen WACC-Zielwerte mit einer marktüblichen WACC-Spanne ([162]). Ein angestrebter IRR oberhalb der Spanne bedeutet eine unangemessen hohe Rendite, eine angestrebter IRR unterhalb der Spanne bedeutet eine unangemessen niedrige Rendite (d. h. eine Rendite, die ein marktorientiert handelnder Investor nicht akzeptieren würde). Zur Schätzung einer theoretischen WACC-Spanne auf der Grundlage von Marktdaten stützt sich die Kommission auf die Standardformel zur Berechnung der WACC, die auch von Belgien verwendet und in Abschnitt 3.3.1.3.1.2.1. erläutert wird.

(479) Für die Eigenkapitalkosten stützte sich die Kommission auf die ebenfalls von Belgien verwendete und in Abschnitt 3.3.1.3.1.2.2. erläuterte Standardformel für Berechnungen nach dem Capital Asset Pricing Model (CAPM), indem sie die einzelnen Komponenten auf der Grundlage der Marktdaten wie nachfolgend dargelegt veranschlagte.

(480) Für den risikofreien Zinssatz zieht die Kommission entsprechend dem belgischen Ansatz die Renditen der belgischen Staatsanleihen (OLO) für zehnjährige Laufzeiten heran, die dem auf Euro lautenden risikofreien Faktor im Länderrating Belgiens sehr nahekommen und die gleiche Laufzeit betreffen wie das Projekt. Für den Mittelungszeitraum berücksichtigte die Kommission einen gleitenden Mittelwert über sechs Monate und einen über zwölf

([161]) Siehe https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Da für die verschuldungsbereinigten Eigenkapitalkosten und die WACC dieselben Marktparameter verwendet werden, konzentriert sich die Kommission in diesem Abschnitt auf die Berechnung der WACC.

Monate, die sich im September 2024 auf 3,01 % bzw. 3,03 % beliefen ([163]). Die geschätzte Spanne des risikofreien Zinssatzes liegt somit innerhalb der von Belgien berechneten Spanne mit 2,8 % als unterem und 3,11 % als oberem Schätzwert (basierend auf den gleitenden Mittelwerten über zwölf Monate zur Jahresmitte bzw. zum Jahresende 2023). Diese Schätzwerte stehen auch im Einklang mit den gemittelten risikofreien Zinssätzen, die in Belgien nach Daten von Fernandez et al. ([164]) für Anfang 2024 verwendet wurden.

(481) Bei der Marktrisikoprämie geht Belgien auf der Grundlage der Daten von Damodaran und Kroll von einer Spanne zwischen 5,27 % und 5,75 % aus (siehe Tabelle 8). Diese Datenbanken sind in der Finanz- und Geschäftswelt weithin anerkannt und gelten als verlässlich. Die Kommission hält diese Quellen für verlässlich und geht in ihrem niedrigen Szenario vom Durchschnitt der Daten von Damodaran (5,27 %) und in ihrem hohen Szenario von der konservativen Zahl Belgiens von 5,75 % aus. Bei ihrem Basisszenario berücksichtigte die Kommission eine dritte weithin anerkannte und als verlässlich eingestufte Datenquelle, nämlich die von Fernandez et al. ([165]) veröffentlichten jährlichen Erhebungsdaten, in denen die Marktrisikoprämie Anfang 2024 auf 5,7 % veranschlagt wird. Aus Gründen der Vorsicht wendet die Kommission in ihrem Basisszenario den Mittelwert der drei Quellen (Damodaran, Kroll und Fernandez) heran, der 5,57 % beträgt.

(482) Für den verschuldungsbereinigten (ungehebelten) Beta-Faktor bewertete die Kommission die beiden von Belgien vorgeschlagenen Methoden, die auf dem einfachen Durchschnitt und dem Median des Hebels (Fremdkapital/Eigenkapital) von fünf vergleichbaren Versorgungsunternehmen sowie auf dem als gleitender Fünfjahresdurchschnitt geschätzten Beta-Faktor von Mitte 2023 mit täglicher Bewertung beruhen. Die Kommission ist der Ansicht, dass diese Methode und die Datenquelle (Bloomberg) mit weithin anerkannten Methoden übereinstimmen ([166]). In ihrem Basisszenario verwendet die Kommission den Durchschnitt der unteren ([0,40-1,00]) und der oberen ([0,40-1,00]) Schätzwerte für ihr Basisszenario ([0,40-1,00]). Für den Prozess der Enthebelung und Hebelung der Beta-Schätzungen stützt sich die Kommission wie Belgien auf den Hamada-Ansatz (wie in Tabelle 6beschrieben) und verwendet aus Gründen der Vorsicht die Untergrenze der belgischen Schätzung für den Zielhebel (Fremdkapital/Eigenkapital) von 53 %.

(483) In Bezug auf den Verschuldungsgrad (Gearing) ([167]) weist die Kommission darauf hin, dass die Spanne von 34,6 % bis 35,2 % (siehe Tabelle 6) aus der Zielhebelspanne von 53 % bis 54,5 % basierend auf den Vergleichsunternehmen abgeleitet wird, die für die in Erwägungsgrund 482 erläuterten Beta-Schätzungen herangezogen wurden. Aus Gründen der Vorsicht verwendet die Kommission in ihrem Basisszenario die Untergrenze der Schätzungen ([168]).

(484) Für die Schätzung der Schuldenkosten vor Steuern wendet Belgien eine weithin anerkannte Methode an, bei der auf den risikofreien Zinssatz ein Unternehmensspread (auf der Grundlage des Wirtschaftszweigs des Unternehmens) aufgeschlagen wird. Im Einklang mit dieser Methode schlägt die Kommission in ihrem Basisszenario auf den risikofreien Zinssatz von 3,03 % (Basisszenario) den Durchschnitt der Unternehmensspreads von Anfang 2023 (2,69 %) und Anfang 2024 (2,17 %) ([169]) auf.

([163]) Daten abgerufen von S&P Capital IQ Pro am 4. September 2024.

([164]) Weithin anerkannte Datenquelle. Prof. Fernandez et al. veröffentlichen jährlich eine Übersicht über die Marktrisikoprämie und den risikofreien Zinssatz, die für viele Länder verwendet werden. Die Übersicht für 2024, in der ein gemittelter risikofreier Zinssatz von 3,1 % ermittelt wurde, ist abrufbar unter: Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín, Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 — https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Weithin anerkannte Datenquelle. Prof. Fernandez et al. veröffentlichen jährlich eine Übersicht über die Marktrisikoprämie und den risikofreien Zinssatz, die für viele Länder verwendet werden. Die Übersicht für 2024, in der eine durchschnittliche Marktrisikoprämie von 5,7 % ermittelt wurde, ist abrufbar unter: Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín, Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024.

([166]) Die Verwendung eines gleitenden Fünfjahresdurchschnitts mit täglicher Bewertung ermöglicht eine Glättung der kurzfristigen Volatilität und bietet ein stabileres Maß für das Risiko.

([167]) Der Verschuldungsgrad (Fremdkapital/Gesamtkapital) wird aus dem Zielhebel abgeleitet, der für den in Abschnitt 3.3.1.3.1.2. erläuterten Prozess der Enthebelung und Hebelung der Beta-Schätzung verwendet wurde. Der Verschuldungsgrad wird berechnet als (Zielhebel/(1+Zielhebel)).

([168]) Der Verschuldungsgrad stimmt im Wesentlichen auch mit den von Damodaran bereitgestellten Brancheninformationen überein, wo der durchschnittliche Verschuldungsgrad im Energiesektor 2023 mit 39,25 % veranschlagt wird (im Januar 2024 veröffentlichte Zahlen, verfügbar unter https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Abgerufen auf der Website von Damodaran unter „Archived Data“ (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), Dateien 1/24 und 1/23 für Europa im Abschnitt „Costs of Capital by Industry“.

(485) Die Schlussfolgerungen der Kommission zu den WACC sind nachstehend in Tabelle 17 aufgeführt. In der Tabelle sind drei WACC-Szenarien dargestellt, die sich aus drei Reihen von Annahmen ergeben: „Belgien Niedrig“, „Basisszenario“ der Kommission und „Belgien Hoch“.

Tabelle 17

Darstellung von drei WACC-Szenarien

Szenarien (*)	Belgien Niedrig	Basisszenario KOM	Belgien Hoch
Risikofreier Zinssatz	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Marktrisikoprämie	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Verschuldungsbereinigter Beta-Faktor	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Verschuldungsgrad	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Steuersatz	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Auf die erste Dezimalstelle gerundete Zahlen

(486) Die in Tabelle 17 dargestellten WACC-Parameter ergeben für die WACC im Basisszenario der Kommission einen Wert von etwa 7,0 %, was innerhalb der Spanne der belgischen Schätzungen in den Szenarien „Belgien Niedrig“ und „Belgien Hoch“ liegt. Der angestrebte IRR von 7 % liegt innerhalb dieser Spanne. Dabei ist Folgendes zu beachten:

a) Diese Zahlen enthalten keine spezifische Prämie für nukleartechnische Risiken oder andere Zuschläge wie eine Illiquiditätsprämie, wodurch der Risikominderung durch die verschiedenen in den vorstehenden Abschnitten beschriebenen Maßnahmen Rechnung getragen wird ([170]).

b) Zur Schätzung des Beta-Faktors und des Verschuldungsgrads im Szenario „Belgien Niedrig“ wurde der einfache Durchschnitt der ausgewählten Vergleichsunternehmen herangezogen. Speziell in Bezug auf den Beta-Faktor weist Belgien jedoch in seinen zusätzlichen Erläuterungen zu der Spanne bei den im Dezember 2024 vorgelegten Kapitalkostenschätzungen (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.2.) darauf hin, dass ein einfacher Durchschnitt vergleichbarer Beta-Faktoren die Marktrisiken eines Versorgungsunternehmens, bei dem Kernenergie einen Teil des Erzeugungsportfolios bildet, unterschätzen würde, indem Unternehmen mit unterschiedlicher Portfoliozusammensetzung gleich gewichtet werden ([171]). Aus diesem Grund hat Belgien seine Schätzungen für den verschuldungsbereinigten Beta-Faktor leicht revidiert, indem es das Unternehmen mit dem geringsten Kernenergieanteil an seinen Aktiva von dem einfachen Durchschnitt aller Vergleichsunternehmen ausgenommen hat, was einen Wert von [0,40-1,00] ergibt, und indem es den Durchschnitt der verschuldungsbereinigten Beta-Faktoren der beiden Unternehmen mit dem höchsten Kernenergieanteil herangezogen hat, was einen Wert von [0,40-1,00] ergibt. Die Kommission erkennt die Stichhaltigkeit der von Belgien vorgebrachten Argumente an. Würde der Durchschnitt ([0,40-1,00]) der beiden verschuldungsfreien Beta-Schätzungen für die WACC im Rahmen des Basisszenarios der Kommission verwendet, ergäbe sich ein etwas höherer WACC-Schätzwert von 7,12 %.

c) Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.1.3.1.3. genannten revidierten Marktpreisprognosen (Strom) beträgt der geschätzte realisierte IRR 6,5 %.

(487) Schließlich ist, wie in Erwägungsgrund 318 des Einleitungsbeschlusses erwähnt, die Angemessenheit der finanziellen Teilmaßnahmen der Komponente 1 mit ihrer Geeignetheit verknüpft. Wie in Abschnitt 8.3.3.4.1. ausgeführt, gelangte die Kommission zu dem Schluss, dass das Paket finanzieller Teilmaßnahmen der Komponente 1 als geeignet angesehen werden kann, um Marktversagen und Risiken im Zusammenhang mit kerntechnischen Investitionen zu beheben.

([170]) Dies steht im Einklang mit der Entscheidung in der Sache Dukovany.

([171]) Siehe Belgien, Dezember 2024, „SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates“: Iberdrola beispielsweise (mit einem verschuldungsfreien Beta von [0,00-0,60]) hielt 5 % seiner installierten Kapazität in kerntechnischen Anlagen, und 14 % seiner Stromerzeugung stammten aus Kernenergie. Zur gleichen Zeit entfielen bei Fortum 53 % der gesamten Stromerzeugung auf Kernenergie, und der Beta-Wert lag bei [0,40-1,00].

(488) Aus den genannten Gründen ist die Kommission der Auffassung, dass Belgien die Angemessenheit des CfD-Modells und des zugrunde liegenden IRR hinreichend nachgewiesen hat.

8.3.3.5.1.3. Angemessenheit der EMSA-Vereinbarung

(489) Schließlich bestätigte Belgien im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens, dass eine Ausschreibung für die Auswahl des EMSA-Partners durchgeführt werde, und erläuterte die für den EMSA-Partner geltenden Auswahlkriterien und -bedingungen genauer (siehe Abschnitt 3.3.1.5.1.). Die Kommission ist der Ansicht, dass das Ausschreibungsverfahren wettbewerbsorientiert, d. h. offen, klar, transparent und diskriminierungsfrei, ist und auf objektiven Kriterien beruht, die im Voraus im Einklang mit dem Ziel der Maßnahme und der Minimierung des Risikos strategischer Ausschreibungen festgelegt wurden. Die Auswahlkriterien wurden auch auf den einschlägigen belgischen und EU-Plattformen veröffentlicht, und zwar so rechtzeitig vor Ablauf der Frist für die Einreichung der Anträge, dass ein wirksamer Wettbewerb möglich war. Belgien führte auch zusätzliche Bestimmungen und Vorkehrungen ein, um sicherzustellen, dass die Ziele der EMSA erreicht und die erwarteten Dienstleistungen angemessen erbracht werden (z. B. Auskunftsersuchen, RFC, wie in Abschnitt 3.3.1.5.1. erläutert).

(490) Belgien hat außerdem Maßnahmen ergriffen, um potenzielle Interessenkonflikte mit Engie während der Durchführung des Ausschreibungsverfahrens wirksam zu ermitteln und zu verhindern.

(491) Um den Bedenken der Kommission in Erwägungsgrund 328 des Einleitungsbeschlusses Rechnung zu tragen, änderte Belgien auch das CfD-Modell, indem es die Entscheidungsbefugnis über wirtschaftsbedingte Modulationen an den EMSA-Partner übertrug, der durch die geänderte Vergütungsformel die richtigen Anreize erhalten hat, Entscheidungen über wirtschaftsbezogene Modulationen im Einklang mit den Marktbedingungen zu treffen, wodurch eine optimale Einspeisung und Instandhaltung der LTO-Anlagen sichergestellt wird und die Anreize für eine Erzeugung in Zeiten negativer Preise verringert werden (siehe Abschnitt 8.3.3.4.1.). Daher ist die Kommission der Ansicht, dass dem EMSA-Partner kein Anreiz geboten wird, die volle Kapazität der LTO-Anlagen auf dem DAM zum niedrigsten zulässigen Preis anzubieten.

(492) Die geänderte Vergütungsformel für den EMSA-Partner sorgt auch für das richtige Gleichgewicht zwischen den erhöhten Risiken von Abschaltungen und der Aufrechterhaltung der richtigen Anreize für den EMSA-Partner, sich um Ausgewogenheit zu bemühen. Daher geht die Kommission davon aus, dass die EMSA-Ausschreibung genügend Bieter anziehen wird.

(493) Darüber hinaus hat Belgien klargestellt, dass besondere Bestimmungen und Maßnahmen für den Fall vorgesehen sind, dass die GEMS an der Ausschreibung teilnimmt und ausgewählt wird oder im Falle eines erfolglosen Ausschreibungsverfahrens vorübergehend als EMSA-Partner eingesetzt werden muss (siehe Abschnitt 3.3.1.5.3.). Die Kommission ist der Auffassung, dass diese Maßnahmen ausreichen, um die Unabhängigkeit des EMSA-Partners unter allen Umständen sicherzustellen.

(494) Aus den oben dargelegten Gründen ist die Kommission der Auffassung, dass Belgien die Angemessenheit der EMSA hinreichend nachgewiesen hat.

8.3.3.5.2. Angemessenheit der Komponente 2

(495) Um festzustellen, ob die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen angemessen ist, hat die Kommission geprüft, ob die Bedingungen, zu denen die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen erfolgt, so festgelegt sind, dass das Risiko von Kostenüberschreitungen zulasten des Staates und die damit verbundene Unsicherheit so weit wie möglich verringert werden. Aufgrund des Charakters der Entsorgung radioaktiver Abfälle und der noch bestehenden Unsicherheit in Bezug auf die Standortauswahl und die Kosten der Endlagerung lässt sich die Möglichkeit von Kostenüberschreitungen wahrscheinlich nicht vollständig ausschließen, wie die Kommission in früheren Entscheidungen über die Haftung für radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente (siehe Fußnote 149) anerkannt hat.

(496) Die Kommission wies in früheren Fällen auch darauf hin, dass die Entsorgung radioaktiver Abfälle durch lange Zeiträume gekennzeichnet ist und daher ein Eingreifen des Staates erfordern kann. Zudem macht Belgien geltend, dass die Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen im Hinblick auf die verantwortungsvolle und sichere Entsorgung radioaktiver Abfälle in Artikel 4 Absatz 1 der Richtlinie 2011/70/Euratom verankert ist, wonach die abschließende Verantwortung in dieser Hinsicht dem Staat obliegt, sowie in dem Gemeinsamen Übereinkommen über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle. Ein Eingreifen des Staates könne gerechtfertigt sein, um das Risiko zu vermeiden, dass der Staat in Zukunft stärker belastet wird, wenn keine Maßnahmen ergriffen werden.

(497) Belgien bringt außerdem vor, dass der belgische Betreiber kerntechnischer Anlagen im Einklang mit dem in der Empfehlung 2006/851/Euratom festgelegten Verursacherprinzip angemessene finanzielle Mittel zurückgestellt habe, um die Kosten der Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle während der Betriebsdauer der sieben Kernreaktoren zu tragen. Die Angemessenheit dieser Finanzmittel werde von der CPN/CNV regelmäßig überprüft. Darüber hinaus stehe das derzeitige Abfallabkommen weiterhin mit dem Verursacherprinzip im Einklang und erfülle die in Artikel 4 Absatz 3 Buchstabe e, Artikel 5 Absatz 1 Buchstabe f und Artikel 9 der Richtlinie 2011/70/Euratom genannten Anforderungen, und zwar aus folgenden Gründen:

a) Der Betreiber kerntechnischer Anlagen bleibe für die Stilllegungsverpflichtungen und die Tätigkeiten verantwortlich, mit denen radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente mit den vertraglichen Übertragungskriterien in Einklang gebracht werden. Diese vertraglichen Übertragungskriterien könnten als sehr streng angesehen werden, wodurch das dem belgischen Staat entstehende Risiko weiter gemindert werde. Der Staat trage auch keine finanzielle oder sonstige Verantwortung für den vor der Übertragung stattfindenden Teil der Entsorgung, der vom Betreiber kerntechnischer Anlagen übernommen werde.

b) Die Abfallmenge sei vorab festgelegt worden, und der Betreiber kerntechnischer Anlagen trage über die Mengenanpassungsgebühr das Mengenrisiko, wenn mehr Abfälle als vereinbart anfallen, erhalte jedoch keine Erstattung im Falle geringerer Abfallmengen.

c) In der Pauschalzahlung sei eine Risikoprämie enthalten, um Sicherheiten abzudecken, für die nach IAS 37 (International Accounting Standards) noch keine Rückstellungen gebildet werden mussten.

d) Die Zahlung des Pauschalbetrags von 15 Mrd. EUR durch Electrabel erfolge sofort und nicht über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten und werde von einer unabhängigen öffentlichen Einrichtung (Hedera) verwaltet und angelegt, die die Mittel für den vorgesehenen Zweck sichere und die Kosten im Zusammenhang mit den übertragenen Verbindlichkeiten kontrolliere, beides unter der Kontrolle einer unabhängigen staatlichen Stelle (CPN/CNV). Dadurch werde sichergestellt, dass die finanziellen Mittel zur Verfügung stehen, wenn die Endlagerung radioaktiver Abfälle aufgenommen wird, und würden die Risiken im Zusammenhang mit einer möglichen Insolvenz von Electrabel verringert. Durch die pauschale Vorauszahlung der gedeckelten Beträge werde der belgische Staat bereits über die finanziellen Mittel verfügen und nicht mehr von der Existenz eines privaten Betreibers kerntechnischer Anlagen in ferner Zukunft abhängig sein.

(498) Die Kommission erkannte in den Erwägungsgründen 337 bis 340 des Einleitungsbeschlusses an, dass das zwischen Belgien und Engie geschlossene Abfallabkommen viele positive Merkmale aufweist, darunter i) die sofortige Barzahlung auf der Grundlage der aktuellen (von internationalen Wirtschaftsprüfern zertifizierten) Nuklearrückstellungen und einschließlich einer Risikoprämie, die den belgischen Staat gegen eine mögliche Zahlungsunfähigkeit des Betreibers kerntechnischer Anlagen absichert, ii) die Aufnahme der Mengenanpassungsgebühr für den Fall, dass eine höhere Menge an radioaktiven Abfällen anfällt als derzeit prognostiziert, und iii) die Aufnahme strenger vertraglicher Übertragungskriterien.

(499) Die Kommission ist der Ansicht, dass die Übertragung der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen auf den Hedera-Fonds, eine eigenständige öffentliche Einrichtung, die die Mittel für ihren vorgesehenen Zweck sichert und die Kosten im Zusammenhang mit den übertragenen Verbindlichkeiten kontrolliert — beides unter der Kontrolle einer unabhängigen staatlichen Stelle (CPN/CNV) –, die Herauslösung der außereuropäischen Aktiva von Electrabel aus dem Konsolidierungskreis von Electrabel (und die begleitende Überwachung durch die CPN/CNV) rechtfertigt und die Angemessenheit der Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen sicherstellt, da bestätigt wurde, dass sich bei Abschluss der Transaktion Aktiva im Wert von mindestens 4 Mrd. EUR im Konsolidierungskreis von Electrabel befinden. Darüber hinaus kann die Herauslösung, wie in Erwägungsgrund 334 des Einleitungsbeschlusses bereits ausgeführt, als angemessen angesehen werden, da durch die Muttergesellschaft Engie eine unbegrenzte und nicht kündbare Garantie gewährt wird, die i) die Stilllegungsverpflichtungen von Electrabel (was auch das Risiko einschließt, dass der Wert der Rückstellungen unzureichend ist), ii) das Mengenrisiko im Rahmen der Abfallbegrenzungsvereinbarung und iii) die Rückzahlung von Darlehen an Synatom abdeckt.

(500) Schließlich stellte Belgien auch klar, dass im unterzeichneten Finanzmodell die Kosten für die Entsorgung von Abfällen und abgebrannten Brennelementen aus dem LTO-Projekt oder deren Backend-Kosten berücksichtigt werden, die auf etwa 0,9 Mio. EUR pro Brennelement (zu Werten von 2022) geschätzt werden (siehe Erwägungsgrund 177), sodass diese Werte für Abfälle gezielt dem Zeitraum der Laufzeitverlängerung zugerechnet werden können und im Abfallabkommen nicht berücksichtigt werden.

(501) In Bezug auf die Angemessenheit von Komponente 2 wurden im Einleitungsbeschluss drei wichtige zu klärende Fragen genannt, die für die Bewertung durch die Kommission relevant sind:

a) die Höhe des Abzinsungssatzes zur Berechnung des Gegenwartswerts der übertragenen Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen, und dass diese Höhe möglicherweise nicht die sehr langfristigen Risiken im Zusammenhang mit einer vollständigen Übertragung aller Abfallverbindlichkeiten auf den belgischen Staat widerspiegelt (wie die CPN/CNV in ihrer Empfehlung darlegt)

b) die Höhe der Risikoprämie

c) der Wert der Übertragung zusätzlicher Stilllegungsverbindlichkeiten aus dem LTO-Projekt, der zum Zeitpunkt der Würdigung im Einleitungsbeschluss noch nicht bekannt war.

(502) Erstens wandte Belgien zur Berechnung des Gegenwartswerts der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen einen einheitlichen nominalen Abzinsungsfaktor von 3 % ausgehend von einer Inflationsrate von 2 % und einem realen Zinssatz von 1 % an und folgte damit nicht der Empfehlung der CPN/CNV, in der ein zweistufiger Ansatz empfohlen wird, bei dem für die ersten 30 Jahre ein Abzinsungssatz von 3,17 % (ausgehend vom OLO-Satz für 30-jährige Laufzeiten) und für den Zeitraum danach ein Abzinsungssatz von 2,17 % (ausgehend vom risikofreien Zinssatz) angewandt wird. Die Kommission stellte das Abweichen Belgiens von dem von der CPN/CNV empfohlenen Ansatz infrage.

(503) Wie in Abschnitt 3.3.2.3.1. ausgeführt, erläuterte Belgien, dass es sich bei dem Abzinsungssatz von 3 % um einen konservativen langfristigen Zinssatz handele, der mit dem simulierten einheitlichen Satz entsprechend dem zweistufigen Ansatz der CPN/CNV (berechnet zu verschiedenen Zeitpunkten) und der Ultimate Forward Rate (UFR) der EIOPA vergleichbar sei. Wie aus Tabelle 14 hervorgeht, liegt der Abzinsungssatz von 3 % am unteren Ende der Spanne dieser anderen Referenzsätze, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten seit der Unterzeichnung der Durchführungsvereinbarung ermittelt wurden.

(504) Der Zinssatz von 3 % stimmt auch mit dem belgischen OLO-Satz für 30-jährige Laufzeiten überein und wäre angesichts des langen Zeitraums und angesichts der Tatsache, dass die 3 % bereits an der Untergrenze der verschiedenen Schätzungen liegen, nach den marktüblichen Gepflogenheiten die beste verfügbare Schätzung. Er ist zudem deutlich niedriger als der von Deutschland in einem ähnlichen Fall verwendete und von der Kommission in der Sache SA.45296 genehmigte Abzinsungssatz von 4,58 %.

(505) Bei der Berechnung der Abfallbegrenzung geht Belgien von einer konstanten Inflationsrate von 2 % aus, was dem langfristigen Inflationsziel der EZB entspricht. Die CPN/CNV äußerte Bedenken, dass die tatsächliche Inflation der Kosten für Bautätigkeiten an kerntechnischen Anlagen (basierend auf dem ABEX-Index) über dem Inflationsziel der EZB von 2 % liegen könnte (siehe Erwägungsgrund 278). Belgien argumentiert, dass das Inflationsziel der EZB von 2 % bei der Berechnung der Abfallbegrenzung der richtige Näherungswert für die Inflation sei, da i) der ABEX-Index nur ein schwacher Näherungswert für die Baukosten im kerntechnischen Bereich sei, weil er nur den Wohnungsbau abbilde, und ii) die zugrunde liegenden strukturellen Trends beim ABEX-Index und beim VPI-Index ähnlich seien. Die Kommission akzeptiert Belgiens Begründung dafür, entsprechend den marktüblichen Gepflogenheiten die EZB-Zielrate von 2 % zugrunde zu legen.

(506) Daher gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass ein Abzinsungssatz von 3 % als konservativ und somit angemessen angesehen werden kann.

(507) Zweitens erläuterte Belgien bezüglich der Höhe der Risikoprämie, dass auf den Grundbetrag von 9 815 Mio. EUR eine bedeutende zusätzliche Risikoprämie in Höhe von 5 185 Mio. EUR aufgeschlagen wurde, um verbleibende Unsicherheiten abzudecken, und zwar auf der Grundlage eines technischen Vermerks der NERAS.

(508) Belgien erläuterte während der Phase des förmlichen Prüfverfahrens, wie die in dem Vermerk der NERAS angeführten Unsicherheiten und Risiken, die aus der Übertragung der finanziellen Verantwortung für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente von den sieben belgischen Kernkraftwerken auf den belgischen Staat resultieren, bei der Berechnung der Risikoprämie berücksichtigt wurden (siehe Tabelle 15).

(509) Die Kommission erkennt an, dass es nicht einfach ist, all diese Risiken zu quantifizieren und ihre Wahrscheinlichkeit zu bewerten. Dennoch ist sie der Auffassung, dass die in der Abfallbegrenzungsvereinbarung vorgesehene Risikoprämie alle in dem Vermerk der NERAS aufgeführten Risiken abdecken soll, bei denen das Eintreten weniger wahrscheinlich ist als das Nichteintreten, und bewertet die Risikoprämie von 5 185 Mio. EUR daher als angemessen.

(510) Drittens nimmt die Kommission bezüglich der Berechnung des Betrags der Stilllegungs-Dyssynergien die Empfehlung der CPN/CNV zur Kenntnis, den von Engie vorgeschlagenen Betrag (nominal) auf [100-500] Mio. EUR zu senken (siehe Erwägungsgrund 200), und betrachtet diesen Betrag als angemessen.

(511) In Anbetracht der vorstehenden Erwägungen und der zusätzlichen Erläuterungen Belgiens ist die Kommission der Auffassung, dass die Komponente 2 der Maßnahme angemessen ist.

8.3.3.5.3. Angemessenheit der Komponente 3

(512) Die mit Engie vereinbarten Bestimmungen zur rechtlichen Absicherung sehen vor, dass der belgische Staat Engie für die direkten Verluste entschädigt, die Engie tatsächlich entstehen, wenn neue Vorschriften für die Betreiber kerntechnischer Anlage in Belgien oder für die kerntechnischen Tätigkeiten von Electrabel erlassen werden, die sich negativ auf die Bedingungen der Transaktion auswirken.

(513) Im Falle einer einseitigen Handlung des belgischen Staates, die zur vorzeitigen Abschaltung der Kernreaktoren Doel 4 und Tihange 3 oder zur Änderung der in den Vereinbarungen festgelegten wirtschaftsbezogenen Parameter führt, können die Eigentümer der Kernkraftwerke die in den Vereinbarungen enthaltenen Entschädigungsklauseln in Anspruch nehmen und vor einem Gericht oder einem Schiedsgericht eine Entschädigung beantragen. Die klagende Partei muss ihren Anspruch nachweisen, und die Höhe der Entschädigung wird nicht vom belgischen Staat oder von den Eigentümern der Kernreaktoren, sondern von einem Dritten festgelegt.

(514) Wie im Einleitungsbeschluss bereits ausgeführt, sollte das Verfahren vor einem Gericht oder Schiedsgericht zur Bestimmung der Höhe des zu ersetzenden Schadens sicherstellen, dass der Beihilfebetrag auf ein Minimum beschränkt und somit angemessen ist.

8.3.3.5.4. Schlussfolgerung zur Angemessenheit der Maßnahme

(515) Die Kommission ist der Ansicht, dass die Änderungen an der Maßnahme, einschließlich einer Änderung des CfD-Modells, der Verschärfung des MPRA-Mechanismus und der Einführung einer MOCP-Obergrenze, sowie die zusätzlichen Erläuterungen zur Kombination von Teilmaßnahmen ausreichen, um die Kommission zu der Schlussfolgerung zu veranlassen, dass die Komponente 1 angemessen ist. Die Kommission berücksichtigt damit auch die besonderen Umstände des Falles, der eine Investition in bestehende Kernkraftwerke, die auf einer veralteten Technologie beruhen, für einen begrenzten Zeitraum von zehn Jahren betrifft. Darüber hinaus hält die Kommission die zusätzlichen Erläuterungen zur Berechnung des Abzinsungssatzes und der Risikoprämie für ausreichend, um zu dem Schluss zu gelangen, dass die Komponente 2 der Maßnahme angemessen ist. Was schließlich die Komponente 3 betrifft, wurden im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens keine Beweise vorgelegt, die von der früheren Schlussfolgerung der Kommission abweichen würden, dass die Komponente 3 angemessen ist.

(516) In Anbetracht der vorstehenden Ausführungen betrachtet die Kommission die Teilmaßnahmen im Rahmen der Komponenten 1, 2 und 3 als angemessene Instrumente zur Unterstützung des LTO-Projekts.

8.3.3.6. Kombination der drei Komponenten und mögliche kumulative Auswirkungen

(517) In seiner Antwort auf den Einleitungsbeschluss (siehe Abschnitt 4.4.4.) machte Belgien geltend, dass die Komponenten 1, 2 und 3 der Maßnahme zwar demselben Zweck — der Verlängerung der Laufzeit der LTO-Anlagen — dienten und zum selben Zeitpunkt eingeführt worden seien, sich aber hinsichtlich des Gegenstands und der Art, des Zwecks und der Begünstigten unterschieden, sodass alle Komponenten und Teilkomponenten der Maßnahme als komplementär zueinander betrachtet werden könnten, was mögliche kumulative Auswirkungen begrenze.

(518) In Bezug auf Belgiens Vorbringen (siehe Erwägungsgründe 517 und 419), dass jede der drei Komponenten des LTO-Projekts ein spezifisches Risiko oder eine spezifische Gruppe von Risiken und spezifische Marktversagen, wie in Erwägungsgrund 418 ausgeführt, betreffe, erkannte die Kommission in früheren Beschlüssen zu Kernenergie an, dass die Kombination dieser spezifischen Risiken und Marktversagen einzigartig für die Kerntechnik ist ([172]) und ein allgemeines Merkmal aller EU-Märkte, einschließlich des belgischen Strommarkts, darstellt.

(519) Die Kommission ist der Auffassung, dass jede der drei Komponenten der Maßnahme ein gesondertes Risiko und Marktversagen abdeckt und dass in dieser Hinsicht keine Überschneidungen zwischen den drei Komponenten bestehen. Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Kombination der drei Komponenten der Maßnahme (Komponente 1, Komponente 2 und Komponente 3) erforderlich und geeignet ist, um alle im Zusammenhang mit Kerntechnologien ermittelten Risiken (technische Risiken und Projektmanagementrisiken, Markt- und Investitionsrisiken, langfristige Risiken im Zusammenhang mit der Entsorgung radioaktiver Abfälle und der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken sowie regulatorische und politische Risiken) abzudecken.

(520) Hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit des kombinierten Maßnahmenpakets vertrat die Kommission im Einleitungsbeschluss die Auffassung, dass Belgien die Auswirkungen der drei Komponenten der Maßnahme aufeinander nicht ausreichend nachgewiesen hat, insbesondere was die Verhältnismäßigkeit des kombinierten Pakets aller Teilmaßnahmen betrifft.

(521) Belgien stellte während des förmlichen Prüfverfahrens klar, dass das Finanzierungsmodell, auf dem die finanziellen Unterstützungsmaßnahmen der Komponente 1 beruhten, die Mehrkosten im Zusammenhang mit den betriebsbedingten Abfällen und abgebrannten Brennelementen, die in den LTO-Anlagen während des LTO-Zeitraums erzeugt würden, sowie den Betrag der (vom belgischen Staat getragenen) Stilllegungs-Dyssynergien abdecke, während sich das Abfallabkommen nicht nur auf die LTO-Anlagen, sondern auf alle sieben Kernreaktoren in Belgien beziehe und alle Rückstellungen für Kernenergie einschließe, die bis zu den ursprünglichen gesetzlichen Enddaten der sieben Kernreaktoren zu bilden seien (siehe Abschnitt 3.3.2.5.). Daher stimmt die Kommission zu, dass die Kosten für radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente, soweit erforderlich, im Finanzmodell von Komponente 1 berücksichtigt wurden, auf dem die Kalibrierung der finanziellen Teilmaßnahmen von Komponente 1 beruht, während sich der größte Teil des Abfallabkommens in Komponente 2 (die sich auf die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen bis zum ursprünglichen gesetzlichen Enddatum der sieben Kernreaktoren bezieht) nicht mit den finanziellen Teilmaßnahmen in Komponente 1 überschneidet. Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Auswirkungen der Teilmaßnahmen der Komponente 2 bei der Analyse der Verhältnismäßigkeit der Komponente 1 zutreffend berücksichtigt wurden.

(522) Belgien räumt ein, dass die Komponenten 2 und 3 der Maßnahme das Risikoprofil von Electrabel (potenziell) verändern. Die Komponenten 2 und 3 würden jedoch nicht das Risikoprofil von BE-NUC, dem Hauptbegünstigten der Komponente 1, verändern. Daher sei das Risikoprofil von BE-NUC der maßgebliche Faktor bei der Beurteilung der Verhältnismäßigkeit der Komponente 1. Wie in Abschnitt 3.4. ausgeführt, stimmt die Kommission zu, dass sich die Begünstigten der drei Komponenten der Maßnahme jeweils leicht unterscheiden und dass die Auswirkungen der einzelnen Komponenten der Maßnahme auf der Ebene des jeweiligen Begünstigten bewertet werden müssen. Dabei sind BE-NUC und Electrabel die Hauptbegünstigten der Komponenten 1 und 3. Das durch die Maßnahmen zur rechtlichen Absicherung im Rahmen der Komponente 3 verringerte Risikoprofil von Electrabel und BE-NUC wurde beispielsweise bei der Bewertung der finanziellen Teilmaßnahmen der Komponente 1 berücksichtigt, da der angestrebte IRR des LTO-Projekts im aktualisierten Benchmarking-Verfahren (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.1.) als am unteren Ende des Spektrums liegend betrachtet wird und sich damit der Rentabilität von Unternehmen mit einem geringeren Risikoprofil nähert. Darüber hinaus wurde aufgrund des verringerten Risikoprofils keine zusätzliche Prämie für nukleartechnische Risiken (oder Liquiditätsrisiken) aufgeschlagen (siehe Erwägungsgrund 486 Buchstabe a). Schließlich liegt der angestrebte IRR zwar bei 7 %, aber der erwartete effektive IRR beträgt 6,5 % und könnte sogar deutlich niedriger ausfallen, was auf die sehr hohe Wahrscheinlichkeit zurückzuführen ist, dass jährlich unerwartete Ereignisse eintreten, die sich negativ auf die Rendite des Projekts auswirken (siehe Abschnitt 3.3.1.3.1.3.).

([172]) Siehe beispielsweise den Beschluss der Kommission vom 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Vereinigtes Königreich, Staatliche Beihilfe zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (ABl. L 109 vom 28.4.2015, S. 44) Erwägungsgrund 385; Beschluss der Kommission vom 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungarn, Bau von zwei Kernreaktoren im Atomkraftwerk Paks II (ABl. L 317 vom 1.12.2017, S. 45) Erwägungsgrund 322; Einleitungsbeschluss vom 30.6.2022, SA.58207 (2021/N), Tschechien, Unterstützung für den Bau und den Betrieb eines neuen Kernkraftwerks am Standort Dukovany (ABl. C 299 vom 5.8.2022, S. 5), Erwägungsgründe 182-184.

(523) Daher gelangt die Kommission zu dem Schluss, dass die kumulative Wirkung der drei Komponenten der Maßnahme bei der Beurteilung der Verhältnismäßigkeit berücksichtigt wurde, soweit dies erforderlich war, und dass auch die Kombination der drei Komponenten der Maßnahme verhältnismäßig ist.

8.3.3.7. Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel sowie Abwägungsprüfung

(524) Damit die Maßnahme mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, müssen die negativen Auswirkungen der Maßnahme in Form von unzulässigen Wettbewerbsverfälschungen und Auswirkungen auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten begrenzt sein und durch die positiven Auswirkungen der Beihilfe aufgewogen werden.

(525) Um die Auswirkungen auf den Markt zu analysieren, hat die Kommission die Auswirkungen auf den Wettbewerb untersucht, die dadurch entstehen, dass der etablierte und alleinige Betreiber der beiden LTO-Anlagen, Electrabel, und das zweitgrößte Unternehmen (gemessen an den Marktanteilen) auf dem belgischen Strommarkt, Luminus, Hauptbegünstigte der angemeldeten Maßnahme sind. Angesichts der starken Stellung von Electrabel auf dem sehr konzentrierten belgischen Strommarkt (siehe Abschnitt 2.5) rief die Auswahl von Electrabel als Hauptbegünstigter der Beihilfe Bedenken in Bezug auf eine mögliche unzulässige Verzerrung der Marktstruktur hervor.

(526) In Abschnitt 4.3.3.1. des Einleitungsbeschlusses bewertete die Kommission die Tatsache, dass Electrabel (als wichtiger Begünstigter des LTO-Projekts und alleiniger Betreiber der LTO-Anlagen) ohne Ausschreibung, Auswahlverfahren oder öffentliche Aufforderung zur Interessenbekundung ausgewählt wurde. Angesichts dieses Vorgehens war nicht klar, ob andere potenzielle Betreiber in Betracht gezogen wurden, was die Frage aufwirft, ob Electrabel der effizienteste Betreiber ist und aus welchen technischen oder wirtschaftlichen Gründen Electrabel ausgewählt wurde.

(527) Die Kommission berücksichtigte im Einleitungsbeschluss die folgenden Argumente für ihre Schlussfolgerung, dass die Auswahl von Electrabel ohne Ausschreibung zu keiner potenziellen unangemessenen Verzerrung der Marktstruktur führen würde:

a) Electrabel ist seit jeher der einzige Betreiber kerntechnischer Anlagen in Belgien und verfügt daher über die erforderliche Erfahrung mit dem Betrieb der bestehenden belgischen Kernkraftwerke sowie über die erforderlichen Genehmigungen. Daher gibt es keinen alternativen Betreiber, der als Betreiber der Kernreaktoren besser geeignet wäre (siehe Erwägungsgrund 22).

b) Auch in anderen Fällen, die den Bau neuer Kernreaktoren betrafen (z. B. Paks II ([173])), wurde der Empfänger der Beihilfe für den Betrieb der Anlagen nicht im Rahmen einer Ausschreibung ausgewählt.

c) Die Förderung wird für einen begrenzten Zeitraum (10 Jahre) gewährt und unterstützt nur den Weiterbetrieb der beiden Kernkraftwerke und keine neuen Investitionen.

(528) Im Einleitungsbeschluss verwies die Kommission auch auf die starke Stellung von Engie auf dem belgischen Strommarkt und äußerte Bedenken hinsichtlich möglicher unangemessener Verzerrungen der Marktstruktur durch die in Rede stehende Beihilfemaßnahme. Die Kommission hatte diesbezüglich Bedenken und Fragen, die insbesondere Folgendes betrafen:

a) das CfD-Modell,

b) die Unabhängigkeit des EMSA-Partners, der mit dem Verkauf der Kernenergie beauftragt wurde,

c) die mögliche Verdrängung alternativer Investitionen aufgrund der Maßnahme.

([173]) Siehe Fußnote 145.

(529) Erstens änderte Belgien, wie in Abschnitt 3.3.1.3.2. näher erläutert und in Abschnitt 8.3.3.4.1. gewürdigt, das CfD-Modell, indem es die Entscheidungsbefugnis für Modulationen dem EMSA-Partner übertrug, der — durch die geänderte Vergütungsformel — einen Anreiz hat, wirtschaftsbedingte Modulationen zu veranlassen, wenn die Marktpreise niedriger sind, aber nicht, wenn die Marktpreise höher sind (im Gegensatz zum ursprünglichen CfD-Modell, bei dem für den Betreiber kerntechnischer Anlagen ein Anreiz zur durchgängigen Erzeugung bestand). Die Kommission stellte auch die Verwendung des DAM-Preises als MRP in der CfD-Formel infrage. Belgien beließ den MRP unverändert und begründete dies damit, dass die Verwendung eines langfristigen Produkts im CfD weniger geeignet sei, da die Erzeugung während der Wiederanlaufphase des LTO-Projekts (in der gleichzeitig noch Bauarbeiten an den LTO-Anlagen ausgeführt würden) verringert sei und über die gesamte Laufzeit des LTO-Projekts das Risiko von Ausfällen bestehe, während gleichzeitig der Kernkraftwerksbestand von 7 auf 2 Kernreaktoren reduziert werde (siehe Erwägungsgrund 98). Belgien hat die Möglichkeit, nach 3,5 Jahren neu über die Wahl des MRP zu entscheiden (siehe Erwägungsgrund 100). Belgien bestätigt auch, dass der Vertragspartner des CfD (BE-WATT) eine Risikomanagementstrategie für seine offene Position entwickeln wird, wie dies rechtlich vorgesehen ist, und dass deren Umsetzung zur Liquidität auf den Terminstrommärkten beitragen wird (siehe Erwägungsgrund 99).

(530) Zweitens bestätigte Belgien, dass die EMSA-Vereinbarung im Wege eines offenen Ausschreibungsverfahrens vergeben wird, um einen unabhängigen EMSA-Partner für den Verkauf des in den LTO-Anlagen erzeugten Stroms auszuwählen. Durch die Durchführung einer Ausschreibung werden die Zweifel der Kommission hinsichtlich des Verfahrens zum Abschluss der EMSA-Vereinbarung ausgeräumt. Was die Bedenken der Kommission in Bezug auf die Unabhängigkeit des EMSA-Partners anbelangt, insbesondere für den Fall, dass die Ausschreibung nicht zu einem Ergebnis führt und der Stromverkauf im ersten Jahr von GEMS, der Handelsabteilung von Engie, übernommen wird, oder für den Fall, dass GEMS im Rahmen der Ausschreibung als EMSA-Partner ausgewählt wird, hat Belgien näher erläutert, welche zusätzlichen Vorkehrungen in diesen Fällen getroffen werden (siehe Abschnitt 3.3.1.5.3.).

(531) Schließlich hatte die Kommission, wie im Einleitungsbeschluss bereits ausgeführt, Bedenken, dass das LTO-Projekt für andere Investitionsvorhaben im Energiesektor zu wenig Raum lassen würde. Auf die potenziellen negativen Auswirkungen des LTO-Projekts insbesondere auf Investitionen in erneuerbare Energien wurde auch in einigen Stellungnahmen Dritter hingewiesen (siehe Abschnitt 6.2.3.1.). Die Kommission ist der Auffassung, dass die Behauptungen Dritter nicht hinreichend begründet waren und das LTO-Projekt die unzureichende Stromerzeugungskapazität im Zeitraum 2025-2035 aus folgenden Gründen nicht vollständig ausgleichen wird:

a) In der jüngsten Studie von Elia zur Angemessenheit der Ressourcen (NRAA 2023) wird darauf hingewiesen, dass die zusätzliche Kapazität der LTO-Anlagen von 2 GW nicht ausreichen wird, um den erwarteten Anstieg der Stromnachfrage in den nächsten zehn Jahren zu decken.

b) Durch den belgischen Kapazitätsmechanismus haben andere neue und bestehende Erzeugungstechnologien (insbesondere in den Bereichen thermische Erzeugung, Laststeuerung und Speicherung) für einen kurzen oder längeren Zeitraum Zugang zu Finanzmitteln (die Verträge im Rahmen des KM haben Laufzeiten von 1, 3, 8 oder 15 Jahren). Daher wird das LTO-Projekt die Situation anderer Erzeugungstechnologien in Belgien nicht übermäßig beeinträchtigen und in der Zeit bis 2035 Investitionen in neue Anlagen zur thermischen Erzeugung, Laststeuerung und Speicherung nicht verhindern.

c) Es gibt keine Anzeichen dafür, dass Belgien den Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen nicht mehr unterstützen würde. So genehmigte die Kommission im Jahr 2024 die Pläne Belgiens für die Entwicklung von Windparks in der Nordsee im Rahmen des Off-Shore-Windkraftprojekts Princess Elisabeth (siehe Fußnote 148).

(532) Aus den genannten Gründen hat die Kommission keine Anhaltspunkte dafür, dass das LTO-Projekt neue Marktteilnehmer am Eintritt in den belgischen Stromerzeugungsmarkt und/oder andere Marktteilnehmer am Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten hindern wird. Folglich dürften auch die Auswirkungen des LTO-Projekts auf den Endkundenmarkt begrenzt bleiben.

(533) Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass die Marktkonzentration auf dem belgischen Energiemarkt in den letzten Jahren leicht zurückgegangen ist (siehe Abschnitt 2.5.) und die parallele Stilllegung der anderen Kernreaktoren von Engie in Belgien diesen Trend verstärken könnte.

(534) In Bezug auf die Komponente 2 stellte die Kommission in Erwägungsgrund 372 des Einleitungsbeschlusses fest, dass die Übertragung der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen die Wettbewerbsposition der Beihilfeempfänger gegenüber ihren Wettbewerbern nicht unmittelbar verbessern wird. Zunächst wird diese Komponente der Maßnahme den Betreiber kerntechnischer Anlagen zwingen, einen höheren Geldbetrag auszugeben, als derzeit in den Bilanzen angesammelt wurde. Die Mengenanpassungsgebühr, die vom Betreiber kerntechnischer Anlagen zu zahlen ist, wenn mehr radioaktive Abfälle anfallen als ursprünglich vorgesehen, dient als Schutz. Darüber hinaus kommt die Kommission nach dem förmlichen Prüfverfahren auf der Grundlage der zusätzlichen Angaben Belgiens (siehe Abschnitt 3.3.2.3.) zu dem Schluss, dass die pauschale Vorauszahlung in Höhe von 15 Mrd. EUR das Risiko, das der belgische Staat durch die Übernahme der Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen von Electrabel eingegangen ist, hinreichend mindern wird und daher verhältnismäßig ist. Auch die anderen Teilmaßnahmen der Komponente 2 wurden als verhältnismäßig bewertet (siehe Abschnitt 8.3.3.5.2.). Daher haben die Teilmaßnahmen der Komponente 2 keine potenziellen negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten.

(535) Was schließlich die Komponente 3 betrifft, so haben die Klauseln zur rechtlichen Absicherung, wie in Erwägungsgrund 373 des Einleitungsbeschlusses ausgeführt, wenn und soweit sie anwendbar sind, lediglich Ausgleichscharakter. Daher ist die Kommission der Ansicht, dass sie keine potenziellen negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten haben.

(536) In Anbetracht der Änderungen des CfD-Modells, der Durchführung einer Ausschreibung für die EMSA-Vereinbarung (und der Änderungen bei der Vergütung des EMSA-Partners) und der Vorkehrungen zur Sicherstellung der Unabhängigkeit des EMSA-Partners, des Fehlens von Anzeichen dafür, dass das LTO-Projekt die Entwicklung anderer Stromerzeugungstechnologien in Belgien behindern wird, sowie der Verhältnismäßigkeit der übertragenen Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen und der Klauseln zur rechtlichen Absicherung ist die Kommission der Ansicht, dass mögliche unangemessene Verzerrungen auf dem belgischen Markt begrenzt bleiben werden.

8.3.4. *Abwägung der positiven Auswirkungen der Beihilfe gegen die negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel*

(537) Im Anschluss an die Würdigung in Abschnitt 8.3.2. des vorliegenden Beschlusses erkennt die Kommission an, dass die Maßnahme auf die Förderung von Investitionen in die Kernenergie abzielt und somit zur Entwicklung eines Wirtschaftszweigs, nämlich der Stromerzeugung aus Kernenergie, beiträgt und gleichzeitig die Stromversorgungssicherheit sowie die Verringerung der Abhängigkeit Belgiens von fossilen Brennstoffen (und damit auch die Dekarbonisierungsziele Belgiens) unterstützt.

(538) Die Kommission erkennt an, dass die Investition ohne die Beihilfe, einschließlich aller drei Komponenten, die die Beihilfemaßnahme bilden, nicht durchgeführt werden kann. Die Beihilfe ist daher für die Entwicklung dieses Wirtschaftszweigs erforderlich und hat einen Anreizeffekt.

(539) Die Kommission gelangte zu dem Schluss, dass der zweiseitige CfD, ergänzt durch die anderen finanziellen Maßnahmen zur Unterstützung der finanziellen Tragfähigkeit des Gemeinschaftsunternehmens, die Vereinbarung über die Übertragung von Verbindlichkeiten aus radioaktiven Abfällen und abgebrannten Brennelementen sowie die Klauseln zur rechtlichen Absicherung geeignete Instrumente sind. Das förmliche Prüfverfahren hat keine Beweise dafür erbracht, dass andere Maßnahmen mit geringeren wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen ebenso wirksam gewesen wären, insbesondere angesichts der besonderen Umstände des Falles, der eine Verlängerung der Laufzeit bestehender Anlagen für einen begrenzten Zeitraum betrifft.

(540) Die Beihilfe wird in verhältnismäßiger Weise gewährt, da der Begünstigte keine zusätzlichen Gewinne über das hinaus einbehält, was unbedingt erforderlich ist, um den wirtschaftlichen Betrieb und die Rentabilität des Kernkraftwerks sicherzustellen. Das geänderte CfD-Modell und die geänderte Vergütungsformel für den EMSA-Partner (deren Parameter nach drei Jahren überprüft werden) sowie die Begrenzung der MOCP sorgen dafür, dass in den LTO-Anlagen Strom entsprechend den Marktsignalen erzeugt wird und dass der Betreiber kerntechnischer Anlagen und das Gemeinschaftsunternehmen stärker dem Marktrisiko ausgesetzt sind, während das Risiko des belgischen Staates gemindert wurde.

(541) Die regelmäßige Überprüfung klar definierter Einflussgrößen für das Finanzmodell, die eine Anpassung nach oben und unten ermöglichen, stellt sicher, dass die derzeit bestehenden erheblichen Unsicherheiten in Bezug auf Kapital- und Betriebskosten für die Begünstigten nicht zu einer Überkompensation führen. Durch die Anwendung eines (verschärften) Mechanismus zur Gewinn- und Verlustteilung wird außerdem sichergestellt, dass Anreize bestehen, die LTO-Anlagen so effizient wie möglich zu betreiben, während gleichzeitig die Lasten mit dem belgischen Staat geteilt werden, falls die Marktpreise höher oder niedriger sind als erwartet.

(542) Die Eigenkapitalrendite zwischen 6 % und 8 % (mit einem Zielniveau von 7 %) liegt gegenüber Vergleichsprojekten am unteren Ende des Spektrums, was mit den Kapitalkosten im Einklang steht und daher als verhältnismäßig angesehen wird. Dies gilt insbesondere angesichts der Umstände des LTO-Projekts, das eine Verlängerung der Laufzeit bestehender Anlagen, die auf einer veralteten Technologie beruhen, für einen begrenzten Zeitraum von zehn Jahren betrifft.

(543) Die Kommission stellt ferner fest, dass weder Electrabel noch BE-NUC den Verkauf des in den LTO-Anlagen erzeugten Stroms kontrollieren werden, sondern dass ein unabhängiger EMSA-Partner den gesamten Strom auf dem Markt verkaufen wird. Dies wird dazu beitragen, dass die Marktstellung von Engie auf dem belgischen Markt nicht verstärkt wird.

(544) Darüber hinaus hat die Kommission keine Anhaltspunkte dafür, dass das LTO-Projekt neue Marktteilnehmer am Eintritt in den belgischen Stromerzeugungsmarkt und/oder andere Marktteilnehmer am Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten hindern wird, und kommt auf der Grundlage der Erwägungen in Abschnitt 8.3.3. zu dem Schluss, dass die potenziellen unzulässigen Wettbewerbsverfälschungen insgesamt begrenzt sind.

(545) Nach gründlicher Abwägung und Berücksichtigung der Zusagen ist die Kommission zu dem Schluss gelangt, dass sich die aus der Maßnahme ergebenden unzulässigen Wettbewerbsverfälschungen auf das notwendige Minimum beschränken und durch die positiven Effekte der Beihilfemaßnahme wettgemacht werden.

8.3.5. *Schlussfolgerung zur Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt*

(546) Auf der Grundlage der Würdigung in diesem Beschluss und unter Berücksichtigung der besonderen Umstände dieses Falles, nämlich der Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernreaktoren, die auf einer veralteten Technologie mit begrenzter Flexibilität beruhen, für einen begrenzten Zeitraum von zehn Jahren, stellt die Kommission fest, dass das von den belgischen Behörden angemeldete und später geänderte Maßnahmenpaket, einschließlich der Überprüfungsmöglichkeiten und Zusagen, nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.

9. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(547) Die geänderte Maßnahme ist auf der Grundlage des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar.

(548) Die Kommission stellt fest, dass die Durchführungsvereinbarung und die Begleitdokumente mit den in der EMSA festgelegten Bedingungen und dem unterzeichneten Finanzmodell zur Bewertung vorgelegt wurden. Belgien sagt zu, dass die Vereinbarungen, deren endgültige Bedingungen noch nicht festgelegt wurden (z. B. ASA, Gesellschafterdarlehen, SDC-Darlehen, WCF), Standardklauseln enthalten werden, die jeder Investor für ein ähnliches Projekt anstreben würde, und zu Fremdvergleichsbedingungen festgelegt werden. Sollte die angemeldete Maßnahme, wie in diesem Beschluss dargelegt, durch die endgültigen Bedingungen dieser Dokumente geändert werden, so verpflichtet sich Belgien, diese bei der Kommission anzumelden —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die von Belgien geplante Maßnahme zur Unterstützung der Verlängerung der Laufzeit von zwei Kernreaktoren in Belgien, nämlich Doel 4 und Tihange 3, ist mit dem Binnenmarkt vereinbar.

Die Durchführung der Maßnahme wird daher genehmigt.

Artikel 2

Dieser Beschluss ist an das Königreich Belgien gerichtet.

Brüssel, den 21. Februar 2025

Für die Kommission
Teresa RIBERA
Exekutiv-Vizepräsidentin