Publicatieblad
van de Europese Unie

NL
L-serie

2025/2370

16.12.2025

BESLUIT (EU) 2025/2370 VAN DE COMMISSIE

van 21 februari 2025

betreffende steunmaatregel SA.106107 (2024/N) die België voornemens is uit te voeren met het oog op de levensduurverlenging van twee kernreactoren (Doel 4 en Tihange 3)

(Kennisgeving geschied onder nummer C(2025 1070)

(Slechts de tekst in de Engelse taal is authentiek)

(Voor de EER relevante tekst)

DE EUROPESE COMMISSIE,

Gezien het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie, en met name artikel 108, lid 2, eerste alinea,

Gezien de Overeenkomst betreffende de Europese Economische Ruimte, en met name artikel 62, lid 1, punt a),

Na de belanghebbenden overeenkomstig de genoemde bepalingen te hebben aangemaand hun opmerkingen te maken ([1]), en gezien deze opmerkingen,

Overwegende hetgeen volgt:

1. PROCEDURE

(1) België heeft de Commissie bij brief van 21 juni 2024 in kennis gesteld van de maatregel ter ondersteuning van de levensduurverlenging van twee kernreactoren in België (Doel 4 ("D4") en Tihange 3 ("T3")), die samen de eenheden voor langetermijnexploitatie (long-term operation, "LTO") vormen. Het heeft de Commissie bij brieven van 9 en 10 juli 2024 aanvullende inlichtingen verstrekt naar aanleiding van het verzoek om inlichtingen van de Commissie van 4 juli 2024.

(2) De Commissie heeft België bij schrijven van 22 juli 2024 in kennis gesteld van haar besluit tot inleiding van de procedure van artikel 108, lid 2 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie ("VWEU") ten aanzien van bovengenoemde steunmaatregel (het "inleidingsbesluit").

(3) Op 22 augustus 2024 heeft België zijn opmerkingen bij het inleidingsbesluit ingediend.

(4) Het besluit van de Commissie tot inleiding van de procedure is bekendgemaakt in het *Publicatieblad van de Europese Unie* ([2]). De Commissie heeft de belanghebbenden uitgenodigd hun opmerkingen te maken.

(5) De Commissie heeft opmerkingen van de belanghebbenden ontvangen. De Commissie heeft deze voor een reactie aan België doorgezonden; bij schrijven van 30 oktober 2024 heeft zij diens opmerkingen ontvangen.

(6) België heeft op 2 september 2024, 23, 27 en 30 oktober 2024, 8, 14, 18, 22, 25, 27 en 30 november 2024, 2, 4, 5, 12, 13, 17 en 20 december 2024, 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 en 31 januari 2025 en 1 februari 2025 aanvullende informatie verstrekt ([3]).

(7) Bij brief van 24 oktober 2024 stemde België er bij wijze van uitzondering mee in af te zien van zijn uit artikel 342 VWEU in samenhang met artikel 3 van Verordening 1/1958 ([4]) voortvloeiende rechten, en om dit besluit in het Engels te laten aannemen en bekendmaken.

([1]) Steunmaatregelen van de Staten — België — Steunmaatregel SA.106107 (2024/N) — Levensduurverlenging van twee kernreactoren (Doel 4 en Tihange 3) — Uitnodiging om, overeenkomstig artikel 108, lid 2, van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie, opmerkingen te maken (PB C, 2024/4921, blz. 1, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Zie voetnoot 1.
([3]) Bepaalde technische, financiële, economische of operationele input werd opgesteld op basis van informatie van Electrabel.
([4]) Verordening nr. 1 tot regeling van het taalgebruik in de Europese Economische Gemeenschap (PB 17 van 6.10.1958, blz. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. GEDETAILLEERDE BESCHRIJVING VAN DE CONTEXT

2.1. Kerninstallaties in België

(8) Tot 2022 had België zeven kernreactoren: vier in Vlaanderen (Doel) en drie in Wallonië (Tihange). Alle reactoren werden tussen 1975 en 1985 ([5]) in gebruik genomen en werden gebouwd door openbare nutsbedrijven (Ebes, Intercom en Unerg) die uiteindelijk in 1990 werden gefuseerd tot Electrabel SA (met een meerderheidsbelang van Tractebel) (hierna "Electrabel" genoemd). In 1996 werd de Generale Maatschappij van België ("GMB") meerderheidsaandeelhouder van Tractebel en in 1999 verwierf Suez een aandeel van bijna 100 % in de GMB. Na de fusie tussen Suez en Gaz de France ("GDF") in 2008 werd Engie S.A. (hierna "Engie" genoemd) de uiteindelijke eigenaar van Electrabel.

(9) Electrabel, een volle dochteronderneming van Engie, is sinds de ingebruikneming van de zeven Belgische kernreactoren de nucleaire exploitant en meerderheidseigenaar. De eigendom van de Belgische kernreactoren is momenteel als volgt:

— Electrabel bezit 100 % van Doel 1 en Doel 2, 89,807 % van Doel 3, Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3, en 50 % van Tihange 1;

— Luminus, een dochteronderneming van EDF Belgium, bezit 10,193 % van Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 en Doel 4;

— EDF Belgium ([6]) bezit de resterende 50 % van Tihange 1.

(10) Wat de capaciteiten van de LTO-eenheden betreft (zie tabel 2),

— heeft Doel 4 momenteel een nominale capaciteit van 1 038 MW in 2022 (1 026 MW in 2023) en heeft het in 2022 8,940 TWh elektriciteit opgewekt ([7]), wat neerkomt op ongeveer 11 % van de totale vraag naar elektriciteit in België in 2022 (82,9 TWh ([8])).

— Tihange 3 heeft momenteel een nominale capaciteit van 1 038 MW in 2022 (1 030 MW in 2023) en heeft in 2022 7,366 TWh elektriciteit opgewekt ([9]), wat neerkomt op ongeveer 9 % van de totale vraag naar elektriciteit in België in 2022 (82,9 TWh ([10])).

(11) België legt uit dat alle Belgische kernreactoren, met inbegrip van de LTO-eenheden, zijn ontworpen en geëxploiteerd als basislasteenheden op basis van de technologie van drukwaterreactoren (pressurised water reactors, "PWR"). Het ontwerp stamt uit de jaren 1970 en is typisch voor basislastcentrales en vergelijkbaar met oudere kernreactoren elders ter wereld. Wanneer zij in gebruik zijn, worden deze eenheden worden gewoonlijk geëxploiteerd met een nominale maximumcapaciteit, in tegenstelling tot nieuwere technologieën (generatie III) die flexibel kunnen worden ingezet, met inbegrip van een veranderend afgegeven vermogen in de loop van de tijd ("op- en afregelen") en het verschaffen van frequentieregelings- en exploitatiereserves ([11]). Bij een basislastexploitatie wordt het vermogen doorgaans alleen verminderd of stilgelegd wanneer dit nodig is voor een geplande splijtstofwissel en/of periodiek onderhoud, ongepland dringend onderhoud om problemen met de uitrusting van de installatie te corrigeren, of onverwachte ontwerp- en/of veiligheidsbeperkingen. De vermindering van het afgegeven vermogen wordt dus eerder bepaald door de behoeften van de nucleaire exploitant of de transmissiesysteembeheerder ("TSB") dan door marktsignalen.

([5]) Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 in 1975; Doel 3 en Tihange 2 in respectievelijk 1982 en 1983; Doel 4 en Tihange 3 in 1985.
([6]) EDF Belgium en Luminus zijn afzonderlijke rechtspersonen. Zij maken beide deel uit van de EDF Group. EDF Belgium heeft een aandeel van 68,6 % in Luminus. De andere aandeelhouders van Luminus zijn Ethias, Publiles, Socofe en Nethys.
([7]) Bron: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Bron: Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) van Elia Group — Issuu (blz. 42).
([9]) Bron: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Bron: Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034) van Elia Group — Issuu (blz. 42).
([11]) Bron: 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*, deel 222, 2018, blz. 872-884.

(12) België verduidelijkt dat de Belgische kernreactoren technisch beperkt zijn door hun ontwerp, waardoor de mogelijkheden om de output te moduleren, wat lange tijd beperkt was tot netregulering, sterk worden beperkt. Dit is te wijten aan het feit dat Belgische kernreactoren uitsluitend zijn uitgerust met zwarte reactorregelstaven, die het modulatievermogen sterk beperken, in tegenstelling tot grijze regelstaven ([12]). Sommige van de nieuwste Franse kernreactoren zijn daarentegen uitgerust met zowel zwarte als grijze regelstaven, wat betekent dat zij ontworpen en gebouwd zijn voor modulaties en op- en afregelen. Als gevolg van het ontwerp op basis van zwarte controlestaven in de Belgische kernreactoren werd modulatie om economische redenen tot voor kort verboden door het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle ("FANC") ([13]). Modulatie was alleen toegestaan om technische redenen of op verzoek van de Belgische TSB (Elia), om een black-out te voorkomen ([14]).

(13) België voert echter aan dat naar aanleiding van de algemene ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten en de noodzaak om te zorgen voor flexibiliteit in de werking ervan, studies zijn verricht met betrekking tot de mogelijkheid om bepaalde vormen van modulatie om economische redenen ("economische modulatie") toe te staan. In 2015 zijn Engie, Electrabel en de Belgische regelgevende instanties veiligheidsstudies gestart ([15]) om na te gaan aan welke voorwaarden moet worden voldaan om enkele modulaties om economische redenen mogelijk te maken, onder meer door te kijken naar het effect van een dergelijke modulatie op de splijtstof. In de studie werd geconcludeerd dat maximaal dertig economische modulaties per splijtstofcyclus aanvaardbaar kunnen zijn voor Tihange 3 en Doel 4, mits aan een aantal technische voorwaarden — voornamelijk in verband met het opwarmen en afkoelen van het splijtstofelement — wordt voldaan:

— de op- en afregelsnelheid is beperkt tot 1 %/min.;

— het minimumvermogen is 50 % van het nominale vermogen ([16]);

— één modulatie duurt minimaal 2 uur (3 uur wanneer een modulatie gedurende de dag wordt gestart) en maximaal 72 uur, en

— er zit minimaal 72 uur tussen twee modulaties van dezelfde reactor met het oog op stabilisatie.

(14) Bovendien zouden modulaties in bepaalde perioden ([17]) niet mogelijk zijn, zoals:

a) aan het einde van een splijtstofcyclus, gedurende de laatste twee maanden, wanneer de boriumconcentratie in het primaire circuit laag is (een boorzuurconcentratie van minder dan 200 ppm), en

b) wanneer de reactorexploitant verzoekt niet te moduleren om een omstandigheid van korte duur te vermijden (bv. maandelijkse neutronenfluxtests, mogelijk lekken van kleppen, inspectie van reactorgebouwen enz.) of vanwege technische problemen.

([12]) "Zwarte" reactorregelstaven (die gemaakt zijn van boriumcarbide) absorberen alle invallende neutronen. Zij zijn ontworpen om de reactor uit te schakelen en kunnen daarom tijdens een modulatie een sterke thermische gradiënt en stress in de splijtstofelementen creëren. "Grijze" regelstaven (gemaakt van zilver-indium-cadmium) absorberen slechts een deel van de invallende neutronen en zijn ontworpen om een flexibel reactorvermogen te leveren, aangezien zij veel kleinere depressies in de neutronenflux en de stroomverdeling in de nabijheid van de staven veroorzaken, en daardoor niet dezelfde oververhitting van de splijtstof veroorzaken.

([13]) Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC).

([14]) Dergelijke modulatieverzoeken van Elia kunnen worden onderverdeeld in twee categorieën, afhankelijk van het kritieke karakter van de situatie: "alarmfase": verzoek om modulatie van Elia met een waarschuwing een week van tevoren omdat het een kritieke situatie op het net verwacht; "noodfase": rechtstreeks verzoek om modulatie van Elia aan de regelzaal van de kernreactoren om het net onmiddellijk te ontlasten.

([15]) Bron: 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, 14-17 september.

([16]) In de praktijk wordt gewoonlijk een capaciteit van maximaal 400 MW aangeboden voor economische modulatie op verzoek van exploitanten van installaties, in plaats van een capaciteit van 500 MW (50 % van het nominale vermogen), waarvoor meer handmatige werkzaamheden nodig zijn, waardoor het risico op automatische stillegging toeneemt.

([17]) Zie, *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, bijlage Q1, punten 3.1 en 3.2, blz. 4-6.

(15) Na deze studies heeft het FANC de exploitant toestemming verleend om maximaal dertig modulaties per cyclus uit te voeren ([18]), wat overeenkomt met het maximale aantal modulaties dat binnen de grenzen van de huidige exploitatievergunning kan worden uitgevoerd. Gezien deze beperkingen wees Engie erop dat elk besluit tot modulatie zorgvuldig wordt beoordeeld door de exploitant, aangezien het meerdere risico's met zich meebrengt (bv. de productie van vloeibare effluenten als gevolg van modulatie, een snellere veroudering van de installaties, het risico op automatische stillegging, mogelijke schade die het onmogelijk zou maken om de reactor opnieuw in werking te stellen enz.), die algemeen zijn gedocumenteerd in de academische literatuur ([19]).

(16) Volgens België (op basis van input van Electrabel) zijn er bij de huidige stand van de kennis geen technologische oplossingen beschikbaar om de flexibiliteit tegen redelijke kosten en binnen een redelijk tijdsbestek te vergroten. De technische upgrade om een basislastreactor om te zetten in een installatie die kan worden op- en afgeregeld en om meer flexibiliteit mogelijk te maken, zou een volledige wijziging van het ontwerp vereisen, en met name de vervanging van het deksel van het reactordrukvat, wat zeer lang zou duren en ingewikkeld is. Bovendien zouden er nieuwe veiligheidsanalyserapporten (Safety Analysis Reports, SAR) en een ingrijpende wijziging van de exploitatievergunningen nodig zijn, die door de Belgische autoriteiten voor nucleaire veiligheid moeten worden afgegeven.

(17) Voorts legt België (op basis van input van Electrabel) uit dat de flexibiliteit van de reactoren ook wordt beperkt door de specificiteit van de splijtstof ervan en het beheer van de uitval:

a) splijtstof wordt op maat gemaakt voor een specifieke cyclusduur en een bepaald aantal mogelijke modulaties. Om de flexibiliteit van de reactoren te vergroten, zou de splijtstofverrijking moeten worden gewijzigd, wat niet mogelijk is omdat de splijtstof al voor de gehele duur van het project is besteld. Indien de LTO-eenheden zouden worden "geüpgraded" om het aantal beschikbare modulaties te verhogen, zou de splijtstof opnieuw moeten worden besteld, wat onredelijk duur zou zijn.

b) omdat het FANC technische en wettelijke beperkingen heeft opgelegd ([20]), heeft de nucleaire exploitant slechts een zeer beperkte manoeuvreerruimte om niet-beschikbaarheden voor onderhoud, werkzaamheden en splijtstofwissels te plannen. Geplande niet-beschikbaarheid is zeer complex en moet maanden of zelfs jaren van tevoren worden voorbereid. In het kader van Remit ([21]) moet de marktdeelnemer de data van de niet-beschikbaarheid tijdig openbaar maken — bijvoorbeeld via het NordPool urgent market message (UMM) Platform ([22]) — doorgaans drie jaar van tevoren. Bovendien kunnen de data van niet-beschikbaarheden nauwelijks worden gewijzigd zodra deze zijn aangekondigd (gezien de operationele beperkingen zoals de beschikbaarheid van onderdelen en aannemers), en kunnen deze wijzigingen worden aangevochten door de TSB, die, indien hij van oordeel is dat de afwijking leidt tot een verstoring van het netwerk, compensatie kan vragen van de nucleaire exploitant. In ieder geval kunnen de niet-beschikbaarheidsdata niet zonder voorafgaande goedkeuring van de TSB na medio juli van het voorgaande jaar worden gewijzigd.

c) aan de operationele kant zullen de LTO-eenheden worden geëxploiteerd volgens splijtstofcycli van 12 maanden (in plaats van de huidige splijtstofcycli van 18 maanden). Dit besluit is genomen op basis van een economisch evenwicht:

— ten eerste om de productieperiode van de LTO-eenheden te maximaliseren tijdens de volgende winters, wanneer de vraag naar elektriciteit het hoogst is — net zoals de prijzen — terwijl de productie van hernieuwbare elektriciteit lager is. Daarom werd overeengekomen dat de LTO-eenheden zouden worden geëxploiteerd volgens een splijtstofcyclus van twaalf maanden, zodat periodieke niet-beschikbaarheden als gevolg van splijtstofwissels elk jaar in de zomer kunnen worden gesynchroniseerd.

([18]) België heeft de toestemming verstrekt van de algemeen directeur van BelV, een dochteronderneming van het FANC, voor economische modulaties tot dertig keer per cyclus:
zie voor Doel 4 BelV, 3078/2739/POI.851, "Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties", 26 juli 2017.
Zie voor Tihange 3 BelV, 2018-0330, "Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues", 28 augustus 2018.

([19]) Zie bijvoorbeeld 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*, deel 151, 2018, blz. 289-296; iii) Alexey Lokhov, "Suivi de charge dans les centrales nucléaires", *AEN Infos*, 2011, nr. 29.2.

([20]) Zie voetnoot 18.

([21]) Verordening (EU) nr. 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie (PB L 326, 8.12.2011, blz. 1), artikel 2, lid 1, punt b).

([22]) Via de volgende link kunnen alle toekomstige UMM's voor Tihange 3 en Doel 4 worden bekeken: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— ten tweede is het, om rekening te houden met marktsignalen op middellange en lange termijn, in de nucleaire industrie gebruikelijk om de niet-beschikbaarheden voor maanden met lagere prijzen te plannen. Daarom is de algemene planning voor niet-beschikbaarheden bij Doel 4 en Tihange 3 van meet af aan geoptimaliseerd om het effect op de marktprijs zoveel mogelijk te beperken, dankzij de overschakeling van een splijtstofcyclus van 18 maanden naar een splijtstofcyclus van 12 maanden (zoals uiteengezet in het punt hierboven).

2.2. **Geleidelijke uitstap uit kernenergie in België**

(18) Zoals beschreven in punt 2.1 van het inleidingsbesluit heeft het Belgische federale parlement in 2003 een wet aangenomen waarbij de bouw van nieuwe kernreactoren voor de industriële productie van elektriciteit door kernsplijting in België werd verboden en de exploitatie van de reeds bestaande reactoren werd beperkt tot veertig jaar, waarbij een geleidelijke uitstap uit kernenergie tussen 2015 en 2025 werd vastgelegd ("wet van 2003" of "wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie") ([23]). Zoals oorspronkelijk was voorzien in de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie, werden Doel 3 en Tihange 2 op respectievelijk 23 september 2022 en 31 januari 2023 permanent van het net losgekoppeld. Bij de wetten van 18 december 2013 en 28 juni 2015 ([24]) werd de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie gewijzigd en werd de levensduur van de drie oudste reactoren, Tihange 1, Doel 1 en Doel 2, met tien jaar verlengd tot respectievelijk 30 september 2025, 14 februari 2025 en 30 november 2025 (verlenging van de levensduur met tien jaar) ([25]).

(19) Volgens de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie moesten Doel 4 en Tihange 3 uiterlijk 2025 worden gesloten. Als gevolg daarvan waren de strategische doelstellingen van Engie met betrekking tot nucleaire activiteiten sinds 2020: i) zich terug te trekken uit de activiteiten op het gebied van de opwekking van kernenergie in België om zijn blootstelling als nucleaire exploitant aan de volatiliteit van de marktprijzen te verminderen, en ii) de opwekking van kernenergie niet langer te positioneren als onderdeel van de kernactiviteiten van Engie. Sinds 2020 heeft deze terugtrekking geleid tot een stopzetting van alle studies met betrekking tot de uitbreiding van zijn kerncentrales (alle in België). De financiële mededeling van Engie sinds 2020 is in overeenstemming met deze strategische doelstelling van terugtrekking en is in aanmerking genomen in de boekhoudkundige aannamen die zijn gebruikt voor de opstelling van de geconsolideerde jaarrekening, met name bij de toetsing van bijzondere waardevermindering ([26]).

(20) Tabel 1 geeft een overzicht van de zeven Belgische kernreactoren, met inbegrip van hun eigendomsstatus, nettocapaciteit en oorspronkelijke data voor buitengebruikstelling overeenkomstig de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie en de daaropvolgende herzieningen.

Tabel 1

Overzicht van kernreactoren in België

Kernreactor	Eigendom	Nettocapaciteit in 2023 (MWe)	Datum buitengebruikstelling (wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie)	Datum buitengebruikstelling (herzien)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 februari 2015	14 februari 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 december 2015	30 november 2025

([23]) Zie de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie. Volgens de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie zouden de kerncentrales in België zijn gesloten op 15 februari 2015 (Doel 1), 1 december 2015 (Doel 2), 1 oktober 2022 (Doel 3), 1 juli 2025 (Doel 4), 1 oktober 2015 (Tihange 1), 1 februari 2023 (Tihange 2) en 1 september 2025 (Tihange 3).

([24]) Op 5 maart 2020 werd de wet van 28 juni 2015 door het Grondwettelijk Hof nietig verklaard (zaak 34/2020) — na een prejudiciële beslissing van het Hof van Justitie van de Europese Unie (zaak C 411/17) — omdat de verplichtingen met betrekking tot de milieueffectbeoordeling niet waren nageleefd, terwijl de gevolgen van de wet tot 31 december 2022 werden gehandhaafd. Op 11 oktober 2022 werd, na een milieueffectbeoordeling, een "herstelwet" aangenomen waarbij de data van de buitengebruikstelling werden gewijzigd. Bij de herstelwet werd de buitengebruikstelling van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 uitgesteld tot 2025.

([25]) Zie het besluit van de Commissie van 17 maart 2017, SA.39487 (2016/NN), België, Levensduurverlenging van de kerncentrales Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 (PB C 142 van 5.5.2017, blz. 1).

([26]) Zie bewijsmateriaal in de voetnoten 7 en 8 van het inleidingsbesluit.

Kernreactor	Eigendom	Nettocapaciteit in 2023 (MWe)	Datum buitengebruikstelling (wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie)	Datum buitengebruikstelling (herzien)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 oktober 2022	*Buitengebruikstelling op 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 februari 2023	*Buitengebruikstelling op 31 januari 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 september 2025	31 oktober 2035 (*)

Bron: *Belgische autoriteiten — Er wordt verwezen naar de website van de Federale Overheidsdienst Economie over de productie van kernenergie in België, laatstelijk geraadpleegd op 18 juni 2024:* Productiepark kerncentrales in België | FOD Economie. Zoals vermeld zijn Doel 3 en Tihange 2 buiten gebruik gesteld. In het volgende verslag is hun voormalige nettocapaciteit vermeld: Internationaal Atoomenergieagentschap, "Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States", IAEA, Wenen (2022) (te raadplegen via de website van de FOD Economie).

(*) Herziene datum van buitengebruikstelling wanneer de kernreactoren op 1 november 2025 operationeel zijn; de laatst mogelijk datum voor buitengebruikstelling is 31 december 2037.

2.3. Besluit van België om de productie van kernenergie voort te zetten

(21) Op 18 maart 2022 besloot de Belgische federale regering (hierna ook "Belgische regering" genoemd) de geleidelijke uitstap uit kernenergie opnieuw te beoordelen door de verlenging van de operationele levensduur (Long-Term Operation, langetermijnexploitatie — "LTO") van de twee jongste kernreactoren, Doel 4 en Tihange 3, met een periode van tien jaar toe te staan ("LTO-project"). Het besluit van België werd genomen in het kader van de Europese respons op de Russische oorlog tegen Oekraïne (met inbegrip van de noodzaak voor de EU-lidstaten om hun gasverbruik en -afhankelijkheid te verminderen) en de daaruit voortvloeiende gascrisis, alsook de reeds bestaande bezorgdheid over de voorzieningszekerheid in België (zie ook punt 2.4 hieronder), gezien de toegenomen elektrificatiebehoeften (om de energietransitie mogelijk te maken) en de geringe beschikbaarheid van de Franse kerninstallaties in de periode 2021-2022 (als gevolg van onvoorziene corrosieproblemen en uitgebreid onderhoud om de levensduur ervan te verlengen) ([27]).

(22) Vervolgens is de Belgische regering in 2022 onderhandelingen begonnen met de Belgische nucleaire exploitant Electrabel over de uitvoering van de verlenging van de levensduur. De redenen voor het niet-organiseren van een aanbesteding, die door België zijn verstrekt en waarover de Commissie in het inleidingsbesluit geen twijfels heeft geuit, worden vermeld in overweging 38 van het inleidingsbesluit en omvatten:

a) het bezit van de nodige knowhow en vergunningen: de toegang tot nucleaire opwekkingscapaciteit vereist speciale, met inbegrip van landspecifieke, knowhow waarover niet alle marktdeelnemers beschikken, hetgeen de Commissie eerder heeft erkend met betrekking tot Electrabel in het bijzonder (zie voetnoot 30 van het inleidingsbesluit) en nucleaire exploitanten in het algemeen (zie voetnoot 31 van het inleidingsbesluit); de knowhow, intellectuele eigendom en relevante vergunningen met betrekking tot nucleaire installaties in België zijn uniek en alleen Electrabel bezit deze momenteel.

([27]) Zie het besluit van de Commissie van 29 september 2023, SA.104336 (2023/N), België, Wijzigingen van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (PB C, 2023/265 van 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) het tijdschema: de tijd tussen het besluit van de Belgische regering over het LTO-project en de geplande herstartdatum van de LTO-eenheden is zeer kort, en een herstart tegen september (voor Tihange 3) en november (voor Doel 4) 2025 vereist de uitvoering van bepaalde voorbereidende werkzaamheden en haalbaarheidsstudies ("ontwikkelingsactiviteiten" (zie voetnoot 32 van het inleidingsbesluit)) vóór de daadwerkelijke start van de werkzaamheden. Electrabel was, in zijn hoedanigheid van enige nucleaire exploitant in België, de enige onderneming die over de unieke kennis, middelen en instrumenten beschikte om deze activiteiten snel en doeltreffend uit te voeren. Daarom had geen enkele andere exploitant dan Electrabel via een aanbestedingsprocedure kunnen worden geselecteerd en zou de lancering van een aanbestedingsprocedure voor de selectie van de exploitant van de LTO-eenheden, gezien de specifieke kenmerken en beperkingen van het LTO-project, niet tot een zinvol resultaat hebben geleid.

(23) Engie, de moedermaatschappij van Electrabel, was aanvankelijk terughoudend om met België onderhandelingen te beginnen over het LTO-project, waarbij het aanvoerde dat nucleaire technologie te duur en te riskant was geworden en verwees naar zijn voornemen om de nucleaire activiteiten in België na 2025 stop te zetten (zie overweging 19). De Belgische staat is daarom met Engie overeengekomen een mechanisme op te zetten om op evenwichtige en transparante wijze de risico's en beloningen met betrekking tot de verlenging van de levensduur van de twee reactoren te delen. Volgens België heeft Engie van meet af aan duidelijk gemaakt dat het zonder een risicodelingsmechanisme en een overeenkomst over kernafval afkomstig van de exploitatie van de zeven kerncentrales in België geen levensduurverlenging van de twee kernreactoren — die Engie dwingt om zijn bedrijfsstrategie en risicoblootstelling ingrijpend te wijzigen — zou overwegen ([28]).

(24) Het onderhandelingsproces is uitvoerig beschreven in punt 3.1 van het inleidingsbesluit en heeft geleid tot de sluiting van een uitvoeringsovereenkomst op 13 december 2023, met het oog op de hervatting van de exploitatie van de LTO-eenheden vóór de winter van 2025-2026. Zoals vermeld in overweging 36 van het inleidingsbesluit, bestaat de uitvoeringsovereenkomst uit drie hoofdonderdelen, die alle tot doel hebben de uitvoering van het LTO-project te ondersteunen:

a) "Onderdeel 1": de reeks submaatregelen met betrekking tot de vergoeding en financiële regelingen die stabiele inkomsten voor de twee kernreactoren mogelijk maken, alsook de veranderingen in de aandeelhoudersstructuur door de oprichting van BE-NUC (zie punt 3.3.1);

b) "Onderdeel 2": de reeks submaatregelen in verband met de buitengebruikstelling van de kerncentrales en de langetermijnopslag en definitieve berging van overgebracht kernafval en verbruikte splijtstof (met inbegrip van de wijziging van het beveiligingspakket om de financiële situatie van de nucleaire exploitant te monitoren ten opzichte van het risicoprofiel dat als gevolg van het overeengekomen plafond is gewijzigd) (zie punt 3.3.2);

c) "Onderdeel 3": de overeenkomsten inzake risicodeling en schadeloosstelling in geval van bepaalde wetswijzigingen (zie punt 3.3.3).

(25) De uitvoeringsovereenkomst is in de loop van 2024 twee keer gewijzigd ([29]). De inhoud ervan wordt nader beschreven in punt 3.

(26) Enkele belangrijke mijlpalen van het LTO-project zijn:

a) na de sluiting van de overeenkomst zullen verdere voorbereidingen worden getroffen om de productie uiterlijk op 1 september 2025 (voor Tihange 3) en 1 november 2025 (voor Doel 4) te hervatten.

b) de periode tussen de oorspronkelijke datum van buitengebruikstelling van de reactoren (zoals vastgesteld in de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie van 2003, d.w.z. 1 juli 2025 voor Doel 4 en 1 september 2025 voor Tihange 3 — zie tabel 1) en de datum van herstart van de productie zal worden gebruikt om de LTO-eenheden voor te bereiden voor herstart en wordt de "stilleggingsperiode" genoemd.

([28]) Zie bewijsmateriaal in de voetnoot 10 van het inleidingsbesluit.

([29]) Op 10 mei 2024 had een eerste wijzigingsovereenkomst betrekking op de volgende onderwerpen: wijziging van bepaalde voorwaarden van het verzoek om een voorstel van de taxatiedeskundige, uitstel van de streefsluitingsdatum, bepaalde bevestigingen, technische wijzigingen, correctie van een fout in de SPA II (Share Purchase Agreement, aankoopovereenkomst voor aandelen), extra tijd voor de sluiting van de overeenkomst inzake administratieve diensten ("ASA") en de overeenkomst inzake energiebeheersdiensten ("EMSA"). Op 15 juli 2024 had een tweede wijzigingsovereenkomst betrekking op de volgende onderwerpen: uitstel van de uiterste datum tot 21 februari 2025, overeenstemming over de voorwaarden van de EMSA-aanbestedingsprocedure, bepaalde bevestigingen, technische wijziging van de SPA I.

c) de driejarige periode van september 2025 tot en met 31 december 2028 ("afrekeningsdatum" ([30])) is de "herstartfase" en zal worden gebruikt om de LTO-eenheden in overeenstemming te brengen met de eisen van de Belgische autoriteit voor nucleaire veiligheid.

d) met ingang van 1 januari 2029 zullen de LTO-eenheden naar verwachting tot en met 1 november 2035 op volle capaciteit draaien tijdens de "bedrijfsfase".

(27) Als gevolg daarvan zal de elektriciteitsproductie in de periode 2026-2028 relatief laag zijn doordat vaker dan gebruikelijk sprake zal zijn van geplande niet-beschikbaarheden van de twee reactoren tijdens de herstartfase ("geplande niet-beschikbaarheden in verband met de LTO" ([31])). De niet-beschikbaarheid van de LTO-eenheden tijdens de geplande niet-beschikbaarheden in verband met de LTO zal naar verwachting 24 weken per jaar bedragen en dit gedurende de eerste 3 jaar na de LTO-herstartdatum.

(28) Bovenop de geplande niet-beschikbaarheden in verband met de LTO wordt een jaarlijkse normale niet-beschikbaarheid voor kerncentrales ("geplande niet-beschikbaarheden die geen verband houden met de LTO" ([32])) verwacht voor de gehele periode van de levensduurverlenging (d.w.z. tijdens de herstartfase en de bedrijfsfase), tot één jaar vóór het einde van de exploitatie van Doel 4, en tot het laatste jaar van exploitatie voor Tihange 3. Elke geplande niet-beschikbaarheid die geen verband houdt met de LTO zal naar verwachting zes weken duren. Als gevolg daarvan zullen de twee kernreactoren in de eerste drie jaar na de herstart van de LTO naar verwachting voor dertig weken per jaar worden stilgelegd.

(29) Naast de geplande niet-beschikbaarheden (LTO en niet-LTO) kunnen zich ongeplande en onvoorziene problemen voordoen die extra stilleggingen van de LTO-eenheden vereisen. In het financieel model bij ondertekening dat aan de beloningsovereenkomst ten grondslag ligt, is uitgegaan van een percentage gedwongen niet-beschikbaarheid (forced outage rate, "FOR") van 10 % ([33]). Dit betekent dat zowel Doel 4 als Tihange 3 een beoogde beschikbaarheidsgraad van 90 % hebben over een periode van tien jaar, wanneer geen rekening wordt gehouden met de geplande niet-beschikbaarheden die wel en geen verband houden met de LTO.

(30) Wanneer alle geplande en niet-geplande niet-beschikbaarheden in aanmerking worden genomen, hebben Doel 4 en Tihange 3 een beoogde beschikbaarheidsgraad van respectievelijk ongeveer 68,4 % en 67,4 %.

(31) De nominale elektriciteitsproductiecapaciteit, de jaarlijkse elektriciteitsproductie en het aandeel in de nationale vraag naar elektriciteit in België voor Doel 4 en Tihange 3, voor en na de verlenging van de levensduur, zijn samengevat in tabel 2. Zoals blijkt uit tabel 2, zal de geraamde jaarlijkse elektriciteitsproductie van de LTO-eenheden na de herstartfase naar verwachting verdubbelen.

Tabel 2

Belangrijkste kenmerken van Doel 4 en Tihange 3 (voor en na de LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Vóór de levensduurverlenging		
Nominale capaciteit (*cijfers van 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Jaarlijkse elektriciteitsproductie (*cijfers van 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Aandeel in de Belgische vraag naar elektriciteit (*cijfers van 2022*)	11 %	9 %

([30]) Een "afrekening" is een proces dat wordt gebruikt om ervoor te zorgen dat alle rekeningen en gegevens juist en in evenwicht zijn. Dit houdt in dat de geraamde of eerste cijfers worden vergeleken met de werkelijke, definitieve cijfers en dat de nodige aanpassingen worden aangebracht.

([31]) "Geplande niet-beschikbaarheden in verband met de LTO": de geplande niet-beschikbaarheden die nodig zijn om de LTO-eenheden in overeenstemming te brengen met de eisen van de veiligheidsautoriteit.

([32]) "Geplande niet-beschikbaarheden die geen verband houden met de LTO" zijn de normale jaarlijkse niet-beschikbaarheden (voornamelijk voor splijtstofwissels) die al vanaf jaar 1, jaar 2 en jaar 3 na de datum van de herstart van de LTO voor respectievelijk Doel 4 en Tihange 3 worden overwogen, tot één jaar vóór het einde van de exploitatie voor Doel 4 en tot het laatste jaar van exploitatie voor Tihange 3.

([33]) Het financieel model bij ondertekening is het financiële model dat ten grondslag ligt aan de op 13 december 2023 ondertekende beloningsovereenkomst.

	Doel 4	Tihange 3
Na de levensduurverlenging		
Nominale capaciteit (*cijfers van 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Jaarlijkse elektriciteitsproductie (*schattingen*)	2026-2028: 3 435 GWh na 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh na 2029: 7 186 GWh
Aandeel in de Belgische vraag naar elektriciteit (*schattingen*)	2026-2028: 3-4 % na 2029: 6-8 %	2026-2028: 3-4 % na 2029: 6-8 %

Bron: IAEA PRIS, World Nuclear Association; Elia's Adequacy and flexibility study for Belgium (2024-2034).

2.4. Zorgen in verband met de toereikendheid van hulpbronnen in België

(32) Zoals vermeld in overweging 17 van het inleidingsbesluit, heeft de Belgische TSB Elia sinds 2019 drie nationale studies naar de toereikendheid van hulpbronnen verricht ("NRAA 2019", "NRAA 2021" en "NRAA 2023"). In al deze studies werd vastgesteld dat uiterlijk in de winter van 2025-2026 nieuwe capaciteit nodig was als gevolg van de (gedeeltelijke) uitstap uit kernenergie in België, die begon met de ontmanteling van Doel 3 en Tihange 2 in 2022 en 2023 (zie tabel 1), en werd versterkt door de ontmanteling van thermische opwekkingscapaciteit in buurlanden en problemen met de Franse nucleaire installaties.

(33) Om deze zorgen in verband met de toereikendheid van hulpbronnen aan te pakken, heeft België een capaciteitsmechanisme ("CM") opgezet, dat in 2021 door de Commissie werd goedgekeurd en sindsdien tweemaal is gewijzigd ([34]). Het CM is een marktbrede maatregel ter compensatie van de bereidheid van installaties om in vooraf bepaalde perioden elektriciteit te leveren, ongeacht of zij al dan niet produceren. Het CM heeft tot doel problemen in verband met de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening aan te pakken en tegelijkertijd de energietransitie te ondersteunen, en zal vanaf de winter van 2025 ingaan op het moment dat de twee LTO-eenheden naar verwachting ook opnieuw zullen worden opgestart (zie overweging 26).

2.5. Elektriciteitsmarkt in België

(34) De energiemix van België wordt momenteel gedomineerd door de opwekking van elektriciteit op basis van gas en kernenergie, hoewel het aandeel hernieuwbare energie de afgelopen jaren gestaag is toegenomen. In 2023 bedroeg het aandeel van kernenergie, gas en hernieuwbare energie in de opwekkingsmix respectievelijk 39,9, 21,4 en 32,7 % ([35]).

(35) Volgens België zijn de belangrijkste spelers op de markt voor elektriciteitsopwekking in termen van geïnstalleerde capaciteit die is aangesloten op het transmissienet Electrabel (9,3 GW in 2023 — 65 %), Luminus (2,2 GW in 2023 — 15 %), RWE (0,7 GW in 2023 — 5 %), Eneco (0,7 GW in 2023 — 5 %) en TotalEnergies (0,6 GW in 2023 — 4 %). België voert aan dat de HHI-indicator ([36]) voor marktconcentratie is gedaald van 5 510 in 2016 tot 4 431 in 2023, wat deels kan worden verklaard door de toegenomen ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen (zonne- en windenergie) door niet-gevestigde marktdeelnemers ([37]).

([34]) Zie het besluit van de Commissie van 27 augustus 2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), België, Capaciteitsvergoedingsmechanisme (PB L 117 van 19.4.2022, blz. 40). Eerste wijzigingsbesluit: Besluit van de Commissie van 29 september 2023, SA.104336 (2023/N), België, Wijzigingen van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (PB C, 2023/265, 18.10.2023). Tweede wijzigingsbesluit: Besluit van de Commissie van 17 september 2024, SA.114003 (2024/N), België, Tweede reeks wijzigingen van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (PB C, 2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) Belgian Energy Data Overview (FOD Economie 2024). Meer details over de groothandels- en detailhandelsmarkt voor elektriciteit in België en de marktpositie van de belangrijkste spelers (op basis van gegevens van 2022) zijn te vinden in de punten 2.2.1 en 2.2.2 van het inleidingsbesluit.

([36]) De Herfindahl-Hirschman-index is een maatstaf voor marktconcentratie, die wordt berekend door het marktaandeel van elke op de markt concurrerende onderneming te kwadrateren en vervolgens de resulterende cijfers bij elkaar op te tellen. Markten met een HHI boven de 2 500 worden over het algemeen beschouwd als sterk geconcentreerd. De HHI-waarden zijn afkomstig uit de jaarlijkse verslagen van de CREG en zijn gebaseerd op de geïnstalleerde capaciteit en de opwekking van installaties die zijn aangesloten op het niveau van het transmissienet.

([37]) Jaarverslag van de CREG (2024).

(36) Volgens België zijn de belangrijkste spelers op de markt voor elektriciteitsopwekking door installaties die zijn aangesloten op het Belgische transmissienet Electrabel (39,1 TWh in 2023 — 70 %), Luminus (6,8 TWh in 2023 — 12 %), Eneco (2,5 TWh in 2023 — 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh in 2023 — 4 %) en RWE (2 TWh in 2023 — 4 %). België voert aan dat de HHI-indicator voor marktconcentratie is gedaald van 6 372 in 2016 tot 5 143 in 2023, dankzij de toegenomen elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen ([38]).

(37) Volgens België waren er op detailhandelsniveau in België in 2023 in totaal 16 elektriciteitsleveranciers aanwezig. De belangrijkste leveranciers in termen van geleverde elektriciteit zijn Electrabel (47 % in 2023), Luminus (18,2 % in 2023), TotalEnergies (5,5 % in 2023) en Eneco (5,3 % in 2023), terwijl veel marktdeelnemers erg klein zijn ([39]).

3. GEDETAILLEERDE BESCHRIJVING VAN DE MAATREGEL

3.1. Doelstelling van de maatregel en marktfalen

(38) Met de verlenging van de levensduur van de twee LTO-eenheden zal de ontwikkeling van een economische activiteit worden vergemakkelijkt en zal worden bijgedragen tot het aanpakken van de zorgen in verband met de toereikendheid van hulpbronnen in België (zie punt 2.4). Daarnaast voert België aan dat de verlenging van de levensduur van de kernreactoren ook tot doel heeft de afhankelijkheid van invoer in het algemeen en ingevoerde fossiele brandstoffen in het bijzonder te verminderen (in overeenstemming met de REPowerEU-doelstellingen), en zo ook bij te dragen tot het koolstofvrij maken van het Belgische elektriciteitssysteem, alsook tot de levering van basislastcapaciteit in de context van de toegenomen elektrificatiebehoeften in de nabije toekomst in België.

(39) België voert aan dat de steunmaatregel tot doel heeft een aantal tekortkomingen van de markt te verhelpen die Electrabel beletten de kernreactoren in België te blijven exploiteren zonder aanvullende input van de Belgische regering ([40]).

a) Ten eerste voert België aan dat er een aantal goed gedocumenteerde tekortkomingen van de elektriciteitsmarkt zijn die er over het algemeen toe leiden dat de markten onvoldoende stimulansen bieden voor investeringen in opwekkingscapaciteit die nodig zijn om te voldoen aan de normen inzake toereikendheid van hulpbronnen, zoals nader beschreven in de besluiten van de Commissie over het Belgische CM (zie voetnoot 34).

b) Ten tweede voert België aan dat de elektriciteits- en koolstofmarkten nog meer tekortkomingen vertonen, wat met name van invloed is op stimulansen om te investeren in koolstofarme technologieën, zoals het gebrek aan indekkingsmogelijkheden op lange termijn (dit heeft met name gevolgen voor schone technologieën die kapitaalintensief zijn vanwege hun blootstelling aan volatiele inkomstenstromen), de ontoereikende dekking van negatieve externe effecten van broeikasgassen (bv. als gevolg van een koolstofprijs in het Europees emissiehandelssysteem (ETS) die lager is dan de sociale kosten van koolstof, en het ontbreken van een voorspelbaar koolstofprijssignaal op lange termijn als gevolg van de structurele volatiliteit van het EU-ETS), en het gebrek aan stimulansen om te investeren in een diverse energieopwekkingsmix, gezien de prijsvorming van elektriciteitscentrales op fossiele brandstoffen (gas) op elektriciteitsmarkten die een natuurlijke indekking bieden.

c) Ten derde voert België aan dat investeringen in kernenergie een aantal specifieke risico's met zich meebrengen die bijzonder moeilijk kunnen worden ingedekt of beheerd door commerciële investeerders, zoals: i) technische en projectbeheerrisico's; ii) risico's in verband met afvalbeheer en buitengebruikstelling, en iii) regelgevings- en politieke risico's.

(40) België voert aan dat de Belgische regering, in het licht van dit algemene marktfalen in verband met koolstofarme investeringen in elektriciteitsmarkten en de extra risico's waaraan een nucleaire exploitant is blootgesteld, een toezegging nodig heeft om de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden te ondersteunen. België voert aan dat de aangemelde maatregel daarom tot doel heeft dit marktfalen te verhelpen.

([38]) Jaarverslag van de CREG (2024).
([39]) Gezamenlijk rapport over de ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) Een meer gedetailleerde beschrijving van het marktfalen is te vinden in de overwegingen 23 en 24 van het inleidingsbesluit.

3.2. Wijzigingen van de maatregel door België naar aanleiding van het inleidingsbesluit

(41) Naar aanleiding van de twijfels die de Commissie in haar inleidingsbesluit heeft geuit (zie punt 3.8), heeft België bepaalde delen van de maatregel gewijzigd.

(42) Deze wijzigingen hebben met name betrekking op:

a) de overdracht van de besluitvormende autoriteit met betrekking tot economische modulaties van de gemeenschappelijke onderneming tussen de Belgische staat en Electrabel, genaamd BE-NUC (de entiteit die 89,807 % van de LTO-eenheden in eigendom zal hebben, die aanvankelijk contractueel verplicht was om telkens wanneer aan de voorwaarden van de overeenkomsten was voldaan, een modulatie uit te voeren), aan de partner van de overeenkomst inzake energiebeheersdiensten (Energy Management Services Agreement, "EMSA") (die de nucleaire elektriciteit op de markt verkoopt), en de invoering van financiële stimulansen voor de vergoeding van de EMSA-partner, teneinde een efficiënt gebruik van het bestand van modulaties te waarborgen (zie punt 3.3.1.5). Als gevolg daarvan is de vooraf vastgestelde modulatiedrempel van – 20 EUR/MWh geschrapt, aangezien de EMSA-partner passende stimulansen zal krijgen om te beslissen wanneer modulatie van de kernreactor het efficiëntst is. De gewijzigde beloningsstructuur is ook in aanmerking genomen in de herziene biedings- en onbalansstrategie.

b) de intensivering van het mechanisme voor het delen van winsten en verliezen (de "Market Price Risk Adjustment" of "MPRA"), zodat de financiële steun de veranderingen in de marktprijzen beter zal volgen (door de aanpassing van het feitelijke rendement van het project) (zie punt 3.3.1.3.2).

c) een plafond voor het bedrag van de minimale OPEX- en kapitaalbetaling ("MOCP") om te voorkomen dat de kosten van de MOCP voor de Belgische staat buitensporig zouden worden (zie punt 3.3.1.3.3).

(43) De bovenstaande wijzigingen zijn in detail uiteengezet in punt 3.3 van dit besluit.

3.3. Gedetailleerde beschrijving van de onderdelen van de maatregel

(44) In dit punt worden de verschillende onderdelen van het steunpakket voor het LTO-project beschreven, met inbegrip van de wijzigingen die België heeft aangebracht naar aanleiding van de twijfels die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit (zie de punten 3.3.1, 3.3.2 en 3.3.3), alsook de alternatieve financieringsmogelijkheden die België heeft overwogen (zie punt 3.3.4).

3.3.1. *Onderdeel 1: Financiële en structurele regelingen*

(45) Er is voorzien in een reeks mechanismen voor financiële steun om de financiering van een tijdige en veilige verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren mogelijk te maken. Alle submaatregelen van onderdeel 1 worden in de rest van dit punt in detail beschreven.

(46) Tijdens het formele onderzoek heeft België de beweegredenen voor alle onderdelen van de financiële steun uiteengezet:

a) België herinnert eraan dat investeringen in kernenergie grote infrastructuurinvesteringen zijn met eeuwenlange voetafdrukken die worden gekenmerkt door hoge kapitaalkosten vooraf en bouwperioden met aanzienlijke risico's en onzekerheden, alsook lange terugverdientijden ([41]). Aangezien investeringen van handelaren in nucleaire activa blootgesteld zijn aan onbeheersbare risico's met een potentieel grote impact in verband met beleid, regelgeving en technologie, met een overwegend vaste kostenstructuur, zijn hun financiële prestaties bijzonder gevoelig voor de gerealiseerde beschikbaarheid en potentiële kostenoverschrijdingen. Daarom werden kernreactoren in het verleden gefinancierd in het kader van overheidseigendom en/of een ondersteunend regelgevingskader om de blootstelling aan risico's te beperken en een langdurige verbintenis van de overheid garandeerde.

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

b) In de meeste recente gevallen van investeringen in nucleaire activa werd de financiering ondersteund door middel van een reeks regelgevingsmaatregelen om het potentiële effect van marktrisico's te beperken en specifieke mechanismen om de blootstelling aan risico's in verband met technologie, beleid en regelgevingsrisico's te beperken die specifiek zijn voor nucleaire installaties. Zo zijn sommige projecten ontwikkeld in het kader van een model van gereguleerde activa (regulated asset base, "RAB") ([42]), dat België als zeer beschermend beschouwt. België heeft gekozen voor een ontwerp in de vorm van een tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen (Contract for Difference, "CfD"). Om de economische levensvatbaarheid van het project te waarborgen, is het pakket maatregelen van het LTO-project afgestemd op de behoeften in verband met de nucleaire investeringen in kwestie.

c) België legt uit dat het voornemens is om, aan de hand van de in de beloningsovereenkomst voorziene maatregelen, extra bescherming te bieden in vergelijking met een op zichzelf staande CfD-regeling om bescherming te bieden tegen mogelijke insolventie of faillissement. België specificeert echter:

— dat de beloningsovereenkomst de financiële prestaties van de joint venture niet waarborgt, met name in het geval van aanhoudende problemen met de beschikbaarheid of aanzienlijke kostenoverschrijdingen, bijvoorbeeld als gevolg van bepaalde regelgevingsrisico's, en

— dat de aandeelhouders blootgesteld blijven aan aanzienlijke risico's en financiële prikkels die de prestaties en marktconform gedrag bevorderen, hetgeen verschilt van typische RAB-modellen die doorgaans sterke garanties bieden met betrekking tot kostendekking en rendement op investeringen, naast voldoende financiering en liquiditeit.

d) Voorts merkt België op dat investeringen in kernenergie scherp worden gecontroleerd door financiële instellingen, met uitgebreide zorgvuldigheidsvereisten om de potentiële impact van verschillende soorten risico's en onzekerheden te beoordelen, en een kritische focus op de algehele structurering van projecten. De ervaring in Europa wijst er met name op dat het verkrijgen van financiering voor investeringen in kernenergie zonder adequate beschermingsmechanismen bijzonder moeilijk is ([43]).

3.3.1.1. Gemeenschappelijke ontwikkelingsovereenkomst (Joint Development Agreement, "JDA")

(47) Zoals vermeld in overweging 22, heeft de nucleaire exploitant, Electrabel, vanwege het strikte tijdschema voor de herstart van de LTO, bepaalde ontwikkelingsactiviteiten vastgesteld en is hij met België overeengekomen deze te ondernemen. Deze activiteiten zijn nodig om de LTO tijdig te kunnen hervatten en om te voldoen aan de eisen en verwachtingen van de veiligheidsautoriteit, voordat de definitieve transactie wordt aangegaan. Deze ontwikkelingsactiviteiten zijn vastgelegd in de JDA, die voor het laatst is gewijzigd op 18 juli 2024 (JDA++) ([44]).

(48) In de JDA++ zijn de voorwaarden vastgesteld waaronder België de kosten en uitgaven van Electrabel voor de ontwikkelingsactiviteiten voorfinanciert ([45]) totdat alle vereiste wetswijzigingen zijn goedgekeurd en in werking zijn getreden (de "wettelijke voorwaarde"). Kort na de vervulling van de wettelijke voorwaarde (op 15 juli 2024) begon Electrabel zijn eigen kosten en uitgaven voor de ontwikkelingsactiviteiten te financieren, wat het zal blijven doen totdat het bedrag van de financiering van Electrabel gelijk is aan het door de Belgische staat voorgefinancierde bedrag (naar verwachting begin 2025), waarna Electrabel en de Belgische staat de kosten en uitgaven voor de ontwikkelingsactiviteiten gelijk zullen verdelen.

([42]) RAB-modellen zijn uitvoerig beschreven in de literatuur. Zie bijvoorbeeld 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): blz. 1001-1022; Thomas, Steve, e.a. "The proposed RAB financing method", *Nuclear Consult* (2019).

([43]) België voert aan dat commerciële banken niet bereid zijn en investeerders vaak terughoudend zijn — zelfs wanneer er risicodelingsregelingen met de staat bestaan — om zich bloot te stellen aan nucleaire activa, d.w.z. het risico te nemen dat verbonden is aan grote investeringen in de nucleaire sector in de context van onzeker beleid en regelgeving, en technologische risico's.

([44]) De in bijlage 1 bij de JDA++ beschreven ontwikkelingsactiviteiten hebben voornamelijk betrekking op technische studies met betrekking tot het ontwerp en de veroudering van de installaties, verbeteringen van het ontwerp, de competenties van het beheer, test- en inspectieprogramma's, milieueffectbeoordelingen (met inbegrip van het opstellen van de nodige licentie- en vergunningsdocumenten) en periodieke veiligheidsbeoordelingen van de LTO-eenheden.

([45]) Dit komt overeen met 89,807 % (d.w.z. het eigendomspercentage van de LTO-eenheden) van de totale kosten. Luminus draagt de resterende 10,193 %.

(49) België voert aan dat de voorfinanciering door de Belgische staat van de kosten en uitgaven voor de ontwikkelingsactiviteiten beperkt is tot kosten en uitgaven die daadwerkelijk door Electrabel (moeten) worden gedragen, hetgeen overeenkomt met 89,807 % van de totale kosten voor de ontwikkelingsactiviteiten. Er is een controlemechanisme opgezet en voorzien in een "afrekening" aan het einde van de contractperiode. België voert ook aan dat de financieringsregelingen in het kader van de JDA++ marktconform en kosteneffectief zijn.

3.3.1.2. Joint-venture- en aandeelhoudersfinanciering

(50) De Belgische staat zal samen met de nucleaire exploitant Electrabel investeren in een joint venture, genaamd BE-NUC, die 89,807 % van de LTO-eenheden in eigendom zal hebben (zoals Electrabel momenteel heeft). De overige 10,193 % van de LTO-eenheden zullen in handen van Luminus blijven. Electrabel en de Belgische staat zullen elk 50 % van BE-NUC bezitten en als gelijke aandeelhouders optreden wat betreft de financiële participatie (verstrekking van eigen vermogen en aandeelhoudersleningen) en het aandeel in de winst uit de verkoop van elektriciteit. BE-NUC zal, als mede-eigenaar, 89,807 % van de investeringen dekken die nodig zijn om de exploitatie te verlengen, en de Belgische staat zal dus indirect 44,9035 % van de investeringskosten in verband met het LTO-project dragen. De overige 10,193 % zal door Luminus worden gedragen.

(51) Electrabel is en blijft de enige exploitant van de twee kernreactoren door middel van een overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud (zie punt 3.3.1.4). BE-NUC zal geen nucleaire exploitant worden, maar zal op grond van deze overeenkomst wel zeggenschap hebben over de exploitatiekosten.

(52) België voerde aan dat het niet verwacht dat het mogelijk zal zijn om externe schuldfinanciering aan te gaan om het LTO-project te financieren. Het LTO-project zal volledig door de aandeelhouders worden gefinancierd door middel van aandelen- en aandeelhoudersleningen (zie punt 3.3.1.2.2 hieronder).

3.3.1.2.1. Joint venture

(53) De Belgische staat zal geen aandelen in mede-eigendom in de LTO-eenheden verwerven, maar er wel een overdracht (gedeeltelijke splitsing van de relevante activa) plaatsvinden van Electrabel aan de joint venture, overeenkomstig de stappen die zijn beschreven in overweging 49 van het inleidingsbesluit.

(54) Electrabel zal zijn eigendomsrechten van 89,807 % met betrekking tot de LTO-eenheden (alsmede de bijbehorende vergunningen en eventuele andere vereiste activa) overdragen aan BE-NUC in ruil voor de uitkering van BE-NUC-aandelen aan Engie (destijds de enige aandeelhouder van Electrabel). De bijdrage van Electrabel aan BE-NUC zal worden gewaardeerd op basis van de schrootwaarde van het gebouw, de waarde van de grond en de waarde van de onroerende installaties, zoals beschreven in overweging 51 van het inleidingsbesluit.

(55) Deze waardering van de bijdrage van Electrabel komt tot uiting in de aankoopprijs van 24,7 miljoen EUR (onder voorbehoud van aanpassingen) die de Belgische staat moet betalen om nieuwe aandelen te verwerven en een belang van 50 % in BE-NUC te behouden. De raad van bestuur van BE-NUC zal een (wettelijke) auditeur of een gecertificeerde accountant verzoeken een verslag over de inbreng in natura op te stellen, waarin met name de toegepaste waardering en de daartoe gebruikte waarderingsmethoden worden beoordeeld.

(56) België voert aan dat de waardering van activa geen invloed heeft op de analyse van het nulscenario en heeft bewijs geleverd dat de overdracht van activa (gebouwen en grond) in het kader van het LTO-project neutraal is. Volgens België zorgt het gebruik van conservatieve methoden voor de waardering van activa (op basis van de schroot- of reële waarde) ervoor dat Engie geen voordeel haalt uit de overdracht van activa.

(57) Bovendien komen de onroerende installaties overeen met het LTO-materieel, dat is aangekocht in het kader van de LTO-diensten, de operationele en onderhoudsdiensten en de JDA-diensten, en dat vóór de gedeeltelijke splitsing in de LTO-eenheden was geïnstalleerd en geïntegreerd. Om redenen die verband houden met het Belgische eigendomsrecht en om dubbeltelling te voorkomen, worden deze specifieke onderdelen van het LTO-materieel niet rechtstreeks betaald, maar worden zij in aanmerking genomen bij de gedeeltelijke splitsing, samen met de grond en de gebouwen. Voorts bevestigt België dat de gerelateerde kasstromen voor deze onderdelen van het LTO-materieel reeds zijn weergegeven in het financieel model bij ondertekening.

(58) Tussen Electrabel, de Belgische regering en BE-NUC is een aandeelhoudersovereenkomst gesloten om de corporate governance van BE-NUC en de rechten van elk van zijn aandeelhouders vast te stellen. Volgens deze overeenkomst bestaat de raad van bestuur van BE-NUC uit vier directeuren, twee benoemd op voordracht van de Belgische regering en twee benoemd op voordracht van Electrabel. De voorzitter en de financieel directeur van BE-NUC zullen altijd directeuren zijn die door de Belgische regering zijn benoemd. Het quorum in de raad van bestuur is een gewone meerderheid en de besluiten van de raad van bestuur worden met gewone meerderheid van stemmen goedgekeurd. Er zijn bepalingen inzake belangenconflicten vastgesteld.

(59) Zoals vermeld in overweging 55 van het inleidingsbesluit zullen niet-Europese activa die momenteel in handen zijn van Electrabel aan Engie worden overgedragen. Engie garandeert, als moederonderneming van Electrabel, dat activa ter waarde van ten minste 4 miljard EUR op het moment van sluiting van de transactie in Electrabel blijven (op basis van een op 30 juni 2023 berekende waarde van het eigen vermogen). Bovendien zijn na de sluiting andere waarborgen van toepassing, zoals de voortgezette en verscherpte monitoring van de financiële positie van de nucleaire exploitant door de CNV (Commissie voor Nucleaire Voorzieningen), en de onbeperkte en niet-opzegbare garantie van de moedermaatschappij die Engie heeft verleend voor bepaalde verplichtingen van de nucleaire exploitant.

(60) België voert aan dat de joint venture een investering op voet van gelijkheid vormt, aangezien de twee aandeelhouders de joint venture aangaan onder gelijke voorwaarden en, als aandeelhouders, met hetzelfde risiconiveau en dezelfde beloningen.

3.3.1.2.2. Aandeelhoudersfinanciering: kapitaalinjectie en aandeelhoudersleningen

(61) De rol van de Belgische staat als aandeelhouder veronderstelt onder meer de financiering van de kapitaalkosten (CAPEX) en de exploitatiekosten (OPEX) van BE-NUC, het beheer van aandelen en de uitoefening van aandeelhoudersrechten (bv. stemrechten), en de ondersteuning van de twee directeuren van BE-NUC die op voordracht van de Belgische staat zijn benoemd (zie overweging 58).

(62) De inbreng in het aandelenkapitaal bestaat uit:

a) een kapitaalinjectie: de Belgische regering en Electrabel, als aandeelhouders van BE-NUC, verstrekken elk eigen vermogen aan BE-NUC door middel van een verhoging van het aandelenkapitaal ter financiering van alle in de aandeelhoudersovereenkomst voorziene uitgaven, en

b) aandeelhoudersleningen: Electrabel en de Belgische regering zullen beide aan BE-NUC aandeelhoudersleningen (respectievelijk de "aandeelhouderslening van Electrabel" en de "aandeelhouderslening van de Belgische regering") verstrekken ter financiering van alle in de aandeelhoudersovereenkomst beoogde uitgaven.

(63) België legt uit dat de voorwaarden van de aandeelhouderslening van Electrabel en de aandeelhouderslening van de Belgische regering identiek zijn. Beide aandeelhoudersleningen zullen worden toegekend tegen marktvoorwaarden, tegen rentevoeten die nog niet zijn vastgesteld, maar die, volgens de aandeelhoudersleningsovereenkomsten, door de raad van bestuur van BE-NUC in overeenstemming met de aandeelhoudersovereenkomst zouden worden vastgesteld op basis van de gangbare marktrente en eventuele vergelijkbare schuldfinanciering door derden die op het relevante tijdstip beschikbaar is. In het kader van de tussen de Belgische regering en Engie overeengekomen procedure heeft Engie een termsheet opgesteld waarin de voorwaarden van beide aandeelhoudersleningen zijn vastgelegd. In de termsheet wordt de methode voor het vaststellen van de rentevoet beschreven. België voert aan dat deze methode in overeenstemming is met het beleid van Engie op het gebied van verrekenprijzen voor leningen en met het BEPS-beginsel van de OESO ([46]) dat ervoor zorgt dat de rentevoet op een zakelijk niveau wordt vastgesteld. Volgens de termsheet zal de rentevoet naar verwachting een variabele rente zijn, vastgesteld op de zesmaands Euribor (ondergrens van 0 %) plus een verwachte marge van ongeveer [0-3] %.

(64) België voert aan dat de invoering van een aandeelhouderslening naast de kapitaalinjectie voortvloeit uit financiële en transactionele overwegingen. Enerzijds biedt de verstrekking van de aandeelhouderslening meer flexibiliteit bij het opstellen van opname- en aflossingsschema's. Met name kunnen bepalingen inzake de terugbetaling van leningen worden overeengekomen met minder regelgevende beperkingen dan dividenduitkeringen of aflossingen van eigen vermogen. Anderzijds zou de lening de financiële structuur met betrekking tot het belastbare inkomen kunnen optimaliseren (tot 30 % van de ebitda kan worden gebruikt om rente af te trekken).

([46]) BEPS staat voor "Base Erosion" (grondslaguitholling — een vermindering van het belastbare inkomen (of belastinggrondslag) in een land) en "Profit Shifting" (winstverschuiving — verschuiving van winsten naar landen waar de belastingen veel lager zijn of waar geen belastingen worden geheven). De BEPS-beginselen van de OESO verwijzen naar een reeks internationale richtsnoeren om belastingontwijking door multinationale ondernemingen aan te pakken. Met deze richtsnoeren wordt ervoor gezorgd dat bedrijven belastingen betalen waar zij daadwerkelijk winst maken en hun werkelijke bedrijfsactiviteiten uitoefenen en zij hun winsten niet verschuiven naar landen met lage belastingen.

(65) Op basis van voorlopige berekeningen in het financieel model bij ondertekening bedraagt de totale kapitaalinbreng (kapitaalinjectie en aandeelhoudersleningen) [2 000-2 500] miljoen EUR [47], tegen 89,807 % door zowel de Belgische regering als Electrabel op voet van gelijkheid te verstrekken in [...] termijnen van [...] tot [...] ter financiering van onder meer de kapitaaluitgaven van het LTO-project (de resterende 10,193 % wordt gefinancierd door Luminus). De kapitaalinbreng moet worden terugbetaald aan de aandeelhouders van BE-NUC door middel van een reeks verminderingen van het aandelenkapitaal en de terugbetaling van de lening van aandeelhouders, en moet worden vergoed via de uitkering van dividenden en de rente op leningen van aandeelhouders. Over de opsplitsing van de kapitaalinbreng ([2 000-2 500] miljoen EUR) in kapitaalinjecties en aandeelhoudersleningen is nog geen besluit genomen.

(66) België voert aan dat de verplichtingen in verband met de aandeelhoudersfinanciering en de aandeelhouderslening kunnen worden beschouwd als financiering op voet van gelijkheid, en dat de aandeelhouderslening tegen marktvoorwaarden zal worden verstrekt, zodat de aandeelhoudersfinanciering de begunstigden geen selectief voordeel verschaft.

3.3.1.3. Beloningsovereenkomst

(67) Tussen BE-NUC, Luminus en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst, die een autonome dienst met boekhoudkundige onafhankelijkheid binnen de Belgische staat zal zijn ("BE-WATT"), is een beloningsovereenkomst gesloten. De beloningsovereenkomst heeft tot doel de onzekerheid van de marktprijzen aan te pakken en de risico's van de LTO-projectinkomsten voor de eigenaren van de LTO-eenheden, BE-NUC en Luminus te verminderen. BE-NUC en Luminus moeten zodoende voldoende inkomsten ontvangen uit de exploitatie van de LTO-eenheden om hun veilige en betrouwbare werking en economische levensvatbaarheid te waarborgen, terwijl de aandeelhouders het vereiste marktconforme financiële rendement in overweging kunnen nemen.

(68) België verduidelijkt met name dat de financieringsbeginselen van de transactie als volgt zijn:

a) de vereisten in verband met kapitaaluitgaven van het LTO-project worden voornamelijk gefinancierd door de aandeelhouders van BE-NUC op voet van gelijkheid (en door Luminus in verhouding tot zijn mede-eigendom), hetzij via eigen vermogen, hetzij via aandeelhoudersleningen (zie punt 3.3.1.2).

b) de exploitatie- en onderhoudskosten van het LTO-project worden voornamelijk gefinancierd uit de exploitatie-inkomsten van de LTO, waarbij een stroom van exploitatie-inkomsten wordt gewaarborgd via het CfD (voor zover de LTO-eenheden beschikbaar zijn) (zie punt 3.3.1.3.2). De vaste prijs van het CfD wordt geraamd op het niveau waarmee de verwachte interne rentabiliteit ("IRR") van de kasstromen van het LTO-project de beoogde interne rentabiliteit van 7 % (nominaal en na belastingen) kan bereiken, binnen de drempel van het interval van 6-8 % (zie punt 3.3.1.3.1).

c) de MOCP en de leningen voor kosten voor stilleggingsperioden ("Shut-Down period Cost loans", "SDC-leningen") vormen een aanvulling op de inkomsten uit de LTO-exploitatie en bestaan uit beschermende maatregelen om ervoor te zorgen dat BE-NUC te allen tijde over voldoende liquiditeit beschikt om zijn exploitatie-, onderhouds- en splijtstofkosten te betalen om een veilige en betrouwbare exploitatie van de LTO-eenheden mogelijk te maken.

— De SDC-leningen zijn bedoeld om de kosten vóór de herstart van de LTO-eenheden te financieren en om te zorgen voor voldoende kasmiddelen tijdens de opstartperiode van drie jaar (tot en met 31 december 2028), wanneer belangrijke werkzaamheden nog moeten worden uitgevoerd en de LTO-eenheden niet op volle capaciteit kunnen draaien.

— De MOCP wordt alleen geactiveerd in het geval van een (aanzienlijk) verminderde beschikbaarheid van de LTO-eenheden, waardoor de financiële stabiliteit op lange termijn gedurende de gehele periode van de verlenging van de levensduur wordt gewaarborgd. Een werkkapitaalfaciliteit (working capital facility, "WCF") dient als brug binnen het jaar naar de jaarlijkse MOCP.

(69) De financiële steunmechanismen (CfD, MOCP en SDC-leningen) worden nader toegelicht in de punten 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 en 3.3.1.3.4 hieronder.

[47] Exclusief btw. De cijfers van het financieel model bij ondertekening zijn exclusief btw.

3.3.1.3.1. Rendement van het LTO-project

(70) In het algemeen is de (beoogde) interne rentabiliteit het minimumniveau van rendement dat beleggers aanvaarden als compensatie voor een bepaald risiconiveau in een investeringsproject. De beoogde interne rentabiliteit wordt vaak de "hurdle rate" genoemd, dat wil zeggen de drempel waaraan de interne rentabiliteit van een project gelijk moet zijn of die moet worden overschreden voordat het project wordt uitgevoerd. In theorie is de "hurdle rate" gelijk aan de som van de kapitaalkosten (bv. gewogen gemiddelde kapitaalkosten of "WACC") en een "hurdle-premie". Met andere woorden, het gaat om een combinatie van de rendementspercentages van vergelijkbare projecten/activa en aanpassingen om aan te sluiten bij een bepaald risicoprofiel, met inbegrip van projectspecifieke premies om aanvullende niet-diversifieerbare risico's te dekken.

(71) In het onderhavige geval komen de genormaliseerde elektriciteitskosten (Levelised Cost of Electricity, "LCOE") overeen met het minimumniveau van de gemiddelde elektriciteitsprijs (of de uitoefenprijs in de opzet van het CfD) die moet worden verkregen zodat de beoogde interne rentabiliteit van het LTO-project kan worden behaald. Zoals vermeld in overweging 72 van het inleidingsbesluit werd de voorlopige uitoefenprijs in het financieel model bij ondertekening vastgesteld op [80-90] EUR per MWh (in waarden van 2022), op basis van de aanname dat de kosten voor de modernisering van de LTO-eenheden ongeveer [2-2,5] miljard EUR zouden bedragen. België voert aan dat de uitoefenprijs, op basis van het financieel model bij ondertekening, kan variëren van [80-90] EUR per MWh tot [80-90] EUR per MWh (in waarden van 2022) wanneer de toepassing van het (intensievere) mechanisme voor het delen van winsten en verliezen (MPRA) wordt overwogen.

(72) België voert aan dat de beoogde interne rentabiliteit een conservatief rendement is gezien de risicoblootstelling van het LTO-project, op basis van: i) een benchmarking van de rendementspercentages van andere nucleaire investeringen wereldwijd en andere activa in de energiesector in België (zie punt 3.3.1.3.1.1); ii) een beoordeling van de kapitaalkosten van BE-NUC (zowel de WACC als de kosten van eigen vermogen) op basis van het CAPM-prijsmodel (zie punt 3.3.1.3.1.2), en iii) een simulatie van de verwachte MPRA-gecorrigeerde interne rentabiliteit in het licht van geactualiseerde marktomstandigheden waaruit blijkt dat de verwachte interne rentabiliteit van het LTO-project is gedaald ten opzichte van het tijdstip van de onderhandelingen over de uitvoeringsovereenkomst (zie punt 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Benchmarking

(73) België heeft een internationale benchmark verstrekt van de streefpercentages voor rendement en kapitaalkosten voor ondernemingen die kerncentrales in verschillende geografische gebieden exploiteren, alsook voor gasgestookte energiecentrales die worden vergoed in het kader van het Belgische CM en ondernemingen die andere soorten infrastructuur voor energietransmissie en -opslag in België exploiteren. De benchmarking werd na de vaststelling van het inleidingsbesluit verfijnd, met name wat betreft een nadere beschrijving van de aard van de regelgevingskaders en mogelijke aanvullende regelingen die van invloed zijn op de risicotoewijzing voor de onderzochte ondernemingen en projecten. In tabel 3 wordt een overzicht gegeven van het openbare beoogde rendement of WACC-ramingen van de gebenchmarkte projecten en bedrijven.

Tabel 3

Publieke WACC-ramingen voor gebenchmarkte projecten/bedrijven

In aanmerking genomen bedrijf/project en eigendom	Regelgevingskader en relevante periode	Beoogd rendement na belastingen/WACC en jaar van besluit (1)	Premie boven risicovrije rentevoeten (2)
Verticaal geïntegreerde Amerikaanse nutsbedrijven (Georgia Power en Duke Energy), voornamelijk in particulier bezit	RAB-model (periode van drie jaar (2023-2025) voor Georgia Power, vanaf 2023 voor Duke Energy in South Carolina, vanaf 2024 voor Duke Energy in North Carolina (eindjaar kan opnieuw worden bezien))	6,36- 7,06 % (2022 en 2023)	2,8- 4,2 %

In aanmerking genomen bedrijf/project en eigendom	Regelgevingskader en relevante periode	Beoogd rendement na belastingen/WACC en jaar van besluit (1)	Premie boven risicovrije rentevoeten (2)
Canadees nutsbedrijf in staatsbezit OPG (opwekkingsportefeuille met inbegrip van onder andere kern- en hydro-elektrische installaties)	RAB-model (periode van vijf jaar (2022-2026))	5,6 % (2021)	3,5- 4,3 %
Gerenoveerde Canadese kerncentrale Bruce A., in particulier bezit	Tweerichtings-CfD met uitoefenprijs op basis van de beoogde interne rentabiliteit (contract van 25 jaar, vanaf de hervatting van de exploitatie)	10,6- 13,8 % (2007)	6,0- 9,7 %
Nieuwe kerncentrale Hinkley Point C (VK), geen eigendom van de Britse staat	Tweerichtings-CfD met uitoefenprijs op basis van de beoogde interne rentabiliteit (contract van 35 jaar, vanaf inbedrijfstelling)	9,25- 9,75 % (2014)	5,8- 7,5 %
Hongaarse nieuwe kerncentrale Paks II, bouw voor 100 % gefinancierd door de staat	Marktgebaseerde vergoeding, staatssteun voor 100 % financiering van de kapitaaluitgaven	7,38- 8,4 % (2017)	3,9- 5,2 %
Bestaande Franse nucleaire activa van EDF, EDF voor 100 % in staatsbezit	Gedeeltelijke prijsregulatie (ARENH — wordt vernieuwd); tot 2026 voornamelijk blootgesteld aan de markt, daarna onbekend	7,6 % (2022)	4,9- 6,2 %
Uitbreiding van de Belgische kernreactor Tihange 1, geen eigendom van de Belgische staat	Marktgebaseerde vergoeding met uitzonderlijke winstbelasting (tot 2025)	9,3 % (2013)	5,9- 6,9 %
Belgisch CM (gasgestookte energiecentrales)	Capaciteitscontract (tot 15 jaar voor nieuw gebouwde capaciteiten)	7,6- 8,6 % (2023) (3)	5,5- 6,5 %

Bron: Memo 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 sommige gevallen wordt in het regelgevingsbesluit van het betrokken bedrijf/project verwezen naar het beoogde rendement (bv. voor het bepalen van de CfD-uitoefenprijs) of de WACC (bv. zoals in het RAB-model in aanmerking wordt genomen om de toegestane inkomsten te bepalen). Voor elk betrokken bedrijf/project wordt ofwel het rendement ofwel de WACC gepresenteerd dat/die in de respectieve regelgeving in aanmerking wordt genomen. Het jaar tussen haakjes verwijst naar het jaar waarin de beoordeling/het besluit over het beoogde rendement/de beoogde WACC is gemaakt.

(2) Met het oog op de vergelijkbaarheid van de resultaten richten wij ons op de premie boven de risicovrije rentevoet, d.w.z. het verschil tussen het beoordeelde beoogde rendement na belastingen/de beoordeelde beoogde WACC en de risicovrije rentevoet in dezelfde periode (premie boven de risicovrije rentevoet vanaf het moment van de beoordeling/het besluit van de toezichthouder met betrekking tot het betrokken actief/bedrijf).

(3) De WACC na belastingen werd berekend op basis van de technologiespecifieke reële WACC vóór belastingen (voorgesteld door de CREG en Elia, vastgesteld door de minister van Energie) zoals toegepast om de veilingparameters van het CM te bepalen.

(74) In tabel 4 wordt een overzicht gegeven van de elementen waarmee de risico's in de gebenchmarkte projecten of bedrijven worden aangepakt.

Tabel 4

Elementen waarmee de risico's voor gebenchmarkte projecten/bedrijven worden aangepakt

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Belgisch CM	Bestaande Franse nucleaire activa van EDF	Paks II	LTO-eenheden	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy South and North Carolina
Portefeuille/ risico's	4 vernieuwde nucleaire eenheden	1 vernieuwde nucleaire eenheid	1 nieuwe kerncentrale (2 eenheden)	/	Nucleaire vloot (57 eenheden)	1 nieuwe kerncentrale (2 eenheden)	2 vernieuwde nucleaire eenheden	Vernieuwde nucleaire eenheden en hydro	Verticaal geïntegreerd, met inbegrip van netwerken, nucleaire en andere tech.
Bouw	Aanpassing uitoefenprijs	-	-	-	-	100 % staatseigendom + forfaitair bedrag EPC	Aanpassing uitoefenprijs	RAB	RAB
Markt	Tweerichtings-CfD	-	Tweerichtings-CfD	Capaciteitscontract	ARENH (gedeeltelijke prijsregulering)	-	Tweerichtings-CfD	RAB	RAB
Exploitatie	Indexering/ aanpassing uitoefenprijs; Doorberekening splijtstofkosten	-	Indexering/ aanpassing uitoefenprijs	-	-	-	Indexering/ aanpassing uitoefenprijs+ MOCP	RAB	RAB
Financiering	-	-	Kredietgarantie	Capaciteitscontract	Staatseigendom	100 % door de staat gefinancierd	MOCP/-SDC-lening	RAB	RAB
Beleid	-	Rechtsbescherming	Rechtsbescherming	-	Staatseigendom	100 % door de staat gefinancierd	Rechtsbescherming	RAB	RAB

Bron: Memo 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 merkt op dat het op basis van het regelgevingskader niet het exacte risicoprofiel voor de Amerikaanse en Canadese nutsbedrijven kan waarderen, aangezien het niet over gedetailleerde informatie beschikt.

(75) Volgens België worden in deze benchmarkingexercitie drie elementen belicht:

a) de gereguleerde bedrijven en projecten die onder deze benchmark vallen, zijn niet rechtstreeks vergelijkbaar met BE-NUC, aangezien zij verschillen wat betreft het regelgevingskader/financieringsstelsel en de daaruit voortvloeiende risicotoewijzing, en/of omdat zij andere soorten activa omvatten (waardoor de nucleaire risico's worden gediversifieerd en verwaterd). Er is geen rechtstreeks vergelijkbaar bedrijf, maar de benchmark bestaat uit een selectie van bedrijven en projecten met relevante individuele kenmerken zoals geografie, activatechnologie, bestaande/nieuwe activa, markt en regulerings-/ondersteuningskader. Deze vergelijkbare bedrijven en projecten lijken echter niet in alle opzichten op BE-NUC. Ondanks deze beperkingen biedt de benchmark nog steeds relevante informatie om de beloningsparameters (beoogd rendement/WACC) te beoordelen, rekening houdend met de specifieke kenmerken van elk bedrijf of project en de bijbehorende risicoprofielen. Daarom moet de gepresenteerde benchmark worden opgevat als relevant voor de beoordeling en contextualisering van redelijke marktgebaseerde bandbreedtes van de beloningsparameters.

b) in de benchmark wordt benadrukt dat de premies boven de risicovrije rentevoet afnemen als gevolg van portefeuillediversificatie, een lagere risicoblootstelling (aan bouw-, markt-, exploitatie-, financierings- en beleidsrisico's), en mogelijk de aard van de eigenaar/exploitant, waarbij gevestigde nutsbedrijven die staatseigendom zijn of door de staat worden gefinancierd mogelijk profiteren van lagere financieringskosten (zie tabel 3 en tabel 4).

— Aan de onderkant vertonen Noord-Amerikaanse nutsbedrijven (OPG, Georgia Power en Duke Energy) die gediversifieerde activaportefeuilles hebben en onderworpen zijn aan een RAB-model dat uitgebreide risicoafdekking biedt, relatief lage premies boven de risicovrije rentevoet (rond de 2,8-4,3 %).

— Het kernproject Paks II en de bestaande EDF-kerninstallaties vertonen hogere premies (rond de 3,9-6,2 %). Hun beloning is ten minste gedeeltelijk commercieel en de activa die in aanmerking worden genomen, zijn uitsluitend kerncentrales. Staatseigendom/-financiering kan echter tot op zekere hoogte de financieringskosten verlagen.

— Nieuwe gasgestookte energiecentrales in het kader van het Belgische CM vertonen een relatief hoge premie (5,5-6,5 %). Deze nieuw gebouwde thermische installaties zijn blootgesteld aan bouw-, operationele en beleidsrisico's, terwijl de marktrisico's doorgaans worden verminderd als gevolg van meerjarige capaciteitscontracten en betalingen.

— Aan de bovenkant heeft de enkelvoudige nucleaire centrale van Tihange 1 een hoge premie (5,9-6,9 %), aangezien de eigenaren investerings- en exploitatierisico's dragen, terwijl de inkomsten op de markt onzeker zijn en de marktvoordelen geplafonneerd zijn. Hinkley Point C heeft ook een relatief hoge premie (5,8-7,5 %), wat kan worden verklaard door de aard van de activa (nieuwe enkelvoudige kerncentrale) en de aanzienlijke bouw-/operationele risico's die de aandeelhouders dragen, ondanks het CfD en andere beschermingen. Evenzo is de risicopremie voor de zuivere nucleaire marktdeelnemer Bruce Power, een particuliere onderneming die profiteert van een CfD (met inbegrip van andere risicodelingsregelingen), relatief hoog (6,0-9,7 %). Dit gezegd hebbende, werd de vergoeding voor deze installatie in 2007 vastgesteld, in een andere financierings- en marktcontext.

c) België wijst erop dat de risicoblootstelling van BE-NUC over het geheel genomen in de verschillende dimensies ligt tussen de risicoblootstelling van activa en nutsbedrijven die profiteren van een RAB-model, en de activa en nutsbedrijven die profiteren van een CfD en/of andere soorten marktgebaseerde vergoedingen. Het streefcijfer van BE-NUC voor de nominale interne rentabiliteit na belastingen ("interne rentabiliteit van het project") van 7 % (en het drempelbereik van 6 tot 8 %) vertoont een premie van 3-5 %, rekening houdend met een gemiddelde risicovrije rentevoet van ongeveer 3 %. Op basis van empirische gegevens ligt de impliciete premie voor de interne rentabiliteit van het project in de beloningsovereenkomst aan de onderkant van de vereisten van de investeerder voor de gebenchmarkte projecten/bedrijven, en dicht bij de geraamde premies voor de activa van gediversifieerde nutsbedrijven in het kader van RAB-regelingen, die minder blootgesteld zijn aan specifieke nucleaire risico's en naar verwachting minder risico lopen hun investering en rendement te verliezen.

(76) Daarom is België van mening dat de interne rentabiliteit van 6-8 % van het project binnen de waarschijnlijke bandbreedte van marktgebaseerde rendementen ligt die niet tot overcompensatie zullen leiden.

3.3.1.3.1.2. Vergelijking van de beoogde interne rentabiliteit met de kapitaalkosten van BE-NUC

(77) Om na te gaan of de nagestreefde interne rentabiliteit van 7 % binnen het waarschijnlijke bereik van marktconforme rendementen ligt, heeft België naast de benchmarking een beoordeling van de kapitaalkosten verstrekt aan de hand van twee maatstaven, de WACC en de kosten van het eigen vermogen (unlevered), aangezien BE-NUC niet met vreemd vermogen wordt gefinancierd.

(78) België verkreeg ramingen voor de WACC en de kosten van het eigen vermogen (unlevered) tussen de 6,2 en 7,4 % (wat neerkomt op een risicopremie voor het project van 3,1 tot 4,3 % boven de risicovrije rentevoet). Volgens België toont en bevestigt dit verder dat de interne rentabiliteit van 7 % evenredig is en niet leidt tot overcompensatie. In de onderstaande punten wordt nader toegelicht hoe de WACC en het bereik van de kosten van het eigen vermogen werden geraamd.

3.3.1.3.1.2.1. Raming van de WACC van het LTO-project

(79) De eerste maatstaf voor de raming van de kapitaalkosten is de WACC, die het minimumrendement vertegenwoordigt dat het project moet bieden om kapitaal aan te trekken. Dit minimumrendement komt overeen met het rendement dat potentiële investeerders zouden kunnen behalen als zij besluiten te investeren in een ander project met gelijkwaardige kenmerken in termen van kasstroom, timing en risico. De WACC na belastingen wordt berekend aan de hand van de volgende formule:

WACC = w_E * (risicovrije rentevoet + β_E * risicopremie op eigen vermogen) + (1– w_E) * kosten van vreemd vermogen na belastingen

w_E:	aandeel financiering met eigen vermogen
B_E:	levered equity-bèta, dat wil zeggen de blootstelling van het bedrijf aan systematische risico's

(80) De WACC is dus de som van i) de kosten van het eigen vermogen gewogen naar rato van de marktwaarde van het eigen vermogen binnen het totale kapitaal (w_E), en ii) de kosten van vreemd vermogen (na belastingen) gewogen naar het aandeel van de marktwaarde van de schuld in het totale kapitaal ($1-w_E$). De kosten van het eigen vermogen worden berekend op basis van het evaluatiemodel voor financiële activa (Capital Asset Pricing Model, "CAPM"), een standaardmodel voor het meten van het rendement dat een investeerder nodig heeft om de alternatieve kosten van de geldwaarde over een bepaalde beleggingshorizon (het risicovrije percentage) en van de blootstelling aan marktrisico te dekken ([48]). De blootstelling van aan marktrisico wordt weergegeven door de waarde van de levered equity-bèta (β_E). Vanwege de volatiliteit van de parameters werden de inputs voor het CAPM berekend in bereiken.

(81) Met betrekking tot de berekening van de levered equity-bèta voert België aan dat, aangezien de joint venture een nieuwe en particuliere onderneming is die twee bestaande nucleaire LTO-eenheden bezit met een verwachte opwekking gedurende een periode van tien jaar, de bèta ervan niet kan worden berekend op basis van markt- of historische gegevens en derhalve moet worden geraamd aan de hand van een groep van vergelijkbare beursgenoteerde ondernemingen. Aangezien er echter geen vergelijkbare nutsbedrijven zijn waarvan 100 % van de opwekking uit nucleaire activiteiten afkomstig is, heeft België een steekproef overwogen van vijf beursgenoteerde Europese nutsbedrijven met de grootste blootstelling aan nucleaire activiteiten, dat wil zeggen vergelijkbare projecten met 15-65 % opwekking met gebruik van kerncentrales, binnen een gediversifieerde portefeuille (zie tabel 5).

([48]) Het CAPM-model wordt in de academische literatuur en door beroepsbeoefenaars uit de sector algemeen erkend en aanvaard als een robuuste benadering voor het ramen van de kosten van eigen vermogen.

Tabel 5

Activa-bètawaarden voor vergelijkbare nutsbedrijven met diverse nucleaire blootstellingen

Bedrijf	% nucleaire energie in de opwekkingsmix 2022/23	Activa-bètawaarden (unlevered)
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]
Eenvoudig gemiddelde	-	[0,40-1,00]
Mediaan	-	[0,40-1,00]

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

(82) België heeft uitgelegd dat elk van de nutsbedrijven een gediversifieerd openbaar verhandeld nutsbedrijf is met een aanzienlijke blootstelling aan door de RAB gereguleerde netwerkactiva en/of ondersteunde activa voor hernieuwbare energie, in tegenstelling tot de joint venture, een particuliere entiteit met een aandeel van 100 % nucleaire opwekking waarop de beloningsovereenkomst van toepassing is. Daarom zouden de op basis van deze vergelijkbare bedrijven geraamde systeemrisico's waarschijnlijk kleiner zijn dan het systeemrisico van BE-NUC.

(83) België heeft de parameters van tabel 6 gebruikt voor opname in de WACC-formule en verkreeg op basis van deze en aanvullende inputs, die in de loop van 2023 werden waargenomen, een theoretische WACC die tussen 6,2 en 7,4 % ligt, inclusief een premie van 3,1-4,3 % boven de risicovrije rentevoet.

Tabel 6

WACC-raming van BE-NUC en belangrijkste onderliggende parameters

Parameter	Aanname/benadering	Raming (*)
Risicovrije rentevoet	Rendementen van 2023 op Belgische overheidsobligaties met een looptijd van tien jaar (OLO's)	2,5-3,6 %
Risicopremie op aandelen	Ramingen van deskundigen voor rijpe markten	4,6-6,0 %
Bèta-coëfficiënt (unlevered)	Mediaan en gemiddelde van vergelijkingspunten	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Beoogde hefboomfinanciering	Mediaan en gemiddelde van vergelijkingspunten	53,0-54,4 %
Bèta-coëfficiënt (levered)	Hamada-formule met beoogde hefboomfinanciering	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Kosten van eigen vermogen (levered)	CAPM	7,4-9,3 %
Kosten van vreemd vermogen vóór belastingen	Risicovrije rentevoet + bedrijfsrisicopremie energiesector	5,3-5,5 %
Aandeel schulden in totaal kapitaal	Afgeleid van beoogde hefboomfinanciering	34,6-35,2 %

Parameter	Aanname/benadering	Raming (*)
Belastingtarief	Belgisch vennootschapsbelastingtarief	25 %
WACC vóór belastingen	Met gebruik van levered kosten van eigen vermogen en kosten van vreemd vermogen vóór belastingen	6,7-7,9 %
WACC na belastingen	Met gebruik van levered kosten van eigen vermogenen kosten van vreemd vermogen na belastingen	**6,2-7,4 %**

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

(*) Het bereik komt overeen met de historische ontwikkeling van begin tot eind 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Raming van de kosten van het eigen vermogen van het LTO-project

(84) De tweede methode is gebaseerd op de kosten van het eigen vermogen, waarmee het vereiste rendement van het project voor aandeelhouders wordt gemeten, ervan uitgaande dat er geen sprake is van schuldfinanciering, zoals het geval is voor het LTO-project. Hoewel voor de aanpak van de kosten van het eigen vermogen ook het CAPM wordt gebruikt, is deze gebaseerd op de unlevered kosten van het eigen vermogen (d.w.z. zonder hefboomeffect) ([49]). De kosten van het eigen vermogen (unlevered) worden als volgt berekend:

Kosten van eigen vermogen (unlevered) = risicovrije rentevoet + β_A × risicopremie op eigen vermogen

β_A: unlevered bèta of "activa-bèta"

(85) De volgende benadering is gebruikt om elke parameter van de formule van de kosten van het eigen vermogen te ramen (zie tabel 7):

a) het risicovrije percentage wordt benaderd door de rendementen op de Belgische overheidsobligaties met een looptijd van tien jaar (OLO's ([50])), die in de loop van 2023 schommelden tussen de 2,5 en 3,6 %. Voor de raming van de risicopremie op eigen vermogen (markt) werden verschillende externe bronnen in aanmerking genomen, waarop een marge van 4,6 tot 6 % werd ingehouden:

— Ramingen van Damodaran: 5,9 % vanaf januari 2023 en 4,6 % vanaf januari 2024.

— De ramingen van Kroll liggen tussen de 5,5 en 6 % over 2023.

b) de schatting van de activa-bèta (unlevered) was gebaseerd op dezelfde aannamen als hierboven voor de WACC-berekening, wat leidde tot een mediane en gemiddelde waarde van [0,40-1,00] en [0,40-1,00] voor vijf beursgenoteerde nutsbedrijven met een bepaald aandeel nucleaire opwekking in hun opwekkingsmix (zie tabel 5).

(86) Door bovenstaande schattingen in de formule van de kosten van het eigen vermogen in te voeren, wordt voor de kosten van eigen vermogen (unlevered) een schatting verkregen van 6,2 tot 7,5 % (zie tabel 7), met inbegrip van een premie van 3,1 tot 4,3 % boven de risicovrije rentevoet, hetgeen in overeenstemming is met de voor de WACC verkregen resultaten.

([49]) In tegenstelling tot de "levered bèta", ook wel gewoon "bèta" genoemd, waarmee de volatiliteit van het rendement van de schuld en het eigen vermogen van een bedrijf wordt vergeleken met die van de ruimere markt (een bedrijf met een bèta van 1,4 heeft bijvoorbeeld een rendement dat 140 % volatieler is dan de markt waarmee het wordt vergeleken), wordt met de "unlevered bèta", ook wel "activa-bèta" genoemd, het marktrisico van het bedrijf gemeten zonder de impact van schulden, om het risico te isoleren dat uitsluitend aan activa van het bedrijf kan worden toegerekend.
De kosten van het eigen vermogen (unlevered) worden doorgaans gebruikt voor de beoordeling van projecten of investeringen die uitsluitend met eigen vermogen worden gefinancierd. Als zodanig biedt een vergelijking van de WACC en de kapitaalkosten (unlevered) inzicht in het effect van schulden op de kapitaalkosten van een onderneming.

([50]) OLO staat voor "Lineaire Obligatie".

Tabel 7

Ramingen van de kosten van het eigen vermogen (unlevered) van BE-NUC en onderliggende parameters (volledige bandbreedte)

Parameter	Aanname/benadering	Raming
Risicovrije rentevoet	Rendementen van 2023 op OLO's met een looptijd van tien jaar	2,5-3,6 %
Risicopremie op aandelen	Ramingen van deskundigen voor rijpe markten	4,6-6,0 %
Bèta-coëfficiënt (unlevered)	Mediaan en gemiddelde van vergelijkingspunten	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Kosten van eigen vermogen (unlevered)	CAPM	6,2-7,5 %

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

(87) Rekening houdend met de hierboven geraamde parameters (voor mogelijke bereiken in 2023) schat België drie plausibele scenario's voor de kosten van het eigen vermogen (unlevered) ten tijde van de overeenkomst tussen de partijen in 2023, wat overeenkomt met een bereik van 6,8 tot 7,3 % (zie tabel 8).

Tabel 8

Drie scenario's voor de kosten van het eigen vermogen (unlevered) van BE-NUC (beperkt bereik)

	Ondergrens	Basisscenario	Bovengrens
Risicovrij percentage (gemiddelde 2023)	3,11 %		
Risicopremie op eigen vermogen (gemiddelde 2023)	5,27 % (gemiddelde voor 2023 van Damodaran)	5,51 % (gemiddelde van Damodaran en Kroll)	5,75 % (gemiddelde voor 2023 van Kroll)
Unlevered Bèta (vergelijkbaar gemiddelde)	[0,40-1,00] (eenvoudig gemiddelde, met uitzondering van Iberdrola)	[0,40-1,00] (mediaan van vijf bedrijven)	[0,40-1,00] (eenvoudig gemiddelde van Fortum en CEZ)
Hefboomeffect	0 %		
Kosten van eigen vermogen (unlevered)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Bron: SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates, Compass Lexecon, 5 december 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Beperkingen van de op het CAPM gebaseerde ramingen van de kapitaalkosten van BE-NUC

(88) België erkent de beperkingen van de CAPM-benadering om de kapitaalkosten van BE-NUC te ramen, gezien het gebrek aan rechtstreeks vergelijkbare beursgenoteerde bedrijven en de specifieke kenmerken van het risicoprofiel en de financieringsaanpak van het project ([51]). België wijst met name op het specifieke karakter van de nucleaire sector en op de beperkte vergelijkbaarheid met andere groepen activa.

([51]) Het is niet altijd haalbaar om alle mogelijke marktrisico's binnen één parameter uit te drukken, met name voor particuliere investeringen waarvan de bèta alleen kan worden geraamd op basis van een referentiegroep activa met beperkte vergelijkbaarheid.

(89) Daarnaast bespreekt België verschillende premies die investeerders doorgaans nodig hebben om in de praktijk te investeren in vergelijkbare langetermijninvesteringsprojecten boven de door toepassing van de CAPM-benadering afgeleide WACC-raming. België voert een mogelijke rechtvaardiging aan voor de noodzaak om rekening te houden met deze premie ten opzichte van de WACC-raming in verband met het risico van kapitaallock-in voor langetermijninvesteringsprojecten die niet kunnen worden gediversifieerd en niet worden beloond in het kader van het CAPM ([52]). Bovendien heeft een ander argument ter rechtvaardiging van de noodzaak om rekening te houden met een premie betrekking op het tekort aan kapitaal om de doelstellingen van het energiebeleid in Europa te verwezenlijken, aangezien er tussen de beschikbare projecten aanzienlijke concurrentie om investeringen bestaat, waardoor een steeds hoger rendement nodig is om kapitaal aan te trekken. België voert aan dat het bij nutsbedrijven gebruikelijk is om een premie van 1,5 tot 4 % toe te voegen en geeft enkele voorbeelden om dit aan te tonen ([53]). Ten slotte voert België ook aan dat de illiquiditeitspremie een andere rechtvaardiging vormt om te voorzien in een financieringspremie boven de WACC-raming ([54]), gezien de aard van deze investering, die wordt ondersteund door zowel academische studies (die wijzen op een relevant bereik van 0,7 tot 7,3 %) ([55]) als vakmensen uit de sector ([56]). Deze premies zouden kunnen worden toegevoegd aan de ramingen van de WACC of de kosten van het eigen vermogen die via de CAPM-benadering is afgeleid, zoals uiteengezet in de vorige punten, en rechtvaardigen het argument van België dat de beoogde interne rentabiliteit gezien de risicoblootstelling van het project een conservatief rendement is.

3.3.1.3.1.3. Verwachte voor de MPRA gecorrigeerd interne rentabiliteit op basis van actuele marktprijsverwachtingen

(90) België legt uit dat de MPRA tot gevolg heeft dat de beoogde interne rentabiliteit na MPRA-aanpassing dynamisch varieert tussen de 6 en 8 %. België voert aan dat zelfs indien de beoogde interne rentabiliteit vóór MPRA-aanpassing op 7 % wordt vastgesteld, onder de huidige marktomstandigheden (met lagere verwachte marktprijzen dan ten tijde van het financieel model bij ondertekening) een lagere interne rentabiliteit kan worden verwacht dan op het moment van de onderhandelingen over de beloningsovereenkomst was geraamd.

(91) Om dit aan te tonen heeft België een analyse verstrekt van de ontwikkeling van de marktverwachtingen in de periode 2025-2035 sinds de onderhandelingen over de beloningsovereenkomst op basis van verschillende bronnen, en van het effect van deze herziene prognoses op de verwachte interne rentabiliteit van het LTO-project (via de toepassing van de MPRA).

(92) Figuur 1 toont de oorspronkelijke prijscurves eind 2023 (d.w.z. ten tijde van de ondertekening van de overeenkomsten). In de verschillende prijsprognoses beginnen de marktprijzen — in het centrale scenario dat in volle lijnen wordt weergegeven — met een waarde van 120 EUR per MWh in 2025 en dalen zij tot een gemiddelde waarde van 87 EUR per MWh in de periode tot 2033.

([52]) Volgens België zullen met het geraamde rendement van de op het CAPM gebaseerde analyse op basis van de gegeven vergelijkingsreeks niet de risico's worden beloond voor: i) de particuliere aard van de investering in de joint venture; ii) risico's die specifiek zijn voor nucleaire opwekking, en iii) het in de beloningsovereenkomst gespecificeerde risicoprofiel.

([53]) Zie bijvoorbeeld CEER, 2017: blz. 115-119: "De premies op de kapitaalkosten voor elektriciteitsnetten varieerden tussen de 0,6 en 3,5 %, afhankelijk van de leeftijd van de investering (d.w.z. de nieuwe investering) en de kwaliteit van de voorziening." Elia, Adequacy- en flexibiliteitsstudie voor België (2024-2034), blz. 382: in de Adequacy- en flexibiliteitsstudie voor België werd het gedrag van investeerders gemodelleerd met een risicoaverse benadering door aan de WACC een "hurdle-premie" van 3,0 à 8,0 % toe te voegen om extra risico's te compenseren. Oxera schatte met name voor nucleaire projecten een extra premie van 2,0-4,0 %, waarvan de helft mogelijk kan worden toegeschreven aan de kosten van eigen vermogen voor elke producent gezien de geliberaliseerde elektriciteitsmarkten en de andere helft aan technologische en bouwrisico's (Oxera, 2005:4). Engie vereist een gemiddelde gerealiseerde interne rentabiliteit (unlevered) van [0-5] % boven zijn WACC. Fortum vereist een premie van [0-5]-[0-5] %, afhankelijk van de technologie. Het streefcijfer van Iberdrola voor de WACC is vastgesteld op [0-5] %.

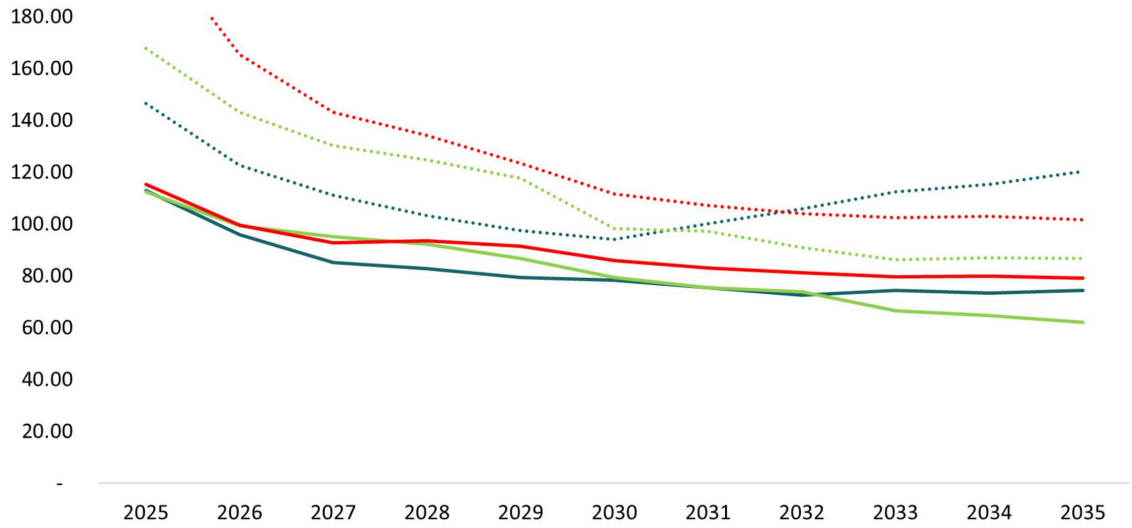
([54]) De verhandelbaarheid of liquiditeit van een actief heeft betrekking op de mate waarin het snel in contanten kan worden omgezet zonder grote transactiekosten of prijsconcessies. Volgens België is illiquiditeit van belang voor investeerders, aangezien zij hogere rendementen eisen van minder liquide activa dan van anderszins vergelijkbare, meer liquide activa. Met andere woorden, een hoger rendement is vereist als compensatie voor de alternatieve kosten van het niet-beleggen in een verhandelbaar actief en voor het dragen van het risico van verlies op de illiquide belegging.

([55]) Uit academische studies blijkt dat investeerders rendement eisen voor het niveau van illiquiditeit van een belegging. De Belgische staat heeft hierover uitgebreide academische referenties verstrekt, waaronder Nair en Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio en Surata (2014), Ilmanen, Chandra, en McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) De Belgische regelgevende instanties hebben een illiquiditeitspremie toegevoegd bij de toekenning van het rendement voor gereguleerde gasactiva. Meer recentelijk heeft de CREG, vanwege illiquiditeit en het niet-beursgenoteerd zijn van de LNG-installatiebeheerder, een factor 1,2 toegepast op de risicovrije rentevoet en de risicopremie voor de reguleringsperiode 2020-2023.

Figuur 1

Initiële prijscurves voor basislastcentrales in het financieel model bij ondertekening (EUR/MWh) (waarden van 2022)



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

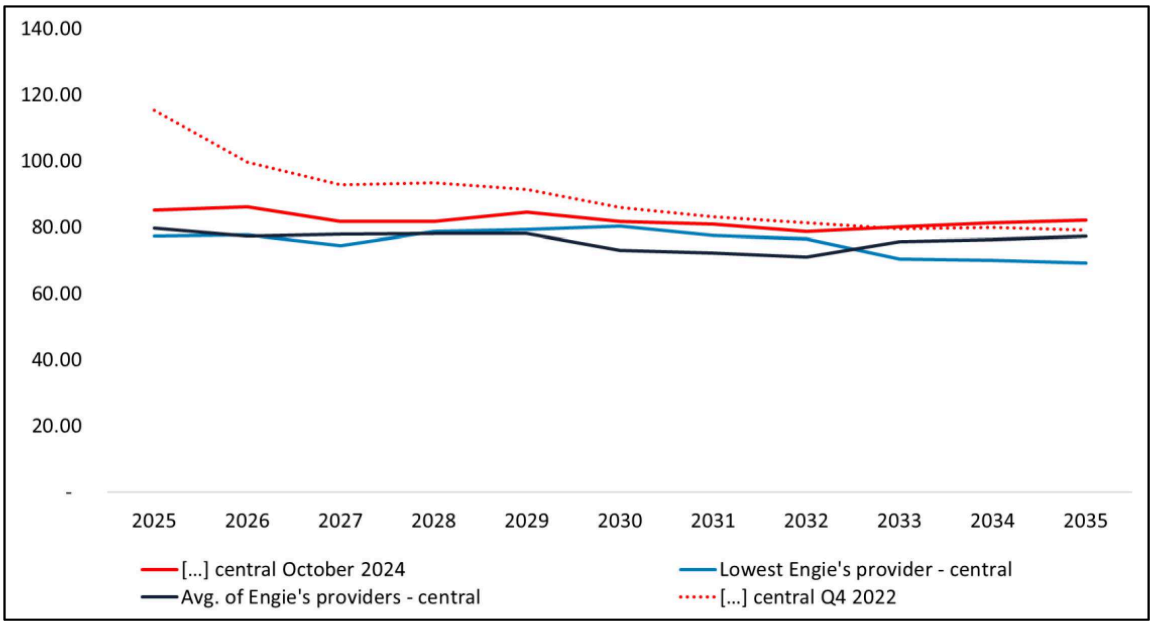
Opmerking: om redenen van vertrouwelijkheid kunnen niet alle namen van dienstverleners worden bekendgemaakt. De volle lijnen vertegenwoordigen de prijsprognoses van verschillende aanbieders in het centrale scenario en stippellijnen tonen het gunstige scenario. Het grijze gebied [geschrapt om redenen van vertrouwelijkheid] vertegenwoordigt de prijscorridor voor MPRA-aanpassingen van de uitoefenprijs, d.w.z. het marktprijsbereik waarbinnen de uitoefenprijs wordt aangepast, zoals oorspronkelijk voorzien in de beloningsovereenkomst, zonder rekening te houden met de in punt 3.3.1.3.2 vermelde actualisering. Boven (onder) dit bereik wordt de uitoefenprijs aangepast tot de bovenste (onderste) grens.

(93) In figuur 2 is te zien dat de huidige prognoses van de elektriciteitsprijzen van het centrale scenario ([57]), die met volle lijnen worden weergegeven, zijn gedaald ten opzichte van de prognoses die ten tijde van het ondertekenen van het financieel model bij ondertekening werden gebruikt. [...] de prijsprojectie in het centrale scenario in het vierde kwartaal van 2022, die onder meer als referentiecurve in het financieel model bij ondertekening wordt gebruikt, wordt in deze grafiek bijvoorbeeld weergegeven met een rode stippellijn. Hoewel de prijzen eind 2022 werden geraamd op 120 EUR per MWh in 2025, worden zij momenteel geraamd op 85 EUR per MWh of zelfs lager in 2025. De marktontwikkelingen sinds 2022 hebben de voorspelde groothandelsprijzen voor elektriciteit in het komende decennium doen dalen, met name als gevolg van onder meer dalende prognoses van de grondstoffenprijzen (gas en CO_2). In figuur 2 kan ook worden gezien dat in de huidige prognoses van het centrale scenario tussen 2025 en 2035 relatief vlakke prijzen worden voorspeld, variërend van 69 EUR per MWh tot 86 EUR per MWh.

([57]) Voor het derde en het vierde kwartaal van 2022, afhankelijk van de aanbieder.

Figuur 2

Prijscurves voor basislastcentrales zoals bijgewerkt in het najaar van 2024 (EUR/MWh) (waarden van 2022)



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

Opmerking: *de volle lijnen vertegenwoordigen de prijsprognoses in het centrale scenario in het najaar van 2024. Ter vergelijking: de stippellijn vertegenwoordigt de prijsprognose van [...] in het vierde kwartaal van 2022, gebruikt in het financieel model bij ondertekening. Het grijze gebied* [geschrapt om redenen van vertrouwelijkheid] *vertegenwoordigt de prijscorridor voor MPRA-aanpassingen van de uitoefenprijs, d.w.z. het marktprijsbereik waarbinnen de uitoefenprijs wordt aangepast, zoals oorspronkelijk voorzien in de beloningsovereenkomst, zonder rekening te houden met de in punt 3.3.1.3.2 vermelde actualisering. Boven (onder) dit bereik wordt de uitoefenprijs aangepast tot de bovenste (onderste) grens.*

(94) België concludeert op basis van bovenstaande cijfers dat de marktprijsverwachtingen zijn gedaald.

(95) België voert aan dat het grijze gebied in de bovenstaande cijfers de prijscorridor vertegenwoordigt (zoals oorspronkelijk voorzien in de beloningsovereenkomst) voor MPRA-aanpassingen van het beoogde interne rendement, dat wil zeggen het marktprijsbereik waarbinnen de beoogde interne rentabiliteit wordt aangepast ([58]). De lagere marktprijsverwachtingen duiden dan op een daling van de verwachte interne rentabiliteit, gecorrigeerd door de MPRA. Volgens de aanvankelijk in de overeenkomst opgenomen MPRA-parameters zou de verwachte interne rentabiliteit van het LTO-project in het derde kwartaal van 2024 op 6,7 % worden geraamd (indien aan alle aannamen van het financieel model bij ondertekening is voldaan). Met de geactualiseerde MPRA-parameters (zie punt 3.3.1.3.2), die de inkomsten van BE-NUC en de interne rentabiliteit gevoeliger maken voor de marktomstandigheden, zou de verwachte interne rentabiliteit worden verlaagd tot 6,5 % (indien aan alle aannamen van het financieel model bij ondertekening is voldaan), rekening houdend met dezelfde prijsprognoses (zie tabel 9).

([58]) De prijzen buiten de corridor impliceren dezelfde aanpassing als de dichtstbijzijnde buitengrens van de corridor. Deze aanpassing komt overeen met een streefwaarde voor de interne rentabiliteit, waarbij de bovengrens van de corridor wordt vastgesteld op 8 % en de ondergrens op 6 %.

Tabel 9

Verwachte interne rentabiliteit (met oorspronkelijk en geactualiseerd MPRA) ten opzichte van de beoogde interne rentabiliteit (kwartaal 3, 2024)

Beoogde rentabiliteit vóór MPRA-aanpassing	Vooruitzichten	Gemiddelde marktprijs (EUR/MWh) (waarden van 2022)	Voorlopige uitoefenprijs (EUR/MWh) (waarden van 2022)	Verwachte interne rentabiliteit met oorspronkelijke MPRA-parameters (+/- 30 %)	Verwachte interne rentabiliteit met geactualiseerde MPRA-parameters (+/- 20 %)
7 %	Gemiddelde van aanbieders; centraal scenario; kwartaal 3, 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

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

3.3.1.3.2. Tweerichtingscontract ter verrekening van verschillen ("CfD").

(96) Het CfD zal van toepassing zijn tussen de Belgische staat en BE-NUC, alsook tussen de Belgische staat en Luminus, de andere mede-eigenaar van de twee kernreactoren. Dit betekent dat een vooraf bepaalde richtprijs (de "uitoefenprijs"), die gedurende de gehele looptijd van de beloningsovereenkomst zal worden geïndexeerd, door de Belgische staat zal worden gegarandeerd voor de geaggregeerde gemeten elektriciteitsproductie van de LTO-eenheden. Indien de marktreferentieprijs hoger is dan de uitoefenprijs, betalen BE-NUC en Luminus het positieve verschil vermenigvuldigd met de werkelijk gemeten output aan de Belgische staat. Indien de marktreferentieprijs lager is, betaalt de Belgische staat het negatieve verschil vermenigvuldigd met de werkelijk gemeten output aan BE-NUC en Luminus. De verschilbetalingen zijn verschuldigd op de eerste vermogensdatum (de datum waarop de betrokken LTO-eenheid voor het eerst na de oorspronkelijke wettelijke einddatum elektriciteit in het hoogspanningsnet injecteert) en worden verricht in verhouding tot het aandeel van BE-NUC en Luminus in de door de LTO-eenheden opgewekte elektriciteit.

(97) De belangrijkste parameters van het CfD zijn:

a) de marktreferentieprijs, onder verwijzing naar de spotprijs van de day-aheadmarkt (DAM) in de Belgische biedzone;

b) de uitoefenprijs, die door BE-NUC is vastgesteld op basis van een financieel model dat door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst moet worden goedgekeurd om de werkelijke exploitatie-, kapitaal- en financieringskosten van BE-NUC met betrekking tot de LTO-uitbreiding vanaf 21 juli 2022 weer te geven (dus geraamd als de genormaliseerde elektriciteitskosten, "LCOE"). De uitoefenprijs zal in eerste instantie zo groot zijn dat een gemiddeld streefpercentage voor de interne rentabiliteit van 7 % (nominaal en na belastingen) wordt bereikt (zie punt 3.3.1.3.1).

(98) Volgens België is de initiële keuze van de DAM als marktreferentieprijs in het CfD op basis van een onafhankelijke analyse van Compass Lexecon ([59]) geschikt in het kader van het LTO-project, met name in de periode van LTO-werkzaamheden (de herstartfase tot en met 31 december 2028). Bovendien voert België aan dat de flexibiliteit die in de beloningsovereenkomst is ingebouwd, de deur opent voor alternatieve keuzes ten aanzien van de marktreferentieprijs tijdens de looptijd van het contract, afhankelijk van de ontwikkeling van de Belgische marktcontext en -behoeften, terwijl de risico-rendementsbalans van de oorspronkelijke de opzet van het CfD behouden blijft. België rechtvaardigt het gebruik van de DAM bovendien op basis van de volgende elementen:

a) de DAM is een geschikte referentie in België omdat deze transparant en robuust is en de DAM relatief liquide is in vergelijking met andere markten in België. België merkt voorts op dat de DAM geen discretionaire bevoegdheid verleent wat betreft de keuze van de kopers, omdat het volume in een anonieme veiling wordt aangeboden. Bovendien worden vraag en aanbod bij DAM-veilingen geconcentreerd over één periode, waarmee de marktdiepte wordt gemaximaliseerd.

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

b) met de gekozen marktreferentieprijs in combinatie met een aantal specifieke CfD-regelingen, zoals de MPRA en de modulatieprikkels, worden prikkels behouden om efficiënt te functioneren en deel te nemen aan de elektriciteitsmarkt door de productie in tijden van hoge marktprijzen en modulatie in tijden van lage prijzen zoveel mogelijk te stimuleren.

c) de oorspronkelijke keuze van de DAM als marktreferentieprijs, samen met de regelingen voor het in de handel brengen waarin de biedings- en onbalansstrategie voorziet (zie punt 3.3.1.5), maakt een passend risicobeheer voor BE-NUC mogelijk, omdat deze granulair is en het mogelijk maakt de marktreferentieprijs af te stemmen op de vastgelegde DAM-prijzen. In dit verband is de DAM-prijs bijzonder geschikt als marktreferentieprijs in de eerste periode van de LTO-werkzaamheden, met name in vergelijking met langetermijnproducten. Volgens België vermindert verkoop op de DAM het marktrisico voor BE-NUC in vergelijking met het gebruik van langetermijnmarkten, aangezien hiermee kan worden gezorgd voor een betere afstemming op het specifieke beschikbaarheidspatroon tijdens de eerste periode van de LTO-werkzaamheden. Het gebruik van langetermijnmarkten kan extra marktrisico's voor BE-NUC met zich meebrengen vanwege het hogere risico op onvoorziene niet-beschikbaarheid in de initiële periode van de LTO-werkzaamheden (d.w.z. als de vooraf verkochte elektriciteit niet kan worden geleverd en moet worden teruggekocht, mogelijk tegen een hogere marktprijs, bv. op de DAM).

(99) De FOD Economie heeft opdracht gegeven tot een studie over de strategie voor het beheer van marktrisico's van BE-WATT (de CfD-tegenpartij). De lopende studie is gericht op het nemen van voorbereidende stappen voor de operationalisering van BE-WATT, met name met betrekking tot de taak van deze entiteit op het gebied van risicobeheer. Met name:

a) In de studie zullen de belangrijkste marktrisico's voor BE-WATT in kaart worden gebracht en worden geanalyseerd in het kader van de komende CfD's voor nucleaire en offshorewindenergie, waarbij de nadruk zal liggen op volume- en prijsrisico's.

b) In de studie zal een reeks potentiële risicobeheerstrategieën voor BE-WATT in kaart worden gebracht en worden geanalyseerd (portefeuille van afdekkingsinstrumenten/-producten, aandeel, looptijd, timing van de afdekking, ontwerpopties), met name rekening houdend met i) de potentiële rol ervan bij het beheer van de marktrisico's die voortvloeien uit de open positie van BE-WATT als gevolg van de CfD's, en ii) de potentiële bijdrage ervan aan de marktliquiditeit en marktontwikkeling. In de studie worden in de eerste plaats twee soorten afdekkingsproducten behandeld: i) stroomafnameovereenkomsten, en ii) termijncontracten, die voornamelijk de vorm aannemen van gestandaardiseerde instrumenten die worden verhandeld op georganiseerde platforms, gewoonlijk "langetermijnmarkten" genoemd. In beide gevallen worden financiële contracten in aanmerking genomen.

c) De afdekkingsstrategieën op basis van contracten op langetermijnmarkten zullen bijdragen tot de liquiditeit van de Belgische termijnmarkt over een reeks contractlooptijden (weken, maanden, jaren), gezien de aanzienlijke volumes die in het geding zijn (meerdere GW aan nucleaire en offshorewindcapaciteit in het kader van het CfD). De precieze impact op de termijnmarktliquiditeit zal afhangen van de omvang van de contracten die BE-WATT voor de verschillende looptijden verkoopt.

(100) De oorspronkelijke keuze van de marktreferentieprijs kan door de Belgische regering, als tegenpartij van beloningsovereenkomst, maximaal drie keer tijdens de looptijd van het contract worden herzien, onder voorbehoud van de instemming van BE-NUC en Luminus, vanaf het einde van de initiële periode van de LTO-werkzaamheden, bijvoorbeeld afhankelijk van de ontwikkeling van de Belgische marktcontext en -behoeften, met behoud van de risico-rendementsbalans van de oorspronkelijke de opzet van het CfD.

(101) De uitoefenprijs wordt jaarlijks geïndexeerd aan de hand van een gewogen indexeringsberekening en kan op bepaalde tijdstippen worden herzien:

a) "Voorlopige uitoefenprijs": in het basisscenario gaat België ervan uit dat de kosten voor de modernisering van de LTO-eenheden ongeveer [2-2,5] miljard EUR bedragen, wat, samen met de andere kosten in verband met het LTO-project (bv. de kosten voor de exploitatie en het onderhoud tijdens de LTO-periode), resulteert in een voorlopige uitoefenprijs van [80-90] EUR per MWh.

b) "Initiële uitoefenprijs": de werkelijke waarde van de uitoefenprijs zal door BE-NUC worden vastgesteld op basis van een financieel model dat in de loop van 2025, vóór de herstartdatum van de LTO, is goedgekeurd door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst, op basis van de kosten van verlenging van de exploitatie op grond van eisen op het gebied van nucleaire veiligheid (de reikwijdte van deze eisen wordt bepaald door het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle), alsmede op basis van niet-veiligheidsgerelateerde kosten, beide geraamd op basis van door de contractanten ingediende offertes of beoordeeld door de technische teams van de nucleaire exploitant.

c) “Herziene uitoefenprijs”: de initiële uitoefenprijs zal zo snel mogelijk na 31 december 2028 (“afrekeningsdatum”) worden herberekend om rekening te houden met het feitelijke tijdschema voor de herstart, LTO-onderbrekingen, exploitatie-, kapitaal- en financieringskosten tot die datum (op basis van de daadwerkelijke facturen) en herziene prognoses van deze kosten voor de rest van de verlengingsperiode van tien jaar), door middel van een schriftelijke overeenkomst tussen BE-NUC en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst.

d) “Gevallen van heropening”: na de afrekeningsdatum wordt de uitoefenprijs in beginsel vastgesteld en wordt deze niet herberekend, behalve bij specifieke in aanmerking komende gebeurtenissen, de gevallen van heropening.

(102) De uitoefenprijs wordt berekend aan de hand van informatie uit het gedetailleerde financiële model dat door BE-NUC zal worden opgesteld en bijgewerkt, binnen de door België meegedeelde parameters. Het financiële model (en eventuele actualiseringen daarvan) moet worden goedgekeurd door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst. Wanneer een dergelijke goedkeuring wordt geweigerd, kunnen BE-NUC en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst de vaststelling van een dergelijke versie van een financieel model aan een onafhankelijke deskundige voorleggen overeenkomstig een gespecificeerde procedure voor de vaststelling door deskundigen.

(103) België voert aan dat met het CfD de blootstelling van BE-NUC aan marktrisico en marktprijsschommelingen wordt verminderd.

a) Betalingen door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst aan BE-NUC worden verricht wanneer de marktreferentieprijs lager is dan de uitoefenprijs, en BE-NUC is aansprakelijk voor betalingen aan de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst wanneer de marktreferentieprijs hoger is dan de uitoefenprijs.

b) Het model van de beloningsovereenkomst voorziet in een redelijk beoogd rendement voor het LTO-project: de uitoefenprijs wordt zodanig vastgesteld dat een beoogde interne rentabiliteit binnen het bereik van 6-8 % ligt, hetgeen in overeenstemming is met de benchmarks van de sector (zie tabel 3) en met de ramingen voor de WACC van het LTO-project (zie tabel 6) en de kosten van het eigen vermogen (zie tabel 7).

(104) België voert aan dat het CfD weliswaar de blootstelling van BE-NUC aan het marktrisico en marktprijsschommelingen vermindert, maar wel risicodelingsmechanismen omvat die ervoor moeten zorgen dat BE-NUC nog steeds aan bepaalde marktrisico’s en stimulansen wordt blootgesteld. De beloningsovereenkomst omvat met name een mechanisme voor het delen van winsten en verliezen (de MPRA) voor wanneer de marktprijzen lager of hoger blijken te zijn dan de uitoefenprijs.

a) Wanneer de marktreferentieprijs tussen de uitoefenprijs en een vastgestelde ondergrens ligt, daalt het beoogde rendement (in de vorm van een lagere uitoefenprijs) van een interne rentabiliteit van 7 % tot een minimale interne rentabiliteit van 6 %.

b) Wanneer de marktreferentieprijs tussen de uitoefenprijs en een vastgestelde bovengrens ligt, stijgt het beoogde rendement (in de vorm van een hogere uitoefenprijs) tot een maximale interne rentabiliteit van 8 %.

(105) Het doel van de MPRA is BE-NUC te stimuleren zijn kostenstructuur te optimaliseren alvorens de uitoefenprijs vast te stellen en te herzien (2025/2029), de productie van de reactoren te maximaliseren wanneer hoge prijzen worden verwacht en het elektriciteitssysteem de schaarste nadert, en uitzonderlijke winsten te beperken.

(106) De MPRA wordt als volgt afgeleid en berekend:

a) ten eerste wordt de uitoefenprijs berekend met een beoogde nominale interne rentabiliteit na belastingen van 7 %, een hypothetische lagere uitoefenprijs met een beoogde interne rentabiliteit van 6 % (onderste drempel) en een hypothetische bovenste uitoefenprijs met een beoogde interne rentabiliteit van 8 % (bovenste drempel).

b) vervolgens wordt het bereik tussen de uitoefenprijs en de bovenste (respectievelijk onderste) drempel verdeeld in twintig positieve (respectievelijk negatieve) waarden (“MPRA-waarden”). Deze waarden worden gebruikt om de uitoefenprijs aan te passen voor de verrekening van het verschil in het kader van het CfD.

c) de aanpassing van de uitoefenprijs hangt af van de verhouding tussen de marktreferentieprijs en de uitoefenprijs (de MRP-ratio):

— indien de ratio 1,20 of hoger is, wordt de uitoefenprijs van de MPRA verhoogd tot de bovengrens door de twintig positieve MPRA-waarden bij de uitoefenprijs op te tellen;

— indien de ratio 0,80 of lager is, wordt deze verlaagd tot de onderste drempel.

— tussen deze drempels wordt de voor de MPRA gecorrigeerde uitoefenprijs binnen het berekende bereik aangepast. Een ratio van 1,19 leidt bijvoorbeeld tot een aanpassing naar boven met 19 MPRA-waarden, terwijl een ratio van 1,10 leidt tot een aanpassing met 10 MPRA-waarden.

d) wanneer de marktreferentieprijs hoger is dan de uitoefenprijs, leidt de voor de MPRA gecorrigeerde uitoefenprijs bijgevolg tot een hogere interne rentabiliteit van het project tot 8 %, wanneer dezelfde aannamen in het basisscenario worden gedaan.

e) als de marktreferentieprijs lager is dan de uitoefenprijs, leidt de voor de MPRA gecorrigeerde uitoefenprijs ook tot een lagere interne rentabiliteit van het project tot 6 %.

(107) In het oorspronkelijke ontwerp van de MPRA (de "oorspronkelijke MPRA") werd het bereik tussen de uitoefenprijs en de bovenste (respectievelijk onderste) drempel verdeeld in dertig positieve (respectievelijk negatieve) "MPRA-waarden". In vergelijking met het "oorspronkelijke MPRA" wordt het "geactualiseerde MPRA" sneller geactiveerd, dat wil zeggen dat het mechanisme voor het delen van winsten en verliezen overeenkomt met een marktprijs-corridor met intervallen van +/- 20 % in plaats van +/- 30 %.

(108) België voert aan dat het (geactualiseerde) MPRA BE-NUC bijgevolg sterke(re) stimulansen biedt om:

a) zijn kostenstructuur te optimaliseren alvorens de uitoefenprijs vast te stellen en te herzien. Een herziening van de uitoefenprijs vindt plaats vóór respectievelijk de LTO-herstartdatum (2025) en na de afrekeningsdatum (2028). België voert aan dat lagere kosten leiden tot een lagere uitoefenprijs en een grotere kans dat de marktprijs hoger zal zijn dan de uitoefenprijs, en dus een hogere interne rentabiliteit opleveren (en ertoe leiden dat de Belgische staat in het kader van de gedifferentieerde betalingen mogelijk een lager bedrag moet betalen);

b) onderhoud te plannen tijdens de perioden waarin de laagste prijzen worden verwacht;

c) uitzonderlijke winsten te beperken. Zoals België heeft uitgelegd, wordt de MPRA vastgesteld binnen een vooraf bepaald bereik (marktreferentieprijsratio tussen de 0,80 en 1,20). Een marktreferentieprijs buiten dit bereik leidt niet tot een verdere aanpassing van de uitoefenprijs en maakt dus volledig deel uit van de verschilbetaling. Daardoor kunnen geen uitzonderlijke winsten worden gerealiseerd op basis van hoge marktprijzen.

(109) Bovendien voert België aan dat in de gewijzigde de opzet van het CfD de beslissingsautoriteit over het moment waarop een besluit tot economische modulatie moet worden genomen, wordt overgedragen aan de EMSA-partner (zie punt 3.3.1.5). De EMSA-vergoeding zal niet alleen worden vastgesteld zoals oorspronkelijk gepland, maar zal naast een vast deel ook variabel worden gemaakt, en er zullen dus stimulansen worden gegeven om optimaal gebruik te maken van het beperkte aantal van dertig modulaties per splijtstofcyclus (zie overweging 13). In vergelijking met de oorspronkelijke de opzet van het CfD, waarbij modulatiebesluiten werden genomen op basis van een vaste modulatiedrempel, is de gewijzigde de opzet van het CfD niet langer gebaseerd op een vaste modulatiedrempel, maar worden hiermee stimulansen geboden om ervoor te zorgen dat modulaties worden uitgevoerd op momenten waarop zij het meest opleveren (d.w.z. wanneer de prijzen naar verwachting gedurende een voldoende lange periode zeer negatief zullen zijn). De EMSA-vergoeding wordt nader beschreven in punt 3.3.1.5.2.

(110) Ten slotte voert België aan dat het CfD, om de in overweging 80 van het inleidingsbesluit genoemde redenen, een passend en evenredig instrument is om de vastgestelde tekortkomingen van de markt en specifieke nucleaire risico's aan te pakken, waarmee de doelstellingen van de maatregel worden verwezenlijkt en tegelijkertijd efficiënte marktsignalen in stand worden gehouden. België verduidelijkt dat alle opbrengsten van het CfD naar de algemene staatsbegroting zullen vloeien, maar hiervoor een afzonderlijke boekhouding zal worden gevoerd. Zij zullen in de eerste plaats worden gebruikt voor de financiering van de betalingen van de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst in het kader van het CfD. Wanneer de opbrengsten van het CfD hoger zijn dan de bedragen die nodig zijn om de kosten van het CfD voor de LTO-eenheden te financieren, kunnen deze worden gebruikt om de kosten van een ander CfD te financieren. België verbindt zich ertoe alle resterende CfD-opbrengsten te gebruiken voor de verdeling ervan onder ondernemingen. België verbindt zich er voorts toe dat het de Commissie in kennis zal stellen indien CfD-opbrengsten aan ondernemingen zouden worden uitgekeerd en, indien nodig, een dergelijke maatregel aan te melden. België bevestigt ook dat het sanctieclausules heeft opgenomen in geval van onterechte eenzijdige vroegtijdige beëindiging van de CfD-overeenkomst.

3.3.1.3.3. MOCP en WCF

(111) Indien de inkomsten van BE-NUC niet toereikend zijn om de kosten te dekken die in een bepaalde maand uit hoofde van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud moeten worden betaald, alsook alle andere kapitaaluitgaven voor exploitatie, splijtstof en onderhoud die nodig zijn voor de exploitatie van de LTO-eenheden, moet de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst een betaling voor een tekort aan inkomsten aan BE-NUC verrichten om te zorgen voor voldoende kasstroom om deze kosten te dekken, teneinde de economische levensvatbaarheid van de joint venture op lange termijn te waarborgen ([60]).

([60]) BE-NUC dient in dat verband een jaarlijks reconciliatieverslag in. Indien het bedrag in dit verslag lager is dan de geaggregeerde minimale exploitatiekosten, betaalt de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst aan BE-NUC een bedrag dat gelijk is aan de absolute waarde van het desbetreffende tekort. Aan Luminus zal een gelijkwaardige betaling worden gedaan.

(112) De MOCP bestaat uit twee onderdelen: Minimale exploitatiekosten: i) een betaling voor een tekort aan inkomsten om te zorgen voor voldoende kasstromen om de kosten voor de exploitatie van de LTO-eenheden te dekken en de economische levensvatbaarheid van de joint venture op lange termijn te waarborgen, en ii) een kostenbescherming van 50 % op het geïnvesteerde kapitaal in verhouding tot de geamortiseerde kapitaalkosten van de LTO-verlenging (om de drie jaar).

(113) België voert aan dat elke gebeurtenis die de beschikbaarheid van de LTO-eenheden voor een significante periode tijdens het jaar zou verminderen en/of herhaalde gevallen van niet-beschikbaarheid over meerdere jaren, tot aanzienlijke verliezen voor BE-NUC kunnen leiden.

(114) België heeft Electrabel verzocht het risico op grote onverwachte gebeurtenissen gedurende de levensduur van de LTO-eenheden te evalueren op basis van historische gegevens. Electrabel voert aan dat er in de periode van tien jaar van de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden een grote kans is op een significante ongeplande gebeurtenis ([61]). Om dit te bewijzen heeft Electrabel gevallen van niet-beschikbaarheid in het verleden vastgesteld voor elk van de zeven kernreactoren, in de periode van elf jaar tussen 2012 en 2022 (zie tabel 10). Electrabel stelt dat deze historische benadering om de volgende redenen nuttige inzichten biedt:

a) er is geen uniforme definitie/methode voor het ramen of berekenen van de waarschijnlijkheid van gevallen van ongeplande niet-beschikbaarheid, noch voor het ramen van de duur van de periode van niet-beschikbaarheid die met dergelijke gebeurtenissen gepaard gaat.

b) homogene gegevens zijn alleen beschikbaar voor de periode 2012-2022; de Belgische kerninstallaties hebben sinds het begin van de exploitatie echter altijd te maken gehad met gevallen/perioden van significante niet-beschikbaarheid.

c) in de Belgische wetgeving is bepaald dat om de tien jaar een veiligheidsbeoordeling moet worden uitgevoerd vanaf het moment dat de kerncentrale een vergunning krijgt om volledig te worden geëxploiteerd. Deze beoordeling staat bekend als "periodieke veiligheidsherziening" of "tienjaarlijkse herzieningen" ([62]). De meest recente periodieke veiligheidsherzieningen in Tihange 3 en Doel 4 werden uitgevoerd in 2015, tijdens de beoordelingsperiode (2012-2022) voor de risicoanalyse. Aangezien de periode van elf jaar van 2012 tot en met 2022, waarin voor elke reactor een periodieke veiligheidsherziening werd uitgevoerd, min of meer overeenkomt met de duur van de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden, wordt deze periode geschikt geacht als vergelijkingspunt.

Tabel 10

Onverwachte gevallen van niet-beschikbaarheid in de zeven Belgische nucleaire eenheden (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] %

Bron: SA.106107 — Technische vergadering met de Europese Commissie, "Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP", 8 oktober 2024.

([61]) Een "geval van significante ongeplande niet-beschikbaarheid" wordt gedefinieerd als een ongeplande gebeurtenis die leidt tot een niet-beschikbaarheid van de installatie van meer dan 30 % per jaar, wat overeenkomt met 3,6 maanden.

([62]) Gedetailleerde informatie over de uitgebreide periodieke veiligheidsherziening die om de tien jaar wordt uitgevoerd, is te vinden op de website van het FANC: https://fanc.fgov.be/nl/dossiers/kerncentrales-belgie/veiligheid/tienjaarlijkse-herzieningen.

(115) Uit de gegevens in tabel 10 blijkt dat zich in de periode 2012-2022 in alle zeven kernreactoren gevallen voordeden van significante ongeplande niet-beschikbaarheid buiten de controle van de nucleaire exploitant, die resulteerden in een gemiddelde niet-beschikbaarheid van 59 % per eenheid (bovenop de geplande uitval), wat overeenkomt met een gemiddelde niet-beschikbaarheid van zeven maanden per geval. Voor de zeven Belgische kernreactoren samen waren er in de periode 2012-2022 elf gevallen van significante ongeplande niet-beschikbaarheid. De redenen voor gevallen van onverwachte niet-beschikbaarheid waren onder meer waterstofvlokken in reactordrukvaten, scheurtjes in het beton (waarvoor belangrijke reparaties nodig waren), defecten van apparatuur, lekken en sabotage. België voert dan ook aan dat er per tien jaar gemiddeld ongeveer 1,6 (11/7) gevallen van significante ongeplande niet-beschikbaarheid per reactor waren.

(116) België voert aan dat, wanneer er meerdere kernreactoren (of nucleaire installaties) in bedrijf zijn, het inkomstenverlies tijdens een periode van uitval van een of meer eenheden gedeeltelijk kan worden gecompenseerd door de inkomsten die door de andere eenheden worden gegenereerd. In het geval van het LTO-project zullen deze systeemrisico's (van gevallen van niet-beschikbaarheid die de meeste eenheden tegelijk treffen) naar verwachting toenemen naarmate het totaal aan Belgische nucleaire installaties vanaf 2025 krimpt en minder gediversifieerd wordt, des te meer omdat de twee LTO-eenheden dezelfde technologie hebben. Een belangrijk voorval dat beide LTO-eenheden voor een aanzienlijk deel van het jaar treft, wordt daarom niet onwaarschijnlijk geacht.

(117) De 59 % kans op niet-beschikbaarheid per eenheid, wat overeenkomt met ongeveer zeven maanden, komt overeen met de gemiddelde duur van één geval van significante niet-geplande niet-beschikbaarheid. Electrabel beschouwt deze duur als een realistische raming op basis van zijn eigen ervaring met de exploitatie van de LTO-eenheden in België, aangezien significante voorvallen belangrijke technische werkzaamheden, de aanschaf van reserveonderdelen, een veiligheidseffectbeoordeling en uitgebreide besprekingen met de autoriteit voor nucleaire veiligheid vereisen voordat de kernreactoren weer kunnen worden opgestart.

(118) België legt verder uit dat de reguliere periodieke veiligheidsherzieningen, op basis van IAEA-richtsnoer SSG-25 ([63]), die vanaf de ingebruikneming om de tien jaar zijn uitgevoerd, hebben geleid tot aanzienlijke verbeteringen van het ontwerp en investeringen om het hoofd te bieden aan de veroudering van de kernreactoren en de veiligheid en betrouwbaarheid ervan te helpen handhaven. Ondanks deze periodieke evaluaties kan de nucleaire exploitant echter niet uitsluiten dat zich nieuwe problemen voordoen die leiden tot aanzienlijke perioden van niet-beschikbaarheid voor de kernreactoren.

(119) Om het effect op BE-NUC van een geval van significante ongeplande niet-beschikbaarheid tijdens de periode van de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden en het effect van de MOCP in te schatten, heeft België op basis van de gegevens van tabel 10 plausibele scenario's van belangrijke gevallen van niet-beschikbaarheid (zie tabel 11) in overweging genomen. Net als bij andere beoordelingen heeft België zich voor de illustratieve berekeningen gebaseerd op het financieel model bij ondertekening van 13 december 2023.

a) In scenario 1 wordt uitgegaan van de gemiddelde niet-beschikbaarheid van 59 %, naast geplande niet-beschikbaarheid, voor Doel 4 en Tihange 3 afzonderlijk, in verschillende jaren (2030 en 2033). In dat scenario zou de MOCP niet worden bereikt. Het LTO-project zou nog steeds een jaarlijks overschot aan inkomsten (ten opzichte van de kosten) genereren van [0-200] miljoen EUR voor Doel 4 en [0-200] miljoen EUR voor Tihange 3, maar de interne rentabiliteit van het project zou niet hoger zijn dan [0-5] %.

b) Scenario 2 betreft een scenario waarin beide LTO-eenheden in de periode 2029-2035 (d.w.z. in de periode van volledige opwekking na de LTO-werkzaamheden) voor een volledig jaar tegelijkertijd niet beschikbaar zijn. In dit geval wordt de MOCP bereikt en zou dit leiden tot betalingen aan BE-NUC van [700-1 000] miljoen EUR tot [1 000-1 300] miljoen EUR per jaar, afhankelijk van het jaar van niet-beschikbaarheid. België heeft twee concrete voorbeelden gegeven (min of meer negatief scenario) om de impact op het LTO-project te simuleren:

— in 2029 (negatiever scenario) zou het LTO-project een negatieve netto contante waarde ("NCW") van [0-200] miljoen EUR genereren, wat zou resulteren in een interne rentabiliteit van [0-5] %.

— In 2034 (minder negatief scenario) zou het effect van een geval van significante ongeplande niet-beschikbaarheid op de aandeelhouders van de joint venture en op BE-NUC relatief geringer zijn, aangezien het LTO-project het einde van de periode van tien jaar heeft bereikt. Het LTO-project zou een negatieve NCW van [0-200] miljoen EUR genereren, wat zou resulteren in een interne rentabiliteit van [5-10] %.

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

c) Scenario 3 betreft een scenario waarin beide LTO-eenheden tijdens de herstartfase (de periode 2026-2028) tegelijkertijd gedurende een volledig jaar niet beschikbaar zijn, gekenmerkt door beperkte opwekking tijdens de LTO-gerelateerde werkzaamheden. In deze periode wordt volgens de planning minder dan 50 % van de capaciteit van de LTO-eenheden gebruikt en is het waarschijnlijker (dan tijdens de bedrijfsfase) dat elke verdere ongeplande niet-beschikbaarheid de LTO-eenheden voor het gehele jaar onbeschikbaar zal maken, waarbij eventuele verliezen eerst door de SDC-leningen zullen worden gedekt. In dit geval wordt de MOCP bereikt, maar wordt verwacht dat noch BE-NUC, noch Luminus tijdens de herstartfase winst zal genereren; ongeplande voorvallen zouden geen extra gevolgen hebben voor de winstgevendheid van de onderneming.

Tabel 11

Illustratieve impact van drie plausibele scenario's van gevallen van significante ongeplande niet-beschikbaarheid op BE-NUC en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst op basis van het financieel model bij ondertekening

	Impact op BE-NUC		Impact op de betaling van de MOCP door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst
	LTO-prestaties	Interne rentabiliteit	
Scenario 1 59 % niet-beschikbaarheid voor T3 in 2030 en D4 in 2033	2030: inkomstenoverschot ten opzichte van de kosten van [0-200] miljoen EUR 2033: inkomstenoverschot ten opzichte van de kosten van [0-200] miljoen EUR (NCW van – [100-300] miljoen EUR)	[0-5] %	Niet bereikt
Scenario 2 Besmetting van beide eenheden tegelijk gedurende een volledig jaar (2028) tijdens de operationele fase	**2029**		
	Geen marktinkomsten in 2029 (NCW van – [0-200] miljoen EUR)	[0-5] %	Bereikt: [700-1 000] miljoen EUR Zonder de MOCP: faillissement BE-NUC
	2034		
	Geen marktinkomsten in 2034 (NCW van – [0-200] miljoen EUR)	[5-10] %	Bereikt: [1 000-1 300] miljoen EUR Zonder de MOCP: faillissement BE-NUC
Scenario 3 Besmetting van beide eenheden tegelijk gedurende een volledig jaar (2028) tijdens de opstartperiode	Marktinkomsten in 2028 (NCW van 0 miljoen EUR)	[5-10] %	Bereikt: [600-800] miljoen EUR Zonder de MOCP: faillissement BE-NUC

Bron: SA.106107 — Technische vergadering met de Europese Commissie, "Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP", 8 oktober 2024; SA.106107 — "Belgium's Response to RFI of 1 October 2024", 1 november 2024 (geactualiseerde versie).

(120) Uit de bovenstaande analyse blijkt volgens België dat de MOCP bedoeld is om de gevolgen te dekken van mogelijke belangrijke voorvallen die de economische levensvatbaarheid van de joint venture in gevaar brengen, en dat de joint venture veel risico's van niet-beschikbaarheid draagt: in scenario 1 wordt de MOCP niet geactiveerd als er een gemiddeld belangrijk voorval zou plaatsvinden, en is er geen rendement voor de aandeelhouders gegarandeerd, die het risico blijven dragen dat hun investeringen niet worden terugverdiend.

(121) De MOCP kan in sommige scenario's leiden tot relatief aanzienlijke kosten voor de Belgische staat, aangezien deze zal worden geactiveerd om het hoofd te bieden aan de niet-beschikbaarheid met een grote impact, zoals hierboven is geïllustreerd. Om dit probleem aan te pakken, heeft België een plafond voor de MOCP-betalingen ingevoerd. Dienovereenkomstig zal de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst (de Belgische staat) haar beëindigingsrecht uit hoofde van de beloningsovereenkomst ([64]) uitoefenen indien de MOCP een uitbetaald bedrag van 2 miljard EUR (de "MOCP-trigger") bereikt, mits dit passend lijkt in het licht van onder meer:

— de oorzaken van de MOCP-trigger;

— de mogelijke gevolgen daarvan op korte en lange termijn;

— de toepasselijke vooruitzichten met betrekking tot de MOCP-betalingen in overeenstemming met de beloningsovereenkomst (wanneer deze niet wordt beëindigd);

— het (verwachte) bedrag van de verschuldigde beëindigingsbetalingen, en

— de gevolgen voor de voorzieningszekerheid.

(122) België voert aan dat er omstandigheden zijn waarin een beëindiging niet passend zou zijn:

— wanneer, afhankelijk van welk beëindigingsrecht van toepassing zou zijn, de desbetreffende beëindigingsbetaling (indien van toepassing) hoger is dan de verwachte toekomstige MOCP-betalingen;

— wanneer de lasten en kosten, onder meer voor de Belgische staat, van de vervangende capaciteit groter zijn dan de verwachte MOCP-betalingen, en

— wanneer geen vervangende capaciteit beschikbaar is.

(123) Indien de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst besluit haar beëindigingsrecht(en) niet uit te oefenen, zal België zijn redenering ter beoordeling aan de Commissie voorleggen.

(124) Het bedrag van de MOCP-trigger komt overeen met de bovengrens van de MOCP-betalingen in een scenario waarin beide LTO-eenheden gedurende twee opeenvolgende jaren gelijktijdig niet beschikbaar zijn. De verwachte MOCP-betalingen voor tweejarige sluitingen zullen immers afhangen van het jaar waarin de genoemde sluitingen plaatsvinden. België heeft jaarlijkse berekeningen verstrekt voor de jaarlijkse MOCP-betalingen en de totalen over twee opeenvolgende jaren (zie tabel 12) op basis van voorlopige prognoses van het financieel model bij ondertekening van 13 december 2023.

Tabel 12

Simulatie van de MOCP-betalingen

Periode van 100 % niet-beschikbaarheid	Kosten MOCP jaar 1 (in miljoen EUR)	Kosten MOCP jaar 2 (in miljoen EUR)	Totale kosten MOCP (in miljoen 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]

Bron: Belgische autoriteiten.

([64]) België heeft een gedetailleerd overzicht gegeven van de beëindigingsrechten uit hoofde van de beloningsovereenkomst en heeft verklaard dat de beloningsovereenkomst, naast de beëindigingsrechten, ook een protocol voor een enkele LTO-eenheid omvat dat de regeling inzake beëindigingsrechten op vele manieren weerspiegelt, maar alleen van toepassing is op het schrappen van één enkele LTO-eenheid uit het toepassingsgebied van de beloningsovereenkomst vóór de LTO-herstartdatum.

(125) Om de referentieperiode van twee jaar te ramen die wordt gebruikt om het voorgestelde plafond van 2 miljard EUR voor de MOCP te berekenen, geeft België enkele voorbeelden van kernreactoren in de Verenigde Staten (aangezien dit tot dusver in Europa nooit heeft plaatsgevonden) die om technische redenen permanent zijn stilgelegd ([65]). Volgens België blijkt uit deze voorbeelden dat de referentieperiode van twee jaar in overeenstemming is met de industriële realiteit, aangezien een periode van twee jaar na de ontdekking van een probleem dat de stillegging van beide LTO-eenheden vereist, gewoonlijk kan worden beschouwd als een redelijke grens om de vraag te stellen of reparaties moeten worden voortgezet dan wel om de definitieve stillegging te overwegen.

(126) Om de MOCP operationeel te maken, zal BE-NUC, hetzij bij zijn aandeelhouders, hetzij bij een externe partij, uiterlijk op de eerste datum van herstart van de LTO een werkkapitaalfaciliteit (WCF) aankopen. De WCF dient ter financiering van de behoefte aan werkkapitaal die voortvloeit uit de exploitatie van de LTO-eenheden. BE-NUC mag de WCF opnemen als het verschil tussen zijn kasinstromen en kasuitstromen kleiner is dan de geraamde operationele uitgaven van de komende uitgavenperiode zoals uiteengezet in de beloningsovereenkomst. Het bedrag van de WCF moet ten minste gelijk zijn aan de gemiddelde totale geraamde operationele uitgaven voor een periode van drie maanden. De WCF fungeert in feite als een intrajaarlijkse brug naar de jaarlijkse MOCP en fungeert als een doorlopende kredietfaciliteit die jaarlijks zou worden afgelost, indien zij zou worden opgenomen, door de MOCP die door België wordt verstrekt.

(127) De voorwaarden van de WCF, die uiterlijk op de eerste datum van herstart van de LTO tegen marktvoorwaarden moet worden aangekocht, zijn nog niet bekend. België heeft echter verder verduidelijkt dat de rentevoet van de WCF zal worden bepaald aan de hand van dezelfde methode als de methode die is overeengekomen voor de aandeelhoudersleningen (zie overweging 63).

3.3.1.3.4. SDC-leningen

(128) Naast de MOCP, die voorziet in financiële stabiliteit gedurende de gehele periode van tien jaar van de levensduurverlenging, zal de Belgische regering gedurende de eerste drie jaar van het LTO-project (herstartfase) een lening tegen identieke voorwaarden verstrekken aan BE-NUC en Luminus. De omvang van de leningen zal worden bepaald op basis van hun evenredige aandeel in de LTO-eenheden en bijgevolg hun respectieve aandeel in de stilleggings- en exploitatiekosten per 1 juli 2025. Zoals België heeft opgemerkt, worden de SDC-leningen verstrekt om de liquiditeit tot 2028 te waarborgen, aangezien de exploitatiekosten als gevolg van LTO werkzaamheden niet met kasstromen kunnen worden gefinancierd.

(129) De SDC-leningen, die tegen een geplafonneerde rentevoet worden verstrekt en volgens een specifiek aflossingsschema worden terugbetaald, bestaan uit twee verschillende faciliteiten (d.w.z. één per LTO-eenheid), elk bestaande uit twee tranches:

a) een tranche met betrekking tot de door BE-NUC en Luminus gemaakte stilleggingskosten van de betrokken eenheid vanaf de wettelijke stilleggingsdatum tot de datum van herstart van de betrokken eenheid: met deze tranche worden de kosten gefinancierd en betaald die nodig zijn voor de instandhouding van de LTO-eenheden tot de datum van herstart. Indien de kosten van de stilleggingsperiode hoger uitvallen dan verwacht, moet de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst ervoor zorgen dat de tranche wordt aangepast;

b) een tranche met betrekking tot de dekking van de exploitatiekosten en een deel van de kapitaaluitgaven die met betrekking tot de desbetreffende eenheid tot en met de afrekeningsdatum van 31 december 2028 zijn gedaan: deze tranche wordt gebruikt om tekorten in de operationele kasstroom te dekken die zich vóór 31 december 2028 voordoen. Eventuele verdere verliezen als gevolg van onvoorziene uitval moeten echter door de MOCP worden gedekt.

(130) De voorwaarden van de SDC-leningen zijn opgenomen in overweging 96 van het inleidingsbesluit en zijn niet gewijzigd. De SDC-leningen moeten worden terugbetaald tegen een rente van maximaal 6 % en op voet van gelijkheid met het rendement van de aandeelhouders. Met betrekking tot de methode die is gebruikt om de rentevoet te bepalen, legt België uit dat dit het resultaat was van onderhandelingen tussen de partijen bij de beloningsovereenkomst, en dat het maximumpercentage van 6 % overeenkomt met de ondergrens van het beoogde bereik van de interne rentabiliteit van 6 tot 8 % (rekening houdend met de MPRA).

([65]) Zo werd Crystal River 3 in 2013 definitief gesloten, 3,5 jaar na de ontdekking van een ernstig probleem. Evenzo werden San Onofre 2 & 3 in 2013 gesloten, anderhalf jaar na de ontdekking van een ernstig probleem.

(131) Zoals vermeld in overweging 97 van het inleidingsbesluit, zullen de SDC-leningen naar verwachting worden opgenomen voor een totaalbedrag van [500-700] miljoen EUR in [...] tranches van [...] tot en met [...], terugbetaald in drie tranches van [...] tot en met [...], met inbegrip van gekapitaliseerde rente. Deze berekeningen en bedragen zullen in de loop van 2025, vóór de datum van de herstart van de LTO, worden bijgewerkt in het financiële model dat door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst is goedgekeurd, op basis van de kosten voor de verlenging van de exploitatie op grond van de door het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle vastgestelde eisen op het gebied van nucleaire veiligheid, geraamd op basis van de door de contractanten ingediende offertes.

(132) België voert aan dat de SDC-leningen de aandeelhouders niet onevenredig ten goede komen: de risico's van het niet realiseren van het verwachte rendement worden evenredig gedeeld door de aandeelhouders van de joint venture en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst, aangezien met lagere winsten zowel de interne rentabiliteit van het LTO-project als de SDC-leningen zal dalen. De SDC-leningen zullen immers alleen (in het geheel) niet worden terugbetaald indien het LTO-project onvoldoende winst oplevert om enig rendement op de investering van de aandeelhouders te betalen ([66]). België voert aan dat de SDC-leningen bijgevolg geen extra risico's voor de aanbieder van de beloningsovereenkomst met zich meebrengen die verder gaan dan de risico's van de prestaties en winstgevendheid van het LTO-project, aangezien de faciliteit niet wordt gebruikt om de kapitaaluitgaven te financieren (alleen de geamortiseerde kapitaalkosten van de LTO-verlenging tijdens de herstartfase).

3.3.1.4. Overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud

(133) Uit hoofde van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud moet Electrabel voor BE-NUC de volgende diensten verrichten:

a) "LTO-diensten": vanaf de sluitingsdatum van de transactie, de werkzaamheden en diensten die nodig zijn om de operationele levensduur van elke LTO-eenheid met tien jaar te verlengen, en

b) "exploitatie- en onderhoudsdiensten": vanaf het einde van de initiële wettelijke levensduur van elke LTO-eenheid, de diensten voor de exploitatie en het onderhoud van de LTO-eenheden, de gemeenschappelijke systemen en gemeenschappelijke activa voor zover gebruikt in verband met de LTO-eenheden (met inbegrip van afvalverwerkingsdiensten).

(134) Bepaalde diensten zijn uitdrukkelijk uitgesloten van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, met inbegrip van diensten, werkzaamheden of activiteiten in verband met de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden, die onder de verantwoordelijkheid van Electrabel blijven vallen (zie punt 3.3.2.4).

(135) Overeenkomstig artikel 12.1 van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud en behoudens bepaalde aanpassingen en uitzonderingen betaalt BE-NUC Electrabel 89,807 % (wat overeenkomt met het belang van Luminus van 10,193 % in de LTO-eenheden) van alle kosten voor de verlening van de LTO-diensten en de exploitatie- en onderhoudsdiensten, vermeerderd met de desbetreffende marge, namelijk:

— [0-5] % voor verzekeringskosten en belastingen;

— [0-5] % voor goederen en diensten die worden geleverd door leden van de Engie-groep, en

— [10-20] % voor alle overige kosten.

(136) België voert aan dat de marges in overeenstemming zijn met de marges die worden toegepast in het kader van de LTO-partnerschapsovereenkomst met Luminus (die zelf een breed scala aan diensten omvat, met inbegrip van — maar niet beperkt tot — exploitatie- en onderhoudsdiensten). De oorspronkelijke overeenkomst die betrekking had op soortgelijke diensten aan een derde, Luminus, die op 26 juni 2003 werd gesloten en op 13 december 2023 opnieuw werd bevestigd, is een relevante referentie ter ondersteuning van het standpunt dat de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud marktconforme kosten voor nucleaire operaties weerspiegelt. Daarnaast voert België aan dat de door Electrabel gedragen financiële risico's groter zijn dan in het kader van de partnerschapsovereenkomst met Luminus, aangezien de marge van Electrabel in het kader van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud zal worden verminderd in geval van (niet-verschoonbare) kostenoverschrijdingen (d.w.z. kosten die niet zijn opgenomen in de begroting zoals voorgesteld door Electrabel en gevalideerd door de partijen) en in geval van niet-beschikbaarheid van de installatie boven een streefdoel.

(137) Daarnaast voert België aan dat de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud bepaalde kostencontroles omvat, waaronder het recht van BE-NUC om de berekening door Electrabel van de vergoedingen en prestaties van de diensten te controleren en om een benchmarkherziening te vragen van de prijzen die Electrabel aanrekent voor technische diensten van gelieerde bedrijven.

([66]) Dit zou alleen het geval zijn als er meerdere jaren van aanzienlijke niet-beschikbaarheid zouden zijn, bijvoorbeeld minder dan 60 % in elk jaar van 2029 tot en met 2035.

(138) Tot slot zal Electrabel, als (enige) exploitant van de LTO-eenheden en als dienstverlener aan BE-NUC in het kader van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, worden gestimuleerd om technische en economische prestaties van de LTO-eenheden te realiseren. Uit hoofde van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud geldt met name dat:

a) Electrabel een schadevergoeding zal moeten betalen indien de beschikbaarheid van de LTO-eenheden gedurende een contractjaar minder dan [90-100] % bedraagt (exclusief niet-beschikbaarheid in het kader van de LTO, normale niet-beschikbaarheid en vrijgestelde gebeurtenissen). Als gevolg van de betaling van deze schadevergoeding daalt de door Electrabel voor dat contractjaar verkregen marge op een glijdende schaal van [10-20] % tot [0-5] %;

b) Electrabel in geval van kostenoverschrijdingen geen recht heeft op enige andere relevante marge met betrekking tot en ten belope van overschrijdingen van de kosten, met uitzondering van vrijgestelde overschrijdingen van de kosten, en

c) alleen in het geval van kostenoverschrijdingen tijdens de herstartfase de boeten van toepassing zullen zijn op de marge van Electrabel (tot [50-60] % van de marge op de exploitatie- en onderhoudsdiensten en tot [70-80] % van de marge op de LTO-diensten).

(139) Als gevolg daarvan concludeert België dat de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud beperkt is tot het dekken van de gemaakte kosten en dat de financiële voorwaarden van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud marktconform zijn.

3.3.1.5. Overeenkomst inzake energiebeheersdiensten (“EMSA”)

(140) Hoewel BE-NUC de technische eigenaar zal zijn van 89,807 % van de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit (de overige 10,193 % is eigendom van Luminus), draagt het de eigendom van die elektriciteit over aan de energiebeheerder, die de elektriciteit zal verkopen ([67]). Daartoe sluit BE-NUC een EMSA met een partner die de elektriciteit van BE-NUC koopt en verkoopt.

(141) In de EMSA zullen de belangrijkste voorwaarden en risicotoewijzingen worden vastgesteld en zullen bijgevolg, binnen de vastgestelde parameters, op gedetailleerde wijze een biedings- en onbalansstrategie en de rol van de energieverkoopbeheerder (“EMSA-partner”) in dat verband worden uiteengezet. De EMSA-partner die in het kader van de EMSA wordt aangewezen, is de koper en de eigenaar van het aandeel van BE-NUC in de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit en is onderworpen aan een vooraf vastgestelde biedings- en onbalansstrategie. De biedings- en onbalansstrategie kan van tijd tot tijd worden herzien en gewijzigd volgens een in de beloningsovereenkomst beschreven procedure. De Belgische regering (BE-WATT) kan, in haar hoedanigheid van tegenpartij bij de beloningsovereenkomst, de biedings- en onbalansstrategie opleggen voor zover deze voldoet aan de voorwaarden voor de biedings- en onbalansstrategie zoals vastgelegd in de beloningsovereenkomst. De EMSA-partner heeft in dit verband een adviserende rol.

(142) Om de geproduceerde elektriciteit op concurrerende en transparante wijze naar de groothandelsmarkt voor elektriciteit te brengen, zijn Electrabel en de Belgische staat overeengekomen een openbare aanbesteding voor deze diensten uit te schrijven, waarbij de transparantie en mededinging worden gewaarborgd (zie punt 3.3.1.5.1). De aanbestedingswetgeving en alle daarmee verband houdende noodzakelijke waarborgen zijn van toepassing op de aanbestedingsprocedure.

3.3.1.5.1. Aanbestedingsprocedure

(143) België voert aan dat de aanbestedingsprocedure vrijwillig wordt uitgevoerd in overeenstemming met de Belgische wet inzake overheidsopdrachten van 17 juni 2016 en het koninklijk besluit van 18 juni 2017 plaatsing overheidsopdrachten in de speciale sectoren ([68]).

([67]) Luminus is eigenaar van zijn aandeel (10,193 %) in de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit. Luminus beheert de verkoop van de elektriciteit onafhankelijk en is niet gekoppeld aan de EMSA, die tot doel heeft het aandeel van BE-NUC in de productie van de LTO-eenheden te verkopen.

([68]) Wet inzake overheidsopdrachten. Beschikbaar op: https://etaamb.openjustice.be/nl/wet-van-17-juni-2016_n2016021053. Bij de wet van 17 juni 2016 wordt Richtlijn 2014/25/EU van het Europees Parlement en de Raad van 26 februari 2014 betreffende het plaatsen van opdrachten in de sectoren water- en energievoorziening, vervoer en postdiensten en houdende intrekking van Richtlijn 2004/17/EG omgezet.

(144) De EMSA zal worden gegund via een onderhandelingsprocedure met een voorafgaande oproep tot mededinging ([69]), een standaardprocedure in de nutssector. De aanbesteding is gepubliceerd op de relevante Belgische ([70]) en EU-platforms ([71]), zodat alle potentiële inschrijvers aan de aanbestedingsprocedure kunnen deelnemen.

(145) Gezien het belang van de aanbestede dienst en de gevoeligheid vanuit het oogpunt van mededinging, heeft België aanvullende bepalingen en waarborgen ingevoerd om ervoor te zorgen dat de doelstellingen van de EMSA worden bereikt en dat de verwachte diensten naar behoren worden geleverd:

a) voorafgaand aan het opstellen van de aanbestedingsdocumenten, op 3 september 2024 (tot 2 oktober 2024), werd een verzoek om inlichtingen over de EMSA gelanceerd om standpunten van de markt te verzamelen over verschillende onderwerpen die verband houden met de EMSA ([72]). Met het verzoek om inlichtingen werden twee hoofddoelstellingen nagestreefd: i) de markt vooraf in kennis stellen van de komende aanbestedingsprocedure, zodat geïnteresseerde inschrijvers voldoende tijd kregen om hun deelname voor te bereiden ([73]) en extra transparantie bieden; ii) de resultaten van het verzoek om inlichtingen in voorkomend geval in aanmerking nemen bij het opstellen van de aanbestedingsdocumenten, waardoor BE-NUC wordt geholpen een verfijnde, marktgetoetste aanbesteding voor te stellen en de criteria duidelijker worden gemaakt en ervoor wordt gezorgd dat de opgelegde voorwaarden of criteria niet-discriminerend zijn. Uit het verzoek om inlichtingen bleek bijvoorbeeld dat er niet voor elke LTO-eenheid afzonderlijke inschrijvingen hoefden te worden georganiseerd, maar dat deze als pakket konden worden aangeboden.

b) op 11 december 2024 werd een oproep tot het indienen van kandidaatstellingen bekendgemaakt, waarin belanghebbenden werd verzocht uiterlijk op 13 januari 2025 hun belangstelling voor deelname aan de aanbesteding aan te geven. Op verzoek van verschillende partijen werd de indieningstermijn uitgesteld tot 3 februari 2025 om voldoende mededinging in de aanbestedingsprocedure te waarborgen. Daarna zullen de belanghebbenden worden verzocht hun offertes in te dienen op basis van de toekomstige contractuele documenten (met inbegrip van de gewijzigde beloningsstructuur zoals uiteengezet in figuur 3). België voert aan dat de gedetailleerde beschrijving van de aanbestede diensten het mogelijk maakt één gunningscriterium op basis van de prijs te hanteren. Aangezien de opdracht zal worden gegund via een onderhandelingsprocedure, kan de aanbestedende dienst, zodra de inschrijvers hun offerte hebben ingediend in antwoord op het verzoek om voorstellen (met inbegrip van het ontwerp van de EMSA en eventuele aanvullende documenten), de inschrijvers verzoeken een betere offerte in te dienen, waardoor het meest concurrerende resultaat wordt gewaarborgd.

(146) Daarnaast voert België aan dat de aanbesteding een reeks selectiecriteria bevat om ervoor te zorgen dat elke inschrijver aan de voorwaarden voor professionaliteit en de vereiste infrastructuur voor een ordelijke uitvoering van de EMSA voldoet. Deze kwalificatiecriteria zijn echter tot een minimum beperkt, waarbij telkens wordt verwezen naar een noodzakelijke eis voor de beoogde diensten, teneinde een maximale mededinging tijdens de aanbesteding te waarborgen.

(147) In vergelijking met de informatie waarover de Commissie ten tijde van het inleidingsbesluit beschikte, heeft België meer details verstrekt over de kwalificatiecriteria. De inschrijver moet zelf (of, voor de eerste vier hieronder beschreven criteria, door een beroep te doen op de draagkracht van een andere entiteit):

a) ten minste twee referenties overleggen van ervaring (van ten minste één operationeel jaar) met het energiebeheer van een activaportefeuille voor thermische of nucleaire opwekking van ten minste 1 000 MW in het totaal (d.w.z., rekening houdend met alle referenties) in landen van de Europese Unie, het Verenigd Koninkrijk of de EVA-landen ([74]);

([69]) In overeenstemming met artikel 120 van de Belgische wet inzake overheidsopdrachten van 17 juni 2016.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen.
([71]) Supplement bij het *Publicatieblad van de Europese Unie*.
([72]) Deze onderwerpen omvatten onder meer het risicoprofiel, garanties met betrekking tot de tegenpartij en het tegenpartijrisico, het prijsmechanisme, de betalingsvoorwaarden, de factureringsfrequentie en de verwijlinterest, de biedings- en onbalansstrategie, de interne portefeuillebalanceringsreserves, de opsplitsing van de inschrijving in twee percelen (één per vermogensactief), de krediet- en bijbehorende garantiestructuur, en de pooling van balanceringsverantwoordelijke.
([73]) De Belgische staat heeft actief relevante marktdeelnemers geïdentificeerd die hij wenst te contacteren en aan te moedigen deel te nemen aan het verzoek om inlichtingen en aan de daaropvolgende aanbestedingsprocedure.
([74]) Het criterium van 1 000 MW zorgt ervoor dat de gekwalificeerde/geselecteerde deelnemers financieel in staat zijn de toegewezen verzoeken te behandelen, die tussen 1 000 en 2 000 MW zullen liggen.

b) ten minste twee referenties overleggen op het gebied van energiebeheer (van ten minste één exploitatiejaar) van thermische of nucleaire productieactiva. Elke referentie moet betrekking hebben op één actief van ten minste 350 MW, in landen van de Europese Unie, het Verenigd Koninkrijk of de EVA-landen ([75]);

c) ten minste één referentie op het gebied van energiebeheer overleggen (van ten minste één exploitatiejaar) voor een derde partij voor een opwekkingscapaciteit van ten minste 350 MW voor één productieactief in landen van de Europese Unie, het Verenigd Koninkrijk of de EVA-landen ([76]);

d) een "investeringswaardige" kredietrating hebben, dat wil zeggen de volgende rating van een van de volgende ratingbureaus (of gelijkwaardig): i) Fitch: ten minste BBB–; ii) S&P: ten minste BBB–; iii) Moody's: ten minste Baa3 ([77]), en

e) actief lid zijn van ten minste één benoemde elektriciteitsmarktbeheerder ("NEMO") die actief is in België, voor de handel in elektriciteit ([78]).

(148) Tijdens de looptijd van de EMSA gelden onder meer de volgende voorwaarden voor de EMSA-partner:

a) hij moet een contract inzake de balanceringsverantwoordelijke in België hebben met Elia;

b) hij moet een "investeringswaardige" kredietrating hebben, dat wil zeggen de volgende rating van een van de volgende ratingbureaus (of gelijkwaardig): i) Fitch: ten minste BBB–; ii) S&P: ten minste BBB–; iii) Moody's: ten minste Baa3;

c) hij moet actief lid zijn van ten minste één NEMO die in België actief is, voor de handel in elektriciteit.

(149) Wat de timing van de aanbesteding betreft, voert België aan dat het de bedoeling is de inschrijving tijdig af te ronden, uiterlijk op 15 mei 2025, zodat de EMSA-partner voldoende tijd heeft om de nodige voorbereidingen te treffen vóór de herstart van de LTO-eenheden.

(150) De aanbestede diensten omvatten, met betrekking tot de elektriciteitsactiva, onder meer i) prospectieve en gerealiseerde vertegenwoordigingsdiensten voor energie-activa; ii) day-ahead- en intradaydiensten voor optimalisatie en werkzaamheden; iii) diensten in verband met verplichtingen die voortvloeien uit marktregulering; iv) contracteringsdiensten van de Belgische TSB, en v) handels-, markttoegangs- en marktanalysediensten. Vanwege de onderlinge afhankelijkheid van de verschillende genoemde taken en de gebruikelijke marktpraktijk om deze diensten te combineren tot één enkel commercieel contract om de operationele efficiëntie te waarborgen, zullen deze diensten worden geïntegreerd in één definitie van EMSA-diensten.

3.3.1.5.2. Verkoop van LTO-elektriciteit en vergoeding van de EMSA-partner

(151) België heeft verduidelijkt dat de EMSA-partner niet handelt als agent of namens BE-NUC, maar de aangekochte elektriciteit verkoopt aangezien hij hiervan de eigenaar is. Bovendien verkrijgt de EMSA-partner in de gewijzigde de opzet van het CfD de beslissingsbevoegdheid met betrekking tot economische modulaties om een efficiënt gebruik van het beperkte aantal modulaties te stimuleren en beter te reageren op marktsignalen (zie overweging 153 en verder).

([75]) Het beheer van belangrijke zwakke punten (single points of failure) op de markt vereist een specifieke operationele opzet met speciaal opgeleid personeel. In een standaardbenadering voor kleinere, gedecentraliseerde activa wordt een dispatcher, wanneer zich een probleem voordoet, eenvoudigweg gelast het ontbrekende volume zo snel mogelijk op de intradaymarkt aan te kopen, maar een dergelijke aanpak is niet geschikt voor activa van grotere omvang.

([76]) Met dit criterium wordt ervoor gezorgd dat de tegenpartij in staat is transacties voor een derde uit te voeren en beschikt over een robuust contractueel kader.

([77]) Het criterium is ingevoerd om te zorgen voor een redelijk sterk vermogen van de EMSA-partner om zijn financiële verplichtingen na te komen.

([78]) Het lidmaatschap van een NEMO (Epexspot en Nord Pool in België), d.w.z. een organisatie die belast is met het beheer van de day-ahead en intraday geïntegreerde elektriciteitsmarkten, waarborgt de toegang tot de elektriciteitsmarkten. Met dit criterium wordt ervoor gezorgd dat de inschrijver tijdig toegang heeft tot de handelsmarkten en beschikt over voldoende en actuele ervaring met de werking van de Europese markt.

(152) België voert aan dat de regeling tussen de EMSA-partner en BE-NUC gebaseerd is op de DAM, om het basisrisico voor BE-NUC te beperken, aangezien dit betekent dat BE-NUC, in combinatie met de gedifferentieerde betaling van BE-NUC via een CfD waarbij de marktreferentieprijs de DAM-prijs is, de uitoefenprijs ontvangt (zie punt 3.3.1.3.2) ([79]). België bevestigt dat de EMSA-partner vrij zal zijn om handel te drijven op de markt van zijn keuze en niet verplicht is een bod uit te brengen op de DAM.

(153) Zoals uiteengezet in punt 2.1 en overweging 109, is de vergoeding van de EMSA-partner gewijzigd, aangezien de LTO-eenheden beperkt zijn tot dertig modulaties per cyclus en derhalve niet de technische en wettelijke mogelijkheid hebben om hun output op enig moment te wijzigen, teneinde stimulansen te bieden om optimaal gebruik te maken van het beperkte aantal toegestane modulaties. In plaats van slechts een vaste vergoeding (vastgesteld aan de hand van de inschrijving), omvat de gewijzigde vergoedingsformule ook een variabele vergoeding (gebaseerd op een vooraf bepaalde formule en afhankelijk van de modulatie en de betaling voor de verrekening van correcties). Een dergelijke vergoeding stelt de EMSA-partner bloot aan een deel van de potentiële voordelen van modulatie in tijden van negatieve prijzen (alsook een deel van de potentiële nadelen van modulaties voor de inkomsten in tijden van positieve prijzen, indien van toepassing), terwijl de EMSA-partner rechtstreeks wordt blootgesteld aan onbalans- en intradaykosten, zoals hieronder uiteengezet. Daarom zal de variabele vergoeding bestaan uit een vast procentueel aandeel ("alfa") van de inkomstenvoordelen die leiden tot een modulatie in day-ahead en een gedifferentieerd procentueel aandeel ("bèta") in de intraday- en onbalanskosten, dat wil zeggen de betalingen voor de verrekening van correcties (die kunnen bestaan uit inkomsten die voortvloeien uit de activering van een modulatie in intraday), waarbij:

a) de alfa vooraf wordt vastgesteld op 20 %. De alfa is hoog genoeg om voldoende stimulansen te bieden voor optimale modulatiebesluiten, maar niet te hoog om te voorkomen dat risicoaverse inschrijvers worden afgeschrikt;

b) de voordelen voor de inkomsten uit modulatie achteraf worden berekend als het product van het "boughtback"-volume op de DAM voor modulatie en het verschil tussen nul en de DAM-prijs;

c) de bèta is gedifferentieerd, maar ook vooraf bepaald en de financiële aansprakelijkheid van de EMSA-partner als balanceringsverantwoordelijke weerspiegelt in geval van onbalansen. In dit verband voert België aan dat de reactoren relatief oud zijn en dat de werkzaamheden die nodig zijn voor het LTO-project en de modulaties het risico op ongeplande stilleggingen, die onbalansen veroorzaken, kunnen vergroten. Bovendien gelden voor de installaties bijzonder hoge beveiligingseisen, waardoor het risico op stillegging nog groter wordt. Tegelijkertijd zijn de Belgische intraday- en balanceringsmarkten in toenemende mate geïntegreerd met naburige markten, maar zijn zij nog steeds vrij klein in vergelijking met de omvang van de twee reactoren. Als gevolg daarvan zal elke stillegging de kans verkleinen dat de balanceringsverantwoordelijke tegenpartijen vindt om de gevolgen van de stillegging te verzachten en zal het risico op prijspieken als gevolg van de stillegging onevenredig toenemen. Daarom voert België aan dat de bèta verschillende waarden moet hebben, afhankelijk van de aard en de impact van het voorval dat tot een onbalans leidt, terwijl de EMSA-partner (als balanceringsverantwoordelijke) passende stimulansen moet krijgen om onbalansen te beperken ([80]). De EMSA-partner blijft echter financieel volledig blootgesteld aan alle onbalansen die voornamelijk het gevolg zijn van outputafwijkingen ten opzichte van de voorspelde output of handelsfouten.

d) de correctierekening de som is van intraday- en onbalansbetalingen, en de bèta geldt voor beide. Voor een bepaald uur kan deze positief en/of negatief zijn.

([79]) Energiebeheerders gebruiken systemen voor transactieregistratie en positiebeheer om de werkstromen te stroomlijnen, met inbegrip van prognoses, optimalisering, biedingen op veilingen, dispatching in real time en de afwikkeling van transacties. Met deze systemen worden met name alle transacties tussen BE-NUC en de EMSA-partner geregistreerd, evenals marktgerelateerde verkopen en uitwisselingen met de TSB. De geregistreerde gegevens worden verwerkt via een afwikkelingsmodule, die transactievolumes omzet in financiële afwikkelingen met behulp van vooraf bepaalde contractuele formules. Door het systeem gegenereerde verklaringen worden elektronisch ter beoordeling ingediend bij BE-NUC. BE-NUC kan dit vergelijken en zo nodig om aanpassingen verzoeken.

([80]) De bèta zal met name 100 % bedragen in situaties van "basislastopwekking", 20 % in situaties van "economische modulatie", d.w.z. tot dertig keer per jaar, en 8 % in gevallen van ongeplande stillegging, d.w.z. in het geval van uitzonderlijke voorvallen met een grote impact, die doorgaans minder dan eenmaal per jaar en per eenheid plaatsvinden.

Figuur 3

Gewijzigde formule voor de EMSA-vergoeding

Vergoeding EMSA-partner = vaste vergoeding + variabele vergoeding

Variabele vergoeding = alfa*inkomstenvoordelen + bèta*verrekening correctie
Inkomstenvoordelen = boughtback-volume * (0 – day-ahead-prijs)
Verrekening correctie = intraday- en onbalanskosten of -inkomsten

(154) De formule in figuur 3 is van toepassing op het volledige volume tijdens modulaties, ook als modulatie plaatsvindt wanneer de prijzen positief zijn (bijvoorbeeld tijdens perioden van op- en afregelen) en niet alleen tijdens perioden van negatieve prijzen ([81]). De variabele vergoeding wordt betaald door BE-NUC in het kader van de EMSA, maar deze kosten en/of inkomsten zullen in het kader van de beloningsovereenkomst aan BE-WATT worden doorberekend.

(155) Volgens België wordt de EMSA-partner door middel van de gewijzigde vergoedingsformule onder meer gestimuleerd om op optimale wijze en gedurende het day-ahead- en intradaytijdsbestek gebruik te maken van economische modulaties en om de intraday- en onbalanskosten te beperken. België voert aan dat de alfa- en bètaparameters zijn gekozen om een efficiënte werking van de markt te behouden en tegelijkertijd te voorkomen dat risicoaverse inschrijvers worden afgeschrikt.

(156) De gewijzigde vergoedingsformule zal van invloed zijn op het inschrijvingsgedrag van de deelnemers aan de aanbesteding voor de vaste vergoeding. De inschrijvers zullen in hun offertes rekening houden met de verwachte voordelen van modulatie (optiewaarde), alsook met de kosten en potentiële inkomsten in verband met intraday- en onbalansbetalingen. België voert aan dat de beloningsstructuur (prikkel) in de aanbestedingsdocumenten zal worden toegelicht, zodat het opwaartse/neerwaartse potentieel van de gewijzigde vergoedingsformule transparant is voor de inschrijvers. België zal de geschiktheid van de (gewijzigde) formule voor de vergoeding van de EMSA-partner en de marktconformiteit en de efficiëntie van de stimulansen die deze op de verschillende markten biedt, evalueren. De evaluatie vindt uiterlijk twee jaar na de start van de exploitatie plaats, zodat het contract tijdig kan worden herzien of een nieuwe inschrijving kan worden uitgeschreven, wat na 3,5 jaar mogelijk is ([82]). Om de juiste stimulansen voor de EMSA-partner te behouden, is echter alleen een opwaartse herziening van de alfa- en bètaparameter mogelijk ([83]).

(157) België voert aan dat de aanpassing van de EMSA-vergoeding de stimulansen van de EMSA-partner, die de bevoegdheid heeft om beslissingen te nemen over de economische modulatie (afhankelijk van het definitieve besluit van de exploitant, bv. in het geval van veiligheids- of regelgevingsproblemen), in overeenstemming brengt met marktsignalen, en hiermee tegemoet wordt gekomen aan de zorgen van de Commissie in dit verband. Tegelijkertijd beschikt de EMSA-partner over passende stimulansen om zijn taak als balanceringsverantwoordelijke te vervullen zonder volledig te worden blootgesteld aan onbalansen die buiten zijn eigen controle vallen. Daarnaast voert België aan dat er voortdurend accurate informatie zal worden uitgewisseld (met inbegrip van regelmatige updates over de beschikbaarheid, technische capaciteiten enz. van de LTO-eenheden) tussen BE-NUC, de nucleaire exploitant en de EMSA-partner, zodat de EMSA-partner geïnformeerde en efficiënte beslissingen kan nemen over economische modulaties.

([81]) Dit houdt verband met de technische beperkingen met betrekking tot modulaties (zie overweging 13).
([82]) De EMSA kan na 3,5 jaar (42 maanden) na de herstartdatum van de eerste nucleaire eenheid eenzijdig door BE-NUC worden beëindigd. BE-NUC kan vervolgens een nieuwe overeenkomst sluiten na een nieuwe aanbesteding onder andere voorwaarden.
([83]) De beoordeling van de alfa- en bètaparameter wordt gebaseerd op: i) een beoordeling van de deelname aan en het resultaat van de inschrijving (indicatoren kunnen zijn: aantal en soort inschrijvers, resultaat van de inschrijving in termen van prijs/kosten enz.); ii) een beoordeling van (niet-)modulatiebesluiten, met inbegrip van de (financiële) gevolgen daarvan voor de betrokken partijen, rekening houdend met (verwachte en gerealiseerde) marktomstandigheden en operationele/modulatiebeperkingen, en iii) een beoordeling van de handelsbesluiten op de day-ahead- en intradaymarkt en de daaruit voortvloeiende onbalansen binnen de perimeter van de balanceringsverantwoordelijke. De onderliggende informatie voor deze evaluatie zal worden gebaseerd op gegevens die tijdens de EMSA van de EMSA-partner zijn verzameld, op gegevens van de exploitant Electrabel via BE-NUC en de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, en op relevante openbare/marktinformatie met betrekking tot het bovenstaande.

(158) België bevestigt ook dat de CfD-tegenpartij (BE-WATT) een risicobeheerstrategie voor haar open positie zal ontwikkelen, zoals wettelijk is voorzien, en dat de uitvoering ervan zal bijdragen tot de liquiditeit van de termijnmarkten voor elektriciteit (zie overweging 99). De goedkeuring van de strategie is afhankelijk van een advies van de regelgever, dat een beoordeling zal omvatten van het effect van de strategie op de relevante elektriciteitsmarkten.

3.3.1.5.3. Aanvullende waarborgen met betrekking tot de energiebeheerder

(159) De EMSA-partner zal in principe worden geselecteerd via een transparante, open en concurrerende aanbesteding (zie punt 3.3.1.5.1). De handelsentiteit GEMS (Global Energy Management & Sales) van Engie, een bedrijfsonderdeel van de Engie-groep dat onafhankelijk is van de bedrijfseenheid Nuclear, kan ook deelnemen aan de aanbesteding. Er is voorzien in specifieke bepalingen en maatregelen om een eerlijk proces te waarborgen voor het geval GEMS deelneemt aan de aanbestedingsprocedure.

(160) België voert aan dat er voldoende maatregelen zijn en zullen worden genomen en uitgevoerd om potentiële belangenconflicten doeltreffend op te sporen en te voorkomen. Deze maatregelen kunnen als volgt worden samengevat:

a) In het verzoek om inlichtingen werden markttests toegestaan en kon elke belanghebbende in dit verband verschillende voorwaarden voorstellen en voorstellen doen, waarbij ervoor werd gezorgd dat de inschrijving geen belemmeringen bevatte ten nadele van geïnteresseerde deelnemers ten opzichte van GEMS (of een andere onderneming van de Engie-groep). Electrabel (of een andere onderneming van de Engie-groep) is niet betrokken en zal niet worden betrokken bij het opstellen van de aanbestedingsdocumenten ("lange inschrijvingsformulieren") na (de resultaten van) het verzoek om inlichtingen.

b) Indien GEMS aan de aanbestedingsprocedure zou deelnemen, zelfs als onderaannemer of in enige andere hoedanigheid, zouden Electrabel (of andere ondernemingen van de Engie-groep) en zijn bestuurders of gemachtigden tijdens de aanbestedingsprocedure worden uitgesloten van deelname aan een besluit en/of beraadslaging over de inschrijving (bv. het selectiebesluit en het gunningsbesluit) van BE-NUC.

c) In het algemeen zijn binnen de organisatie van Electrabel strikte informatiebarrières en ethische muren vastgesteld tussen personen die verantwoordelijk zijn voor het indienen van inschrijvingen bij GEMS en personen die betrokken zijn bij het beheer van BE-NUC en zullen deze in de toekomst worden behouden. Dezelfde waarborgen zullen worden ingebouwd indien GEMS uiteindelijk via een succesvolle aanbestedingsprocedure als EMSA-partner wordt gekozen.

d) Indien GEMS wordt geselecteerd als EMSA-partner, zal het onderworpen zijn aan dezelfde verplichtingen als een balanceringsverantwoordelijke en EMSA-contractpartner en aan dezelfde reeks marktprikkels als elke andere kandidaat. Als EMSA-partner ontvangt het met name zowel een vaste als een variabele vergoeding, die de marktconforme optimalisering van het modulatiebestand en de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit zullen stimuleren. Bovendien treedt GEMS op als partij onder een in de biedings- en onbalansstrategie gespecificeerd nauwkeurig omschreven mandaat, waarvan GEMS niet mag afwijken. Deze waarborgen zorgen ervoor dat GEMS, indien het de EMSA-aanbesteding krijgt, als elke andere deelnemer aan de EMSA-aanbesteding zou optreden en — door de opzet van de EMSA en de gewijzigde vergoedingsformule — wordt gestimuleerd om te handelen volgens marktsignalen.

(161) Indien in het kader van de aanbestedingsprocedure geen geschikte kandidaat wordt gevonden, zal GEMS de EMSA-diensten tijdelijk uitvoeren indien de EMSA niet tijdig, uiterlijk op 15 mei 2025, is gesloten. Deze diensten worden verleend in overeenstemming met de tussen de partijen overeen te komen voorwaarden gedurende een beperkte periode, zodat BE-NUC de EMSA via een andere aanbestedingsprocedure kan gunnen. In het geval van een succesvolle aanbestedingsprocedure neemt de geselecteerde kandidaat de verlening van de EMSA-diensten van GEMS over zodra de desbetreffende periode is verstreken waarin GEMS deze diensten heeft uitgevoerd. Er zijn geen beperkingen met betrekking tot het aantal nieuwe aanbestedingen.

(162) België voert aan dat deze regeling noodzakelijk en toereikend is om de continuïteit van de openbare dienst (d.w.z. de verkoop van de door de kernreactoren opgewekte elektriciteit) te waarborgen, maar dat deze oplossing strikt beperkt is in de tijd en tot het noodzakelijke minimum.

(163) Concluderend stelt België dat het ervoor zal zorgen dat BE-NUC zich strikt zal houden aan de wetgeving en beginselen inzake overheidsopdrachten. Het uitgebreide raadplegingsproces biedt aanvullende waarborgen om ervoor te zorgen dat de aankoop van diensten plaatsvindt via een concurrerende, transparante, niet-discriminerende en onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure. België is derhalve van mening dat elk risico van marktafscherming en andere potentiële concurrentieverstorende praktijken van Engie wordt vermeden en dat is voorzien in alle maatregelen en waarborgen om ervoor te zorgen dat een onafhankelijke EMSA-partner wordt aangewezen. Alleen als laatste terugvaloptie kan GEMS deze diensten tijdelijk aanbieden, wat een noodzakelijke en adequate oplossing is om de continuïteit van de openbare dienst te waarborgen.

3.3.1.6. Andere submaatregelen

(164) Twee andere submaatregelen die deel uitmaken van de transactie, zijn de overeenkomst inzake administratieve diensten ("ASA") tussen Electrabel en BE-NUC en een overeenkomst die voorziet in compensatieregelingen voor verliezen om kosten te dekken in geval van niet-sluiting van de overeenkomst. Deze submaatregelen zijn toegelicht in de punten 3.3.10 en 3.3.11 van het inleidingsbesluit.

3.3.2. *Onderdeel 2: Maximale aansprakelijkheid van de nucleaire exploitant voor de langetermijnopslag en definitieve berging van kernafval en verbruikte splijtstof*

3.3.2.1. Algemene beginselen voor het beheer van kernafval

(165) Zoals uiteengezet in overweging 121 van het inleidingsbesluit, is het wetgevingskader dat van toepassing is op radioactief afval en verbruikte splijtstof in de EU gebaseerd op de volgende twee grondbeginselen: i) het beginsel dat de vervuiler betaalt ([84]), en ii) de eindverantwoordelijkheid (met inbegrip van financiële verantwoordelijkheid) van de lidstaten voor het verantwoord en veilig beheer (met inbegrip van berging) van verbruikte splijtstof en radioactief afval ([85]).

(166) Zoals uiteengezet in punt 3.4.2 van het inleidingsbesluit is de nucleaire exploitant op grond van de huidige regelgeving in België financieel (via het bedrijf dat splijtstof levert, Synatom, en samen met EDF Belgium en Luminus (de "bijdragende ondernemingen")) en operationeel verantwoordelijk voor de buitengebruikstelling van de zeven kerncentrales, alsook voor de conditionering en het beheer van het radioactief afval en de verbruikte splijtstof, en de langetermijnopslag ervan na aanvaarding door de NIRAS tot de definitieve berging ervan. De nucleaire voorzieningen voor verbruikte splijtstof en buitengebruikstellingsafval worden gefinancierd door Electrabel en de bijdragende ondernemingen, beheerd door Synatom, en zijn onderworpen aan de prudentiële controle van een onafhankelijke overheidsinstantie, de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen (CNV). Zoals opgemerkt in de overwegingen 123 tot en met 125 van het inleidingsbesluit, voert België aan dat Electrabel, als enige exploitant van de LTO-eenheden, bepaalde verantwoordelijkheden zal behouden die voortvloeien uit i) Europese en Belgische wetgeving, en ii) contractuele verplichtingen van de uitvoeringsovereenkomst, waarbij het beginsel dat de vervuiler betaalt in acht wordt genomen.

(167) De CNV en de NIRAS zijn de toezichthoudende autoriteiten in België:

a) De NIRAS stelt een uitgebreid inventarisrapport op voor alle producenten van radioactief afval in België (om de vijf jaar) en evalueert de middelen voor het beheer van de overeenkomstige nucleaire verplichtingen.

b) De CNV evalueert (om de drie jaar) de methoden die worden gebruikt voor de berekening van de nucleaire voorzieningen, de toereikendheid ervan en de NCW van toekomstige verplichtingen in de rekeningen van Synatom (controle van de methodologie, het referentiescenario enz.).

([84]) Artikel 4, lid 3, punt e), van Richtlijn 2011/70/Euratom van de Raad van 19 juli 2011 tot vaststelling van een communautair kader voor een verantwoord en veilig beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval (PB L 199 van 2.8.2011, blz. 48), dat vereist: "De kosten voor het beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval komen ten laste van degene die deze materialen hebben geproduceerd".

([85]) Artikel 4, lid 1, en artikel 9 van Richtlijn 2011/70/Euratom.

(168) Zoals vermeld in overweging 129 en tabel 4 van het inleidingsbesluit bedraagt het huidige totaalbedrag van de voorzieningen in verband met nucleaire verplichtingen op basis van de laatste driejaarlijkse herziening van de CNV van juli 2023 18 225 miljoen EUR, bestaande uit voorzieningen voor ontmantelingsactiviteiten (8 122 miljoen EUR), beheer van verbruikte splijtstof (9 070 miljoen EUR) en operationeel afval (1 033 miljoen EUR) ([86]).

3.3.2.2. "Waste cap"-overeenkomst

(169) In het kader van de onderhandelingen over het LTO-project zijn Engie en de Belgische staat het eens geworden over een plafond voor de langetermijnaansprakelijkheid van producenten van radioactief afval dat afkomstig is van de productie van elektriciteit via kernenergie (de "waste cap"-overeenkomst), om de onzekerheid in dit opzicht te verminderen (zie punt 3.4.3 van het inleidingsbesluit). In de "waste cap"-overeenkomst is voorzien in de overdracht van financiële verplichtingen met betrekking tot de productie, de bewaring of de eigendom van geconditioneerd radioactief afval en verbruikte splijtstof van alle zeven Belgische kernreactoren, onder voorbehoud en na naleving van de desbetreffende contractuele overdrachtscriteria, van de nucleaire exploitant (Electrabel) aan de Belgische staat tegen betaling van een forfaitair bedrag ([87]).

(170) Dit forfaitaire bedrag is vastgesteld per categorie kernafval. Zoals uiteengezet in overweging 131 van het inleidingsbesluit, kan radioactief kernafval worden onderverdeeld in drie categorieën, in overeenstemming met de historische radiologische classificatie door de NIRAS en in overeenstemming met de classificatie van de Internationale Organisatie voor Atoomenergie (IAEA): A-afval (laag- en middelactief kortlevend afval); B-afval (laag- en middelactief langlevend afval), en C-afval (hoogactief kort- of langlevend afval) en verbruikte splijtstof.

(171) In tabel 13 wordt de verdeling getoond van de bestaande voorzieningen van 18 225 miljoen EUR tussen Electrabel (8 410 miljoen EUR) en de Belgische regering (9 815 miljoen EUR), volgens de "waste cap"-overeenkomst, met inbegrip van de toewijzing per afvalcategorie.

Tabel 13

Uitsplitsing van de "waste cap"-overeenkomst

Bedrag (in miljoen EUR)	Aansprakelijkheid Belgische staat (na overdracht)				Aansprakelijkheid Engie	Voorzieningen (eind 2022)
	A-afval	B-afval	C-afval	Totaal		
Raming basiskosten (zonder onvoorziene uitgaven)	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Onvoorziene uitgaven	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Basisbedrag	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Risicopremie	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Geplafonneerd bedrag	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Bron: antwoord van de Belgische autoriteiten op het verzoek om inlichtingen van de Commissie van 1 oktober 2024.

([86]) De voorzieningen voor operationeel afval worden gecontroleerd door de externe accountants van Engie (Deloitte) in het kader van hun jaarlijkse auditonderzoek.

([87]) In dit besluit verwijst ""waste cap"-overeenkomst" naar het plafond voor de langetermijnaansprakelijkheid van producenten van radioactief afval dat afkomstig is van de productie van elektriciteit met behulp van kernenergie, terwijl "afvalstoffenovereenkomst" verwijst naar de combinatie van alle submaatregelen in het kader van onderdeel 2, d.w.z. ook de overeenkomst inzake ontmanteling en buitengebruikstelling enz.

(172) De beginselen van de "waste cap"-overeenkomst zijn niet gewijzigd en worden beschreven in overweging 133 van het inleidingsbesluit. Zij kunnen als volgt worden samengevat:

a) "Geplafonneerde bedragen": voor elke categorie radioactief afval die aan de contractuele overdrachtscriteria voldoet, is een forfaitair bedrag, inclusief een risicopremie en geïndexeerd op 3 % per jaar vanaf 31 december 2022, vastgesteld ten belope van in totaal 15 miljard EUR (3,5 miljard EUR voor categorie A, 1 miljard EUR voor categorie B en 10,5 miljard EUR voor categorie C — zie tabel 13). Zoals vermeld in de overwegingen 134 en 135 van het inleidingsbesluit en zoals weergegeven in tabel 13, stelt België het volgende:

— de hoeveelheden die ten grondslag liggen aan de geplafonneerde bedragen zijn gebaseerd op de afvalinventaris die is gebruikt voor de CNV-herziening van de nucleaire bepalingen van 2022 en het industriële referentiescenario van de NIRAS en de nucleaire exploitant (die momenteel de beste schatting zijn van de hoeveelheid geconditioneerd kernafval en verbruikte splijtstof dat door de zeven kerncentrales in een scenario zonder LTO wordt geproduceerd en zal worden geproduceerd), en

— de waarde van de geplafonneerde bedragen is het resultaat van de toepassing van een risicopremie op de bestaande nucleaire voorzieningen.

b) "Volumekredieten": het geplafonneerde (forfaitaire) bedrag per afvalcategorie komt overeen met een volumekrediet voor vooraf bepaalde volumes, waardoor de nucleaire exploitant ertoe wordt aangezet de productie van kernafval tot een minimum te beperken;

c) "Vergoedingen voor volumeaanpassingen": wanneer het volumekrediet van een afvalcategorie volledig is gebruikt, moet een extra bedrag worden betaald voor elk extra volumekrediet dat nodig is. De bedragen worden vastgesteld als het rekenkundig gemiddelde tussen i) het "geplafonneerde bedrag" van de afvalcategorie gedeeld door het aantal "volumekredieten" van die categorie, en ii) de marginale kosten van één extra volumekrediet.

d) "Contractuele overdrachtscriteria": voor elk type pakket kernafval zijn contractuele overdrachtscriteria vastgesteld, waarin de criteria zijn bepaald waaraan elk afvalpakket en alle verbruikte splijtstof moet voldoen om de financiële verantwoordelijkheid over te dragen aan de overheidsinstantie Hedera (zie overweging 178 hieronder). De verantwoordelijkheid (en bijbehorende kosten) voor het in overeenstemming brengen van radioactief afval met de contractuele overdrachtscriteria blijft bij de nucleaire exploitant berusten.

(173) Zoals vermeld in overweging 107, punt a), en in detail toegelicht in de punten 3.4.5.1 en 3.4.5.2 van het inleidingsbesluit, is de vaststelling van de 15 miljard EUR aan geplafonneerde bedragen gebaseerd op het huidige bedrag aan nucleaire voorzieningen van de nucleaire exploitant (het basisbedrag) en een risicopremie. België heeft verduidelijkt dat het basisbedrag reeds marges omvat voor onvoorziene omstandigheden, onzekerheden en andere risico's die zich kunnen voordoen in verband met ontmanteling, het beheer van radioactief afval en het beheer van verbruikte splijtstof. De bepalingen betreffende de betaling van de geplafonneerde bedragen worden toegelicht in punt 3.4.5.3 van het inleidingsbesluit en zijn niet gewijzigd.

(174) België heeft verduidelijkt dat de aan de Belgische staat over te dragen geplafonneerde bedragen reeds alle historische en geraamde toekomstige verplichtingen op het gebied van kernafval omvatten (tot de oorspronkelijke wettelijke einddatum van alle Belgische kerncentrales in 2025). Daarom zijn al het kernafval en alle verbruikte splijtstof die door de Belgische energiecentrales tijdens hun legale levensduur worden geproduceerd of zullen worden geproduceerd, reeds in aanmerking genomen in de geplafonneerde bedragen.

(175) België verduidelijkt ook dat de werkelijke hoeveelheid afval pas bekend zal zijn wanneer de afvalstoffen zijn geconditioneerd en fysiek naar de Belgische staat zijn overgebracht. Het forfaitaire bedrag van 15 miljard EUR dekt dus alleen de vooraf bepaalde volumes van het desbetreffende afval (de volumekredieten) die in de uitvoeringsovereenkomst zijn overeengekomen. Indien het werkelijke volume van het geproduceerde afval in kwestie groter is dan de volumekredieten, zal Engie voor elk extra volumekrediet een vergoeding voor volumeaanpassing betalen (zie overweging 133 van het inleidingsbesluit).

(176) Evenzo worden al het operationele afval ("LTO-afval") en alle verbruikte splijtstof ("verbruikte LTO-splijtstof") die het gevolg zijn van de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden, voor elke incrementele hoeveelheid afval gefinancierd door BE-NUC en Luminus. Voor elke incrementele hoeveelheid LTO-afval en verbruikte LTO-splijtstof zijn twee reeksen betalingen vereist:

a) LTO-afval: de operationele kosten voor afval in het kader van de LTO, zoals gedefinieerd in de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, omvatten twee soorten kosten:

— de betaling van de LTO-afvalverwerkingskosten die aan Electrabel moeten worden betaald voor de behandeling, verwerking en conditionering van het operationele afval ("LTO-afvalverwerkingsdiensten") ter voorbereiding van een LTO-afvalpakket, en

— de vergoedingen voor volumeaanpassing voor LTO-afval, die de betaling dekken van de kosten die zijn gemaakt na de overdracht van de passiva aan Hedera ([88]).

b) diensten voor het beheer van verbruikte LTO-splijtstof: de back-endkosten voor verbruikte splijtstof zullen worden betaald op basis van een geïndexeerde vergoeding voor alle incrementele verbruikte splijtstof die het resultaat is van het LTO-project ([89]).

(177) België verduidelijkt voorts dat in het financieel model bij ondertekening rekening wordt gehouden met het beheer en de back-endkosten van het LTO-afval en de verbruikte LTO-splijtstof, die worden geraamd op ongeveer 0,9 miljoen EUR per splijtstofpakket (in waarden van 2022), waarvan ongeveer 0,3 miljoen EUR per splijtstofpakket voor opslag ter plaatse en ongeveer 0,6 miljoen EUR per splijtstofpakket voor de vergoeding voor volumeaanpassing voor LTO-afval voor verbruikte splijtstof.

(178) Zoals uiteengezet in punt 3.4.4 van het inleidingsbesluit heeft België een nieuwe openbare instelling sui generis opgericht, Hedera, met een tweeledige rol:

a) het beheren en veiligstellen van de activa die bestemd zijn voor de financiering van de langetermijnverbintenissen van de Belgische staat met betrekking tot kernafval en verbruikte splijtstof, en

b) de follow-up en controle van de kosten van het beheer van de overgedragen verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof, onder toezicht van een onafhankelijke overheidsinstantie (CNV).

(179) De door Hedera ontvangen bedragen in het kader van de "waste cap"-overeenkomst moeten worden veiliggesteld en geïnvesteerd om het nodige rendement te genereren om de kosten voor het beheer van het overgedragen afval te betalen wanneer deze verschuldigd zijn. Hedera is een afzonderlijk fonds dat onder het toezicht van de CNV staat, waarbij het speciale nationale orgaan een sleutelrol speelt bij het waarborgen en veiligstellen van het goede beheer, de controle en het gebruik van de middelen ([90]). Dit komt tot uiting in de dubbele rol van Hedera, door ervoor te zorgen dat: i) de ontvangen bedragen worden veiliggesteld en hiermee de nodige rendementen worden gegenereerd ([91]), en ii) de kosten van het beheer van het afval en de verbruikte splijtstof en van de overgedragen

([88]) Dergelijke geïndexeerde vergoedingen voor volumeaanpassing voor LTO-afval worden aan Electrabel betaald zodra een LTO-afvalpakket wordt geproduceerd of wanneer de productie ervan zeker is geworden. Een dergelijke vergoeding dekt de opslag van LTO-afval. In de artikelen 16 tot en met 18 van de Phoenix-wet is reeds voorzien in de aanpassingsvergoeding voor LTO-afval voor elke afvalcategorie.

([89]) Deze vergoeding omvat: i) alle opslagkosten die Electrabel tot 2050 vóór de overdracht van de locatie aan de Belgische staat heeft gemaakt, en ii) alle kosten in verband met de NIRAS die na de overdracht aan Hedera moeten worden betaald. De kosten voor opslag ter plaatse zijn reeds per splijtstofpakket geraamd en de vergoeding voor volumeaanpassing voor verbruikte splijtstof is vastgesteld en is geregeld in de artikelen 16 tot en met 18 van de Phoenix-wet.

([90]) Toepassing van Aanbeveling 2006/851/Euratom van de Commissie van 24 oktober 2006 betreffende het beheer van de financiële middelen voor de ontmanteling van nucleaire installaties en de verwerking van verbruikte splijtstof en radioactief afval en het Gezamenlijk Verdrag inzake de veiligheid van het beheer van bestraalde splijtstof en inzake de veiligheid van het beheer van radioactief afval.

([91]) Om ervoor te zorgen dat het forfaitaire bedrag in de loop van de tijd voldoende groeit, wordt binnen Hedera een investeringscomité (met drie onafhankelijke financiële deskundigen, de voorzitter van het beheercomité van de FOD Economie, de investeringsfunctionaris van Hedera, een vertegenwoordiger van het Belgisch Federaal Agentschap van de Schuld en een vertegenwoordiger van SFPIM) opgericht om het beheercomité van Hedera te adviseren over onder meer de beleggingsstrategie en risicobeheer.

verplichtingen voldoende worden beheerst ([92]). Bovendien zullen de financiële middelen voldoende moeten worden afgeschermd van de algemene begroting van de Belgische staat (zoals bepaald in de Hedera-wet), zodat zij alleen worden gebruikt om de kosten van de langetermijnopslag en de definitieve opslag te dekken en niet kunnen worden gebruikt voor andere doeleinden of om toekomstige begrotingstekorten op te vangen.

(180) België voert aan dat de "waste cap"-overeenkomst andere risicobeperkende maatregelen omvat en daarmee gepaard gaat, waaronder:

a) de opname van strikte contractuele overdrachtscriteria: de overdracht van de passiva in verband met nucleair afval is afhankelijk van de naleving van de contractuele overdrachtscriteria. De forfaitaire betaling van de "waste cap" vindt plaats vóór de daadwerkelijke overdracht van toekomstige pakketten kernafval aan de Belgische staat en is afhankelijk van de naleving van de contractuele overdrachtscriteria door de nucleaire exploitant. Dit houdt in dat de nucleaire exploitant aansprakelijk blijft voor alle kosten voor nucleair afval in verband met niet-naleving van de contractuele overdrachtscriteria.

b) de contractuele overdrachtscriteria zijn vastgesteld op het niveau van de afvalstroom voor afval van de categorieën A, B en C: hoewel de volumekredieten per afvalcategorie zijn vastgesteld, wordt op het niveau van de afvalstroom voorzien in naleving van de contractuele overdrachtscriteria. Zo wordt het risico beperkt dat de Belgische staat in de toekomst onvoorziene afvalstromen moet beheren en wordt de nucleaire exploitant tegelijkertijd in de komende decennia zekerheid geboden.

c) afval van categorie X: zoals vermeld in voetnoot 69 van het inleidingsbesluit voorziet de afvalstoffenovereenkomst ook in een mechanisme voor de behandeling van al het kernafval dat op 31 december 2022 niet was geïdentificeerd, teneinde de Belgische staat verder te beschermen tegen onvoorziene afvalstromen die zich tijdens de ontmanteling van de kernreactoren kunnen voordoen. Deze afvalstoffen worden "afval van categorie X" genoemd. Er wordt voorzien in een mechanisme om een overdracht van afval van categorie X mogelijk te maken nadat overeenstemming is bereikt over de financiële en technische voorwaarden voor de overdracht.

d) behoud van kennis en capaciteitsopbouw van nationale actoren: de kennisoverdracht van de nucleaire exploitant naar het Belgisch agentschap voor het beheer van kernafval (NIRAS) was een belangrijk onderwerp in het kader van de afvalstoffenovereenkomst. Het verzamelen en behouden van de kennis van de nucleaire exploitant vóór de definitieve stopzetting van zijn elektriciteitsproductie in 2035 en SF2-operaties in 2050 was een prioriteit voor de Belgische staat ([93]). De overdracht van historische afvalstoffen gaat gepaard met de overdracht van alle beschikbare informatie over de reeds geproduceerde afvalpakketten en alle informatie over de productie ervan, met inbegrip van — maar niet beperkt tot — technische verslagen, technische tekeningen en voor computerberekeningen gebruikte modellen. Er is overeengekomen dat de NIRAS en de exploitant bij de sluiting reeds overeenstemming moeten hebben bereikt over een kader voor een dergelijke overdracht. Het delen van knowhow en het opleiden van het personeel van de NIRAS wordt beschouwd als een gemeenschappelijke doelstelling voor een veilig langetermijnbeheer van kernafval en verbruikte splijtstof door de nucleaire exploitant en de Belgische staat. Het behoud van nucleaire kennis op lange termijn en de capaciteitsopbouw van nationale actoren zullen van groot belang zijn om de kosten van het langetermijnbeheer van kernafval en verbruikte splijtstof in overeenstemming te houden met de aannamen in de afvalstoffenovereenkomst.

([92]) Om de vijf jaar moet de NIRAS een plan ter goedkeuring voorleggen aan Hedera met daarin de diensten waarvoor Hedera de financiële verantwoordelijkheid op zich heeft genomen, de middelen en investeringen die het nodig heeft om dit plan te kunnen uitvoeren, samen met de bijbehorende kostenberekeningen. Hedera analyseert het plan, vraagt om advies van de CNV en keurt het vijfjarenplan al dan niet goed. De NIRAS legt elk jaar (voor de duur van een dergelijk vijfjarenplan) een gedetailleerd jaarplan voor het volgende kalenderjaar ter goedkeuring voor aan Hedera. Hedera keurt het plan goed, opnieuw na advies van de CNV. Bovendien zal Hedera de door de NIRAS aan Hedera gerichte facturen alleen onder de volgende voorwaarden betalen: i) de gedeclareerde bedragen zijn in overeenstemming met het toepasselijke vijfjarenplan en het gedetailleerde jaarplan; ii) de gedeclareerde bedragen worden gerechtvaardigd door de werkelijke prestaties, en iii) de gedeclareerde bedragen hebben betrekking op de werkelijke kosten van de uitgevoerde activiteiten.

([93]) Zoals vereist op grond van Richtlijn 2011/70/Euratom. Op grond van deze richtlijn moeten de lidstaten onderwijs- en opleidingsactiviteiten en onderzoeks- en ontwikkelingsactiviteiten plannen om te voldoen aan het nationale programma voor het beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval, teneinde de nodige deskundigheid en bekwaamheid te verwerven, in stand te houden en verder te ontwikkelen en zo een veilig en betrouwbaar langetermijnbeheer van kernafval en verbruikte splijtstof mogelijk te maken.

e) bedrijfseconomisch toezicht op de overgedragen middelen: de betaling van de geplafonneerde bedragen is een eenmalige betaling die alle overgedragen nucleaire verplichtingen moet dekken tot de sluiting van de definitieve opslagplaats voor kernafval in België na 2100. De controle van de uitgaven en het rendement op de investeringen van het overgedragen bedrag is daarom belangrijk om het bestaan, de beschikbaarheid en de toereikendheid te waarborgen van de financiële middelen die nodig zijn om alle betrokken financiële verplichtingen te dekken. De Belgische staat volgde in dit verband het advies van de CNV op basis van Aanbeveling 2006/851/Euratom van de Commissie (zie voetnoot 93):

— het overheidsfonds voor het beheer van de bepalingen inzake kernafval, Hedera, is een onafhankelijk overheidsorgaan dat rechtstreeks verslag uitbrengt aan het Belgische parlement, waarbij transparantie en onafhankelijkheid worden gewaarborgd;

— de financiële middelen van Hedera zijn afgeschermd: zij kunnen alleen worden gebruikt voor het doel waarvoor zij zijn gecreëerd en beheerd (zie overweging 179);

— de begrotingsplanning van Hedera is onderworpen aan de controle en het toezicht van de CNV;

— Hedera heeft een gediversifieerd en risicoavers investeringsbeleid dat een positief rendement over een lange periode waarborgt, en

— Hedera legt zijn kosten voor aan de CNV om ervoor te zorgen dat er tijdig voldoende financiële middelen ter beschikking kunnen worden gesteld van de NIRAS.

f) veiligheidspakket voor niet-geplafonneerde nucleaire verplichtingen: zie punt 3.3.2.4.

(181) Zoals opgemerkt in overweging 172 van het inleidingsbesluit erkent België dat de overeenkomst betreffende het kernafval een positief effect heeft op het risicoprofiel van de nucleaire exploitant, aangezien een aanzienlijk deel van zijn nucleaire verplichtingen zal worden gedekt door de geplafonneerde bedragen, en dat dit andere risicoprofiel een herziening van het pakket maatregelen rechtvaardigt en vereist om de veiligheid van en het toezicht op de financiële situatie van de nucleaire exploitant te waarborgen: de forfaitaire betaling van 15 miljard EUR aan Hedera rechtvaardigt de vrijgave van de niet-Europese activa van Electrabel uit de perimeter van Electrabel (en de bijbehorende monitoring van de CNV). Als Franse moedermaatschappij van Electrabel zal Engie ervoor zorgen dat bij het sluiten van de overeenkomst tussen de Belgische staat en Electrabel ten minste 4 miljard EUR aan activa (waarde van het eigen vermogen per 30 juni 2023) in Electrabel blijft. Daarnaast verleent Engie op eerste verzoek een onbeperkte en niet-opzegbare garantie van de moedermaatschappij voor i) de verplichtingen van Electrabel op het gebied van buitengebruikstelling (waaronder ook het risico dat de waarde van de voorzieningen ontoereikend is); ii) het volumerisico uit hoofde van het plafond, en iii) de terugbetaling van (huidige of toekomstige) leningen aan Synatom.

(182) België is van mening dat de overgedragen passiva met betrekking tot kernafval en de bijkomende buitengebruikstellingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project geen economisch voordeel opleveren voor Electrabel en de bijdragende ondernemingen, aangezien zij het risico van latere kostenschommelingen die door de staat worden overgenomen, adequaat weerspiegelen, en dat de opzet van de risico-overdracht zodanig is dat een particuliere investeerder ermee zou hebben ingestemd dit risico te dragen.

3.3.2.3. Aanvullende rechtvaardigingen met betrekking tot de disconteringsfactor en de risicopremie

3.3.2.3.1. Disconteringsfactor

(183) België voert aan dat de nucleaire voorzieningen die door de nucleaire exploitant/Synatom zijn ingezameld vóór de "waste cap"-overeenkomst, zijn berekend aan de hand van een kortingsfactor van 2,5 % voor ontmantelingsactiviteiten (met inbegrip van ontmantelingsafval) en een kortingsfactor van 3 % voor alle activiteiten met betrekking tot verbruikte splijtstof (zoals besloten door de CNV tijdens de driejaarlijkse evaluatie van eind 2022).

(184) België verduidelijkt dat het gebruik van twee verschillende discontopercentages voor de berekening van de voorzieningen (verplichtingen in verband met ontmanteling versus verplichtingen in verband met verbruikte splijtstof) wordt gerechtvaardigd door het verschil in looptijd en de tijdswaarde van geld weerspiegelt ([94]).

([94]) Voorzieningen voor ontmanteling worden verdisconteerd tegen een discontopercentage van 2,5 % vanwege hun kortere tijdshorizon (duur van 11,4 jaar). Voor voorzieningen voor verbruikte splijtstof geldt daarentegen een hogere discontopercentage van 3 % om rekening te houden met een langere tijdshorizon (duur van dertig jaar).

(185) Zoals opgemerkt in overweging 198, houdt de "waste cap"-overeenkomst alleen een overdracht aan de Belgische staat in van overgedragen verplichtingen op het gebied van kernafval en verbruikte splijtstof, terwijl de verplichtingen voor buitengebruikstelling en ontmanteling bij de nucleaire exploitant blijven berusten (met uitzondering van de door het LTO-project veroorzaakte dyssynergieën, zie overweging 199). België voert aan dat daarom voor de berekening van de contante waarde van de overgedragen verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof een unieke disconteringsfactor van 3 % (1 % reëel percentage + 2 % inflatie) is behouden om rekening te houden met het feit dat de verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof een langere looptijd hebben dan de buitengebruikstellingsverplichtingen (zie overweging 148 van het inleidingsbesluit).

(186) België heeft het advies van de CNV gevraagd met betrekking tot de meest geschikte disconteringsfactor die moet worden gebruikt voor de berekening van de "waste cap" ([95]). Zoals vermeld in overweging 149 van het inleidingsbesluit, stelde de CNV voor de disconteringsfactor voor verplichtingen inzake kernafval/buitengebruikstelling en verbruikte splijtstof aan te passen aan de hand van een tweestappenbenadering, bestaande uit de toepassing van een disconteringsfactor op basis van het werkelijke dertigjarige OLO-percentage van 3,17 % voor de eerste dertig jaar, en het toepassen van een disconteringsfactor van 2,17 % op basis van een raming op basis van de OLO-rente van de risicovrije rentevoet voor de dertig jaar daarna.

(187) België herinnert eraan dat de onderhandelingsperiode lang was (1,5 jaar) en dat de keuze voor één enkele disconteringsfactor van 3 % was ingegeven door de noodzaak om een zekere mate van voorspelbaarheid te hebben met betrekking tot de disconteringsfactor die in de onderhandelingen met Engie werd gebruikt. De disconteringsfactor heeft immers een rechtstreekse invloed op de berekening van het over te dragen forfaitaire bedrag. België legt uit dat de methode die de CNV in haar advies van 2023 heeft gebruikt, later is gebruikt, samen met de Ultimate Forward Rate (UFR) van de Europese Autoriteit voor verzekeringen en bedrijfspensioenen (Eiopa) ([96]), als bevestiging achteraf dat de disconteringsfactor van 3 % een voorzichtig langetermijntarief was.

(188) Ten eerste heeft België een onafhankelijke consultant verzocht de "enkele" disconteringsfactor te berekenen die gelijkwaardig is aan de tweefasenbenadering van de CNV, aan de hand van de door de CNV voorgestelde risicovrije rentevoeten en aan de hand van andere gegevens over de OLO-rente ([97]). Uit de analyse blijkt dat de door de CNV voorgestelde benadering bijzonder gevoelig is voor de periode die voor de berekening in aanmerking is genomen. De tweefasenbenadering leidt bijvoorbeeld tot een gelijkwaardige disconteringsfactor van 2,8 % op basis van de door de CNV voorgestelde risicovrije rentevoeten, een gelijkwaardige rentevoet van 3,1 % bij de toepassing van de CNV-methode met de gegevens over de OLO-rente die beschikbaar waren ten tijde van het inleidingsbesluit, en een gelijkwaardige rentevoet van 3,2 % op het tijdstip van ondertekening van de uitvoeringsovereenkomst. Zoals aangetoond in tabel 14, levert de door de CNV voorgestelde tweefasenbenadering twee gelijkwaardige discontopercentages op met een verschil van veertig basispunten wanneer twee verschillende perioden met een tussenpoos van slechts negen maanden in aanmerking worden genomen.

(189) Ten tweede toont tabel 14 ook de vergelijking met de UFR van Eiopa, aangezien de Eiopa-referentie ook werd gebruikt in de Duitse precedentzaak (SA.45296 ([98])), waarin een disconteringsfactor van 4,58 % evenredig werd geacht.

([95]) Advies van de CNV aan de minister van Energie van 7 maart 2023, blz. 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]) Eiopa publiceert maandelijks de risicovrije rentetermijnstructuur. Deze wordt door verzekeringsmaatschappijen binnen de EER gebruikt om hun verplichtingen te waarderen in het kader van het Solvabiliteit II-regelgevingskader. De Eiopa-curve is de rendementscurve van risicovrije rente voor looptijden tot honderdvijftig jaar voor de EER-landen. De rentevoeten voor de looptijden tot en met twintig jaar worden berekend op basis van swaptarieven (d.w.z. de vaste rente waartegen marktspelers bereid zijn zwevende renteverplichtingen uit te wisselen). De rentevoeten voor langere looptijden worden geëxtrapoleerd en convergeren naar de Ultimate Forward Rate (UFR) op de zeer lange termijn.

([97]) Zie de nota van Compass Lexecon van 28 november 2024 — "Response to the EC concerns on discount rate - 281124".

([98]) Besluit van de Commissie van 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Duitsland, Overbrenging van verplichtingen inzake radioactief afval en verbruikte splijtstof in Duitsland (PB C 254 van 4.8.2017, blz. 1).

Tabel 14

Equivalent percentage CNV en ontwikkeling van het percentage van Eiopa sinds het CNV-advies van maart 2023

	CNV-advies 7 maart 2023	Ondertekening 13 december 2023	Aanmelding 21 juni 2024	Inleidingsbesluit 22 juli 2024
Equivalent percentage CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
UFR	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Bron: analyse van Compass Lexecon op basis van gegevens van investing.com.

(190) Zoals blijkt uit tabel 14, valt de behouden disconteringsfactor van 3 % tussen de

a) suggestie van de CNV ten tijde van het advies van de CNV aan de minister van Energie (7 maart 2023), die als ondergrens werd beschouwd, en

b) de UFR, die als een optimistischer referentie wordt beschouwd ([99]).

(191) Bovendien lijkt het percentage van 3 % voorzichtiger dan het CNV-voorstel en de UFR ten tijde van de ondertekening van de overeenkomst en daarna.

(192) België voert voorts aan dat een disconteringsfactor van 1 % in reële termen conservatief lijkt in vergelijking met het rendement dat Hedera kan verwachten met behulp van een passende voorzichtige benadering van het beheer van activa en passiva. Als comparatief voorbeeld verwijst België naar de specifieke activaportefeuille van EDF om de veilige financiering van zijn nucleaire langetermijnverplichtingen te waarborgen, zoals beschreven in het universele registratiedocument 2023 van EDF ([100]). Deze portefeuille wordt beheerd op basis van een activa-passivabenadering en bestaat uit een portefeuille van gediversifieerde activa die vergelijkbaar is met de beschrijving van de hypothetische portefeuille die door Hedera wordt beheerd, waarvoor dus redelijkerwijs een vergelijkbaar rendement kan worden aangenomen.

(193) Ten slotte gaat België bij de berekening van de "waste cap" uit van een constante inflatie van 2 %, wat de expliciete inflatiedoelstelling voor de lange termijn van de Europese Centrale Bank (ECB) is. De ECB is van mening dat de consumentenprijsindex (CPI) de juiste maatstaf voor de inflatie is. Zoals vermeld in overweging 150, punt b), van het inleidingsbesluit, uitte de CNV haar bezorgdheid over het feit dat de werkelijke inflatie van de kosten voor de bouw van kerninstallaties (op basis van de ABEX-index) hoger zou kunnen zijn dan de inflatie van de consumentenprijsindex. België voert aan dat de inflatiedoelstelling van de ECB van 2 % de juiste maatstaf is voor de inflatie voor de berekening van de "waste cap", en wel om de volgende redenen:

a) ten eerste voert België aan dat de ABEX-index de kosten van de bouw van huizen en woningen in België dekt en dus slechts een zwakke maatstaf is voor de kosten van de bouw van kerninstallaties, gezien de materiële verschillen tussen de bouw van een nucleair project en huizen. België voegt hier bovendien aan toe dat de kostenescalatierisico's van toekomstige nucleaire installaties voor het beheer van kernafval zijn opgenomen in de onvoorziene omstandigheden van het industriële scenario van de NIRAS en derhalve in het basisbedrag zijn opgenomen.

b) ten tweede stelt België dat de historische ontwikkeling van de ABEX-index niet wezenlijk verschilt van de door de consumentenprijsindex gemeten inflatie en dat de verschillen tussen de twee tarieven worden veroorzaakt door een aantal factoren, zoals de kosten van energie en grondstoffen, arbeidskosten en de vraag naar bouwnijverheid. België voert aan dat deze verschillen situationeel en niet structureel zijn.

(194) Om de hierboven vermelde redenen is België van mening dat de disconteringsfactor van 3 % een passend en conservatief percentage is voor de discontering van langetermijnverplichtingen.

([99]) De benadering van Eiopa voorziet alleen in marktvoorwaarden voor korte looptijden (tot twintig jaar). Na deze looptijd is de methode niet gebaseerd op swaptarieven, maar op historische gemiddelden die niet noodzakelijk een afspiegeling zijn van de huidige economische realiteit, wat kan leiden tot een aanzienlijke onderschatting van langerlopende passiva. De UFR is derhalve een maatstaf voor de risicovrije rentevoet op zeer lange termijn in nominale termen die geschikt is voor pensioenfondsen. Gezien de looptijd van de nucleaire verplichtingen en het feit dat een initiële premie wordt betaald om deze verplichtingen te dekken zonder enige verwachting van aanvullende bijdragen (in tegenstelling tot pensioenfondsen), is dit echter niet noodzakelijk relevant voor het onderhavige geval.

([100]) In het universele registratiedocument 2023 (blz. 354) merkt EDF op dat het verwachte rendement van deze portefeuille voor de komende twintig jaar hoger is dan het percentage van 4,5 % dat EDF gebruikt voor de discontering van zijn nucleaire passiva, dat 1,5 procentpunt hoger is dan het door België gehanteerde discontopercentage.

3.3.2.3.2. Risicopremie

(195) Zoals opgemerkt in overweging 153 van het inleidingsbesluit, voert België aan dat aan het basisbedrag van 9 815 miljoen EUR een aanzienlijke aanvullende risicopremie van 5 185 miljoen EUR is toegevoegd om de resterende onzekerheden te dekken. Zoals vermeld in overweging 154 van het inleidingsbesluit is de risicopremie gebaseerd op een technische nota van de NIRAS ([101]) waarin de onzekerheden en risico's worden geanalyseerd die verbonden zijn aan de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid voor het beheer van radioactief afval en verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales aan de Belgische staat (zie voetnoot 80 van het inleidingsbesluit). Zoals vermeld in overweging 156 van het inleidingsbesluit voert België aan dat de risicopremie van 52,83 % een toereikende risicopremie is en hoger is dan de risicopremie van 35,47 % die in de Duitse zaak werd toegepast (SA.45296 (zie voetnoot 101)).

(196) Naast de verduidelijkingen met betrekking tot de risicopremie in overweging 154 van het inleidingsbesluit heeft België tijdens het formele onderzoek meer in detail verduidelijkt hoe de risicopremie is berekend op basis van de technische nota van de NIRAS. In tabel 15 is voorzien in gedetailleerde verduidelijkingen en de samenstelling van de risicopremie, die resulteerde in bedragen van respectievelijk 5 033 miljoen EUR en 5 133 miljoen EUR als onder- en bovengrens. In het kader van de onderhandelingen over de "waste cap"-overeenkomst is de risicopremie vastgesteld op een iets hoger bedrag van 5 185 miljoen EUR, om te komen tot een forfaitaire betaling van 15 miljard EUR (zie tabel 13).

Tabel 15

Gedetailleerde samenstelling en berekening van risicopremies

Onderdelen risicopremie (bedragen in miljoen EUR)	A-afval	B-afval	C-afval	Omschrijving
Aanvaardbaarheid A-afval	900			Al het afval dat voldoet aan de contractuele overdrachtscriteria van categorie A kan als afval van categorie A aan de Belgische staat worden overgedragen en zal waarschijnlijk worden opgeslagen in de opslagfaciliteit voor afval van categorie A. Om het risico te dekken dat een deel van dit afval niet in overeenstemming kan worden gebracht met de aanvaardingscriteria voor categorie A, heeft de Belgische staat de aanbeveling van de NIRAS gevolgd om dit risico naar behoren in aanmerking te nemen. Dit risico was oorspronkelijk niet opgenomen in de nucleaire bepalingen van 2022, die een aantal stappen omvatten, zoals de nabehandeling van het afval, aanvullend O&O, de wijziging van de ontworpen barrières voor opslag aan de oppervlakte om de opslag aan te passen aan de specifieke kenmerken van problematisch afval, en de aanpassing van afval aan de opslag. Dit onderdeel van de risicopremie gaat hand in hand met het bedrag voor het onderdeel "Overdracht regelgevingsrisico categorie A -> categorie B" van de risicopremie.
Risico's in verband met opslagfaciliteiten	500			Verschil tussen het referentiescenario en het bedrag waarin de restrisico's en onzekerheden in aanmerking zijn genomen.
Regelgevingsrisico — overdracht categorie A -> categorie B	500	-500		Afval dat in overeenstemming is met de contractuele overdrachtscriteria van categorie A kan als afval van categorie A aan de Belgische staat (BeGoV) worden overgedragen om te worden afgevoerd naar de opslagfaciliteit voor afval van categorie A. Om het risico te dekken dat een deel van dit afval niet in overeenstemming is met de aanvaardingscriteria voor categorie A en naar de geologische bergingsplaats moet worden afgevoerd, bevat de risicopremie voor categorie A echter een onderdeel om dit risico in aanmerking te nemen. Dit gaat hand in hand met het bedrag van de risicopremie voor de "Aanvaardbaarheid A-afval".
Opslagfaciliteit voor verbruikte splijtstof (Dry-scenario in plaats van DE-gebouw)			-367	Om het risico van de overdracht van verbruikte splijtstof naar de Belgische staat in faciliteiten aan het einde van de levensduur te verminderen, moet Electrabel het "DE-gebouw" (d.w.z. de opslagfaciliteit voor verbruikte splijtstof in Tihange) vervangen en het afval in een stabiele vorm overdragen. De overeenkomstige voorziening voor de vervanging van het DE-gebouw, met inbegrip van de bepalingen voor de exploitatie ervan tot 2050 en de buitengebruikstelling ervan daarna, kan derhalve worden uitgesloten van de overdracht aan de Belgische staat.
Opslaggebouw B-afval		-100		Het TSC-opslaggebouw is uitgesloten van de "waste cap" vanwege onzekerheden met betrekking tot de ontwerpvereisten ervan. De kosten voor dit gebouw waren nog niet opgenomen in de nucleaire bepalingen van 2022.
Gecombineerde kostenoverschrijdingen en het alternatieve scenario op 600 m (B- en C-afval)				De raming door de NIRAS van de risico's in verband met een alternatief scenario op 600 m was gebaseerd op het oordeel van deskundigen [x1,21] en niet op een waarschijnlijkheidsmodel. De Belgische staat heeft daarom het deskundigenoordeel gebruikt om rekening te houden met zowel de waarschijnlijkheid van het 70e percentiel ("P70") als met de kostenoverschrijdingen in verband met het alternatieve scenario van 600 m waarvoor geen P70-berekening beschikbaar was, om een P70-kostenscenario te bepalen en te verdisconteren op 3 % (rekening houdend met het feit dat het scenario op 400 m was goedgekeurd door de NIRAS en de CNV, en erkennende dat de kostenkansverdelingen van het alternatieve scenario van 600 m onbekend zijn en dat dit scenario door beide instellingen als minder waarschijnlijk dan het uitblijven ervan werd beschouwd. Dit leidde tot een raming van de boven- en ondergrens van de risicopremie. Dit bedrag omvat een voorziening van 10 % voor O&O.
ondergrens		4100		
bovengrens		4200		
Totale risicopremie				
ondergrens		**5033**		
bovengrens		**5133**		

Bron: antwoord van de Belgische autoriteiten op het verzoek om inlichtingen van de Commissie van 1 oktober 2024.

([101]) NIRAS, technische nota (vertrouwelijk) van maart 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) België voert aan dat het advies van de NIRAS in zijn technische nota een catalogus bevat van risico's in verband met de overdracht van nucleaire verplichtingen aan de Belgische staat, die, met de hulp van deskundigen van de NIRAS, zijn toegevoegd aan het voorzieningsdossier van 2022 om de minimumrisicopremie te ramen die vereist is om alle bekende risico's te dekken. België voert dan ook aan dat de risicopremie in de "waste cap"-overeenkomst bedoeld is om alle in de nota de NIRAS vastgestelde risico's te dekken die minder waarschijnlijk zijn dan het uitblijven ervan, en de aanvullende risico's die tijdens de onderhandelingen zijn vastgesteld en die voortvloeien uit interacties met Electrabel en adviezen van deskundigen. Ten slotte herinnert België eraan dat deskundigen van de NIRAS betrokken waren bij de onderhandelingen over de "waste cap"-overeenkomst om de Belgische regering bij te staan bij het in aanmerking nemen van hun aanbevelingen in hun technische nota van maart 2023.

3.3.2.4. Verplichtingen in verband met buitengebruikstelling en ontmanteling

(198) Zoals vermeld in overweging 163 van het inleidingsbesluit blijft de nucleaire exploitant, in tegenstelling tot de overgedragen verplichtingen in verband met kernafval en verbruikte splijtstof, als enige verantwoordelijk voor de buitengebruikstelling en ontmanteling van het gehele nucleaire park (waarbij de bijdragende ondernemingen financieel bijdragen aan de buitengebruikstellings- en ontmantelingskosten). Voor de buitengebruikstellings- en ontmantelingsverplichtingen geldt dus geen plafond.

(199) In het kader van de transactie nam de Belgische staat echter de financiële verantwoordelijkheid op zich voor de extra buitengebruikstellingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project of dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling. De twee hoofdcategorieën die in aanmerking worden genomen, zijn de stijging van de kosten na de bedrijfsfase (operationele kosten en projectkosten) en van de kosten voor buitengebruikstelling en ontmanteling als gevolg van het LTO-project (operationele, project- en investeringskosten). In de voetnoten 85 en 86 van het inleidingsbesluit zijn voorbeelden gegeven van wat deze dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling concreet inhouden. Het uiteindelijke bedrag van de "dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling" is het resultaat van de evaluatie van het effect van het LTO-project en dekt geen operationele kosten in verband met het dagelijkse beheer of de gebruikelijke activiteiten. Het uiteindelijke bedrag van de "dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling" is het resultaat van de evaluatie van het effect van het LTO-project op verschillende kostensubcategorieën, aangezien de verschuiving van de buitengebruikstelling van twee reactoren gevolgen heeft voor de planning, de organisatie, het tijdschema en de behoefte aan bepaalde investeringen op een bepaald moment ([102]). Noch BE-NUC, noch de Belgische staat draagt enige andere aansprakelijkheid voor buitengebruikstellingsverplichtingen.

(200) Zoals uiteengezet in overweging 168 van het inleidingsbesluit werd de CNV belast met het nemen van het besluit en was het definitieve bedrag ten tijde van het inleidingsbesluit nog niet bekend, aangezien Electrabel en de Belgische staat het oneens waren over de omvang van de dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling. Op 24 juni 2024 heeft de CNV het bedrag van [100-500] miljoen EUR (in nominale termen) goedgekeurd en op 16 oktober 2024 heeft de CNV België en Engie ervan in kennis gesteld dat het definitieve te betalen bedrag eind 2024 [100-500] miljoen EUR bedraagt ([103]). Het bedrag aan dyssynergieën in verband met de buitengebruikstelling dat door de Belgische regering moet worden betaald, is een forfaitair bedrag dat niet kan worden verhoogd wanneer de extra kosten hoger zijn dan voorzien; indien het LTO-project echter niet zoals verwacht wordt uitgevoerd, ontvangt de Belgische staat een terugbetaling.

(201) België voert aan dat de afvalstoffenovereenkomst ook voorziet in een uitgebreid beveiligingspakket om te garanderen dat niet-geplafonneerde nucleaire verplichtingen worden gedragen door een economisch levensvatbare nucleaire exploitant:

a) de toename van de buitengebruikstellingsverplichtingen (voor de LTO-eenheden en de niet-LTO-eenheden) als gevolg van het LTO-project, waarvoor de Belgische staat verantwoordelijk blijft, is een forfaitaire saldobetaling, die garandeert dat alle buitengebruikstellings- en ontmantelingsrisico's bij de nucleaire exploitant blijven berusten (zie overweging 200).

b) de niet-geplafonneerde nucleaire verplichtingen blijven onderworpen aan prudentiële controle door de CNV, net als vóór de afvalstoffenovereenkomst (d.w.z. driejaarlijkse herziening van de buitengebruikstellingskosten, investeringen enz.).

([102]) België voert aan dat het effect van het LTO-project op het bestaande buitengebruikstellingsprogramma negatief (dyssynergie) of positief (synergie) kan zijn. Het totale bedrag is berekend als negatief (dyssynergieën), hoewel ook positieve effecten in aanmerking zijn genomen.

([103]) Indien de transactie later dan 31 december 2024 wordt afgesloten, wordt het bedrag met [0-0,500] miljoen EUR per maand verhoogd om rekening te houden met de overeenkomstige stijging van [0-5] % op jaarbasis.

c) er worden onder meer de volgende maatregelen genomen om de economische levensvatbaarheid van de nucleaire exploitant te waarborgen:

— een beveiligde perimeter van de activa die binnen Electrabel blijven (zie overweging 181);

— verlaagde drempels van de kapitaalgebonden besluiten die onderworpen zijn aan goedkeuring door de CNV (zie overweging 175 van het inleidingsbesluit);

— voorwaarden voor leningen binnen de groep;

— garantie van de moedermaatschappij (zie de overwegingen 57 en 174 van het inleidingsbesluit), en

— uitgebreide informatieverplichtingen.

3.3.2.5. Gevolgen van de afvalstoffenovereenkomst voor de financiële maatregelen van onderdeel 1

(202) België voert aan dat de afvalstoffenovereenkomst los van de andere onderdelen van de maatregel kan worden beoordeeld.

(203) Ten eerste voert België aan dat de afvalstoffenovereenkomst niet alleen betrekking heeft op de LTO-eenheden, maar op alle zeven kernreactoren in België. In de nucleaire bepalingen waarop de geplafonneerde bedragen zijn gebaseerd, wordt rekening gehouden met alle nucleaire voorzieningen die moeten worden getroffen tot de oorspronkelijke wettelijke einddatum van de zeven kernreactoren (zie tabel 1).

(204) Ten tweede zullen, zoals vermeld in overweging 170 van het inleidingsbesluit, de kosten in verband met het operationele afval en de verbruikte splijtstof die tijdens de LTO-periode door de LTO-eenheden worden geproduceerd, worden betaald door de mede-eigenaren van de LTO-eenheden (BE-NUC en Luminus), met inbegrip van de kosten om het operationele afval in overeenstemming te brengen met de contractuele overdrachtscriteria en een vergoeding voor volumeaanpassing voor deze extra volumes. Electrabel en de bijdragende ondernemingen zullen bepalingen voor radioactief operationeel afval vaststellen overeenkomstig de toepasselijke boekhoudregels. Deze extra kosten komen tot uiting in het financieel model bij ondertekening waarop de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1 van het LTO-project gebaseerd zijn en worden daarom in aanmerking genomen bij de kalibratie van de submaatregelen in onderdeel 1.

(205) Ten derde blijft de nucleaire exploitant verantwoordelijk voor de buitengebruikstelling en ontmanteling van alle zeven kernreactoren in België. Deze kosten komen noch in de afvalstoffenovereenkomst, noch in het financieel model bij ondertekening tot uiting. Er is één uitzondering met betrekking tot de toename van de buitengebruikstellingsverplichtingen (voor de LTO-eenheden en de niet-LTO-eenheden) als gevolg van het LTO-project, waarvoor een forfaitair bedrag is vastgesteld en goedgekeurd door de CNV en dat eenmalig zal worden betaald door de Belgische autoriteiten. Het bedrag van deze dyssynergieën is in aanmerking genomen in het financieel model bij ondertekening.

3.3.3. *Onderdeel 3: Rechtsbescherming*

(206) Zoals opgemerkt in punt 3.5 van het inleidingsbesluit, bevat de overeenkomst tussen de Belgische staat en Engie ook bepalingen inzake wettelijke bescherming, waarin de risicodeling wordt gedefinieerd in geval van bepaalde toekomstige wetswijzigingen. Hoofdstuk 4 van de Phoenix-wet biedt de rechtsgrondslag om Engie te beschermen tegen bepaalde wetswijzigingen. De relatie tussen de partijen op het gebied van schadeloosstelling in geval van wetswijzigingen in kwestie wordt echter uitsluitend beheerst door de bepalingen van de uitvoeringsovereenkomst.

(207) Deze met Engie en Electrabel gesloten bepalingen bepalen dat indien de Belgische federale regering of het Belgische federale parlement nieuwe regelgeving vaststelt die specifiek betrekking heeft op nucleaire exploitanten in België of op de nucleaire activiteiten van Electrabel, die een negatieve invloed heeft op de materiële voorwaarden van de transactie, de Belgische staat Engie (of een van de getroffen ondernemingen van de Engie-groep) vergoedt voor de directe verliezen die het als gevolg daarvan daadwerkelijk lijdt. Dit omvat ook de betalingen die Engie in het kader van deze schadeloosstelling aan Luminus moet doen. Overeenkomstig het Belgische recht moet de eiser zijn vordering bewijzen en wordt het bedrag van de schadeloosstelling bepaald door een rechtbank of in het kader van een arbitrageprocedure. Belgische rechtbanken zijn bevoegd, maar er is een wederkerige arbitragemogelijkheid voor Uncitral-arbitrage.

(208) Deze bepaling is niet van toepassing indien de wetswijziging voortvloeit uit de omzetting van Europees of internationaal recht, tenzij de Belgische federale regering of het Belgische federale parlement het bestaan en de inhoud van dergelijke wetgeving op een ander niveau (internationaal, supranationaal, Europees, gewestelijk, gemeentelijk enz.) heeft gestimuleerd of actief heeft bevorderd, dan wel een rechterlijke beslissing heeft geïnspireerd of actief heeft bevorderd.

(209) Zoals vermeld in overweging 180 van het inleidingsbesluit, voert België aan dat de besluitvormingspraktijk van de Commissie erop wijst dat bescherming tegen wetswijzigingen staatssteun kan vormen. België verwijst in dit verband naar het besluit van de Commissie betreffende de verlenging van de levensduur van drie andere kernreactoren in België, waarin de Commissie de vrijwaringsclausules in de overeenkomsten tussen de Belgische staat en de eigenaren van kerncentrales onderzocht. Bijgevolg concludeert België dat de rechtsbeschermingsovereenkomst tussen de Belgische staat en Engie zou kunnen inhouden dat een selectief economisch voordeel aan Engie wordt toegekend.

3.3.4. *Alternatieve financieringsopties*

(210) België voert aan dat de verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren een specifiek steunpakket vereist, gezien de specifieke economische situatie en het specifieke risicoprofiel van kernenergie.

(211) Zoals opgemerkt in overweging 22 van het inleidingsbesluit, heeft Electrabel geen voorzieningen voor de LTO getroffen, aangezien alle Belgische nucleaire activa tot maart 2022 volgens de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie uiterlijk in 2025 zouden worden gesloten. Na het besluit over de verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 was het dringend noodzakelijk de LTO-eenheden te renoveren. Gezien het krappe tijdschema en de toegenomen kosten van splijtstof en andere noodzakelijke onderdelen in de afgelopen jaren, zijn de onzekerheden met betrekking tot de investeringskosten van het LTO-project aanzienlijk.

(212) De Belgische autoriteiten hebben alternatieve steunmechanismen onderzocht, zoals de opname van nucleaire technologie in het Belgische capaciteitsmechanisme, een vaste terugleververgoeding, een eenrichtings-CfD of een RAB-model.

(213) Volgens de Belgische autoriteiten werden deze alternatieven, gezien het in punt 3.1 vermelde marktfalen, om de volgende redenen minder geschikt geacht om het LTO-project te ondersteunen:

a) het potentiële financieringstekort en het specifieke risicoprofiel van de LTO-eenheden kunnen niet adequaat worden aangepakt door deelname aan het CM, aangezien: i) het CM bestaat uit een concurrerende procedure met jaarlijkse veilingen, die per definitie een onzeker resultaat voor de deelnemers hebben, hetgeen onverenigbaar is met de keuze van België om kernenergie als onderdeel in zijn energiemix op te nemen; ii) de vergoeding via de CM-veilingen onverenigbaar is met het tijdstip van de verlenging van de levensduur, waarbij de investeringen zo snel mogelijk van start moeten gaan opdat de LTO-eenheden tegen november 2025 weer beschikbaar zijn, en iii) het CM alleen de financieringskloof van het investeringsproject oplost, zonder de specifieke risico's waaraan de nucleaire exploitant is blootgesteld, aan te pakken.

b) bij een vaste terugleververgoeding zou hetzelfde bedrag voor elke eenheid elektriciteit worden betaald (ongeacht het wholesaleprijsniveau), wat zou leiden tot mogelijke over- of ondercompensatie en een buitensporig resterend marktrisico voor de exploitant.

c) met een eenrichtings-CfD zou van producenten niet worden verlangd dat zij hun marktinkomsten boven de uitoefenprijs terugbetalen, waardoor overcompensatie mogelijk is.

d) een RAB-model voor kernreactoren is beter geschikt voor nieuwe investeringen in nucleaire capaciteit om de risico's voor de bouwperiode en de grote kapitaaluitgaven te verminderen.

(214) België voert aan dat het tweerichtings-CfD, in combinatie met de andere submaatregelen van het steunpakket, de vereiste steun biedt tegen lagere kosten voor de consument dan alternatieve vergoedingsmechanismen.

3.4. **Begunstigden**

(215) Zoals opgemerkt in overweging 181 van het inleidingsbesluit zijn de uiteindelijke begunstigden van de aangemelde maatregel i) Engie, als moedermaatschappij van Electrabel, de enige exploitant en mede-eigenaar van de LTO-eenheden (89,807 %) en als directe partij bij de met de Belgische regering gesloten uitvoeringsovereenkomst, en ii) EDF S.A. ("EDF"), als uiteindelijke moedermaatschappij van Luminus, die mede-eigenaar is van de LTO-eenheden (10,193 %) en deel uitmaakt van de bijdragende ondernemingen en, als moedermaatschappij van EDF Belgium, deel uitmaakt van de bijdragende ondernemingen. De Commissie heeft tijdens het formele onderzoek geen redenen gevonden om haar beoordeling wat betreft de belangrijkste begunstigden te wijzigen.

(216) De Commissie is het echter eens met het standpunt van België met betrekking tot de identificatie van de begunstigden van onderdeel 1 van de maatregel. België heeft in zijn opmerkingen over het inleidingsbesluit met name aangevoerd dat BE-NUC (de joint venture tussen de Belgische staat en Electrabel) en Luminus, in plaats van Electrabel en Luminus, de directe begunstigden zijn van het CfD, de SDC-leningen, de MOCP en de WCF. Electrabel, als aandeelhouder van BE-NUC en huidige mede-eigenaar van de LTO-eenheden, kan niettemin ook worden beschouwd als een belangrijke begunstigde van deze submaatregelen van onderdeel 1. Wat de andere submaatregelen in het kader van onderdeel 1 betreft, waarmee steun wordt verleend voor de exploitatie en het onderhoud van de LTO-eenheden, is Electrabel een directe begunstigde als nucleaire exploitant en aandeelhouder van BE-NUC met de Belgische staat, terwijl Luminus een indirecte begunstigde is als mede-eigenaar van de LTO-eenheden. Volgens de punten 115 en 116 van de mededeling van de Commissie betreffende het begrip "staatssteun" kan ook een voordeel worden toegekend aan andere ondernemingen dan die waaraan staatsmiddelen rechtstreeks worden overgedragen (indirect voordeel). Luminus profiteert van de combinatie van submaatregelen in het kader van onderdeel 1 doordat deze de operationele en insolventierisico's van het LTO-project verminderen, zonder dat het zelf rechtstreeks bij deze submaatregelen betrokken is. Luminus kan derhalve worden geacht een indirect voordeel uit deze submaatregelen te verkrijgen. Dit indirecte voordeel geldt niet voor de EMSA — aangezien Luminus eigenaar is van zijn aandeel in de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit en de verkoop van de elektriciteit zelfstandig zal beheren — noch voor de tussen Electrabel en BE-NUC te sluiten ASA.

(217) Wat onderdeel 2 van de aangemelde maatregel betreft, komen de overdracht van verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof en de overeenkomst inzake buitengebruikstellingsverplichtingen ten goede aan de nucleaire exploitant, Electrabel, alsook aan Luminus en EDF Belgium in hun rol van bijdragende ondernemingen, die samen met de nucleaire exploitant financieel verantwoordelijk zijn voor de verplichtingen inzake kernafval en buitengebruikstelling.

(218) Wat onderdeel 3 van de aangemelde maatregel betreft, is in de wettelijke bescherming bepaald dat unilaterale maatregelen van de Belgische staat die specifiek van invloed of van toepassing zijn op de exploitanten van de kernreactoren in België en die de materiële voorwaarden van de transactie negatief wijzigen, een recht op schadevergoeding zouden doen ontstaan. De directe begunstigden zijn derhalve Engie als moederonderneming van Electrabel, de exploitant (en mede-eigenaar) van de kernreactoren in België, en BE-NUC. Net als bij sommige van de submaatregelen in het kader van onderdeel 1 is Luminus weliswaar niet rechtstreeks betrokken bij de wettelijke beschermingsmaatregelen van onderdeel 3, maar wordt een indirect voordeel toegekend aan Luminus, dat ook zal worden vergoed in geval van wetswijzigingen die gevolgen hebben voor het LTO-project (zie punt 3.3.3). Luminus is daarom een indirecte begunstigde van onderdeel 3 van de maatregel.

3.5. **Rechtsgrondslag en transparantie**

(219) Zoals uiteengezet in punt 3.7 van het inleidingsbesluit vereist het LTO-project een aantal wetswijzigingen, die in dit deel worden samengevat.

3.5.1. *Wijziging van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie*

(220) In de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie is sinds 2003 de geleidelijke uitstap uit de elektriciteitsproductie via kernenergie in België geregeld. De wet is al drie keer gewijzigd om de levensduur van Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 te verlengen.

(221) De verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 met tien jaar vereist een nieuwe wijziging van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie. De wijzigingen zijn uitgevoerd bij de "Wet tot wijziging van de wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie", die op 18 april 2024 door het parlement in plenaire vergadering werd goedgekeurd, op 26 april 2024 door de koning werd ondertekend en op 5 juni 2024 in het Belgisch Staatsblad werd bekendgemaakt.

(222) België stelt dat overeenkomstig Richtlijn 2011/92/EU van het Europees Parlement en de Raad ([104]), Richtlijn 92/43/EEG van de Raad ([105]) en Richtlijn 2009/147/EG van het Europees Parlement en de Raad ([106]) een milieueffectbeoordeling met grensoverschrijdende raadplegingen ([107]) vereist is en is uitgevoerd.

3.5.2. *Phoenix-wet*

(223) De verschillende elementen van het LTO-project worden uitgevoerd door middel van een afzonderlijke "wet houdende de verzekering van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie en de hervorming van de sector van de nucleaire energie", ook wel de "Phoenix-wet" genoemd. De verschillende hoofdstukken van de Phoenix-wet zijn uitvoerig beschreven in overweging 191 van het inleidingsbesluit. De Phoenix-wet werd op 18 april 2024 in plenaire vergadering door het parlement goedgekeurd en op 26 april 2024 door de koning ondertekend. De wet is bekendgemaakt in het Belgisch Staatsblad van 5 juni 2024.

3.5.3. *Wetten inzake de Belgische overheidsstructuur*

(224) Zoals opgemerkt in overweging 193 van het inleidingsbesluit heeft de Belgische staat twee nieuwe overheidsinstanties opgericht die bepaalde verantwoordelijkheden met betrekking tot het LTO-project op zich zullen nemen:

a) "BE-WATT": een autonome dienst met boekhoudkundige onafhankelijkheid, opgericht bij de "BE-WATT-wet", die de aandeelhouder van de Belgische regering in BE-NUC en de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst wordt, en

b) "Hedera": een nieuwe overheidsinstelling sui generis met rechtspersoonlijkheid, opgericht bij de "Hedera-wet", die de financiële verantwoordelijkheid voor de overgedragen verplichtingen in verband met kernafval en verbruikte splijtstof overneemt en de geplafonneerde bedragen beheert.

(225) De BE-WATT- en de Hedera-wet werden op 18 april 2024 in plenaire vergadering door het parlement goedgekeurd en op 26 april 2024 door de koning ondertekend. De wetten werden bekendgemaakt in het Belgisch Staatsblad van 5 juni 2024.

3.5.4. *Koninklijke besluiten*

(226) In de eerste plaats regelt het koninklijk besluit vergunningen voor installaties die kernafval conditioneren. Dit koninklijk besluit is gewijzigd om een vergunning te kunnen verlenen voor installaties waar kernafval wordt geconditioneerd overeenkomstig de contractuele overdrachtscriteria. Er zal een afzonderlijke categorie worden ingevoerd voor vergunningen voor installaties voor conditionering waar wordt geconditioneerd overeenkomstig de contractuele overdrachtscriteria. Het koninklijk besluit werd goedgekeurd op 11 juli 2024 en bekendgemaakt in het Belgisch Staatsblad van 15 juli 2024.

(227) In de tweede plaats worden in het koninklijk besluit betreffende de contractuele overdrachtscriteria de contractuele overdrachtscriteria en de indeling van het afvalpakket vastgesteld, evenals de wijze waarop het volumekrediet wordt verbruikt. Het koninklijk besluit werd goedgekeurd op 11 juli 2024 en bekendgemaakt in het Belgisch Staatsblad van 15 juli 2024.

3.6. **Begroting en financiering**

(228) België zal de totale financieringsbehoefte van het LTO-project financieren via de algemene staatsbegroting, met inbegrip van de potentiële terugbetalingen uit het tweerichtings-CfD.

([104]) Richtlijn 2011/92/EU van het Europees Parlement en de Raad van 13 december 2011 betreffende de milieueffectbeoordeling van bepaalde openbare en particuliere projecten (PB L 26, 28.1.2012, blz. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Richtlijn 92/43/EEG van de Raad van 21 mei 1992 inzake de instandhouding van de natuurlijke habitats en de wilde flora en fauna (PB L 206, 22.7.1992, blz. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Richtlijn 2009/147/EG van het Europees Parlement en de Raad van 30 november 2009 inzake het behoud van de vogelstand (PB L 20, 26.1.2010, blz. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Meer informatie over deze grensoverschrijdende kennisgevingen aan andere EU-lidstaten overeenkomstig artikel 7 van de MEB-richtlijn (inclusief alle ontvangen reacties) is te vinden op de speciale pagina van de FOD Economie.

(229) Zoals opgemerkt in overweging 200 van het inleidingsbesluit, schat België dat de kapitaaluitgaven van het LTO-project [2-2,5] miljard EUR bedragen en dat de totale exploitatiekosten gedurende de levensduur [7 000-8 000] miljoen EUR bedragen.

(230) Het netto-effect op de Belgische staatsbegroting is tweeledig: ten eerste via de kapitaalbijdrage van 24,7 miljoen EUR aan de joint venture, en ten tweede via de nettokosten van de maatregelen die door de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst moeten worden betaald. België voert aan dat de verwachte begrotingsuitgaven niet alleen afhangen van kostenprognoses, maar ook van prijs-/inkomstenprognoses op de energiemarkt, omdat het LTO-project zal worden gefinancierd door een combinatie van marktinkomsten, CfD-verschilbetalingen, betalingen van minimale exploitatiekosten en kapitaalbetalingen en SDC-leningen.

(231) In het kader van de prognose in het basisscenario van het financieel model bij ondertekening zal de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst gedurende de looptijd van het project een totaal netto nominaal bedrag van [0-500] miljoen EUR ontvangen.

(232) Indien de elektriciteitsprijzen echter zouden evolueren volgens een lagere prognose, zouden de kosten van de maatregel voor de Belgische regering met [4 000-4 500] miljoen EUR stijgen als gevolg van hogere CfD-betalingen. In geval van een onverwacht voorval waarbij beide kerncentrales niet beschikbaar zouden zijn, zou de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst ook aanvullende steun van [500-1 000] miljoen EUR per jaar van niet-beschikbaarheid moeten verlenen. In een negatief scenario van lage elektriciteitsprijzen en een niet-beschikbaarheid van twaalf maanden zou de tegenpartij bij de beloningsovereenkomst gedurende de looptijd van het project een totaal (nominaal) nettobedrag van [4 000-4 500] miljoen EUR moeten verstrekken, wat wil zeggen dat de begroting van de maatregel bijna [40-50] % van de totale kapitaal- en exploitatiekosten zou bedragen.

3.7. **Cumulatie**

(233) België bevestigt dat de maatregel niet met andere verstrekte steun kan worden gecombineerd om dezelfde kosten te dekken die in het kader van het LTO-project worden gemaakt. België voert aan dat er geen andere middelen dan de overheidsbegroting gepland zijn voor de financiering van het LTO-project en bevestigt dat er geen middelen van de Unie in het geding zullen zijn.

3.8. **Redenen voor het inleiden van de formele onderzoeksprocedure**

(234) De Commissie heeft het inleidingsbesluit op 22 juli 2024 vastgesteld. De Commissie is tot het voorlopige standpunt gekomen dat de maatregel staatssteun vormt en heeft twijfels geuit over de verenigbaarheid ervan met de interne markt op grond van artikel 107, lid 3, punt c), VWEU. In het inleidingsbesluit heeft de Commissie twijfels geuit over de noodzaak, de geschiktheid en de evenredigheid van de steun, over de niet-schending van het Unierecht en over mogelijke buitensporige verstoringen van de mededinging en het handelsverkeer.

(235) Wat in de eerste plaats de noodzaak van de steun betreft, heeft de Commissie twijfels geuit over de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1. Hoewel de Commissie erkent dat er mogelijk behoefte is aan een stabiele bron van inkomsten voor de nucleaire exploitant en de eigenaren van de kernreactoren, gezien de onzekerheden in verband met de toekomstige elektriciteitsprijs, vroeg de Commissie zich af of de aanvullende financiële steunmaatregelen bovenop het tweerichtings-CfD allemaal noodzakelijk zijn. De Commissie had met name twijfels over de oprichting van een joint venture waarvan de Belgische regering aandeelhouder zal zijn, over de minimale betaling van de exploitatiekosten en de kapitaalbetaling en over de SDC-leningen.

(236) Wat in de tweede plaats de geschiktheid van de steun betreft, heeft de Commissie twijfels geuit over de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1. De Commissie wilde verder onderzoek doen naar het ontwerp van het door België voorgestelde tweerichtings-CfD, aangezien het niet leek te voldoen aan passende prikkels om op de marktomstandigheden te reageren en het onderhoud zo efficiënt mogelijk te plannen (met inbegrip van het gebruik van de DAM-prijs die in de opzet van het CfD als referentiemarktprijs wordt gebruikt). Daarnaast vroeg de Commissie zich af of de combinatie van beloningsmaatregelen de begunstigden niet bevrijdt van een te groot deel van de markt- en operationele risico's.

(237) Wat ten derde de evenredigheid van de steun betreft, heeft de Commissie twijfels geuit over de evenredigheid van een aantal van de financiële beloningsmaatregelen (waaronder de SDC-leningen en de MOCP). De Commissie was van mening dat deze maatregelen worden gecombineerd met een CfD en, door hun opzet, het streefrendement van 7 % zullen bereiken, dat alleen kan worden beoordeeld aan de hand van de maatregelen zelf en de risicobeperking die zij bieden. Daarom was de Commissie van mening dat zij ten tijde van het inleidingsbesluit de evenredigheid van dit streefpercentage van het rendement in abstracto niet kon beoordelen en concludeerde zij dat de evenredigheidsbeoordeling alleen kan volgen op de beoordeling van de geschiktheid van de maatregelen. Daarnaast had de Commissie twijfels over de vaststelling van het bedrag van de forfaitaire betaling van 15 miljard EUR voor de overdracht van de verplichtingen in verband met kernafval en verbruikte splijtstof (met name over het gebruikte discontopercentage en de hoogte van de risicopremie), alsook over het bedrag van de aanvullende buitengebruikstellingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project (dat ten tijde van het inleidingsbesluit nog niet bekend was).

(238) Tot slot vroeg de Commissie zich af of een ongeschikte opzet van het CfD en de cumulatie van alle financiële steunmaatregelen niet tot buitensporige marktverstoringen konden leiden. Daarnaast moest de Commissie meer zekerheid krijgen over de identiteit en onafhankelijkheid van de entiteit die de output van de LTO-eenheden op de markt verkoopt in het kader van de EMSA.

4. HET STANDPUNT VAN BELGIË

(239) België stuurde op 22 augustus 2024 zijn antwoord op het inleidingsbesluit. België verstrekte door Compass Lexecon uitgevoerde aanvullende onafhankelijke analyses van de opzet van het CfD, de SDC-leningen en de MOCP (verstrekt op 22 augustus), alsook van de "waste cap" (verstrekt op 30 augustus 2024), naar aanleiding van de twijfels die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit over de noodzaak, geschiktheid en evenredigheid van het pakket financiële steunmaatregelen (onderdeel 1 van de steunmaatregel), de evenredigheid van de afspraken over het afval (onderdeel 2 van de steunmaatregel), de conformiteit van de opzet van het CfD met het Unierecht en mogelijke buitensporige verstoringen van de mededinging en het handelsverkeer.

(240) In de reactie van België op het inleidingsbesluit wordt de oorspronkelijke maatregel (het LTO-project) besproken zoals beschreven in het inleidingsbesluit. De huidige maatregel omvat wijzigingen ten opzichte van de oorspronkelijke maatregel (ingevoerd om de twijfels weg te nemen die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit). Deze wordt gedetailleerd uiteengezet in punt 3 van dit besluit.

(241) De argumenten van België worden hieronder nader uiteengezet.

4.1. Standpunt van België over het pakket financiële maatregelen (onderdeel 1)

4.1.1. *Geschiktheid van de opzet van het CfD*

(242) België was het met de Commissie eens dat het bevorderen van marktconforme stimulansen en het tot een minimum beperken van mogelijke buitensporige verstoringen van fundamenteel belang zijn voor de opzet van de steunmechanismen.

(243) Volgens België, dat zich daarbij baseert op een onafhankelijke aanvullende economische analyse door Compass Lexecon ([108]), zijn de voor de LTO-eenheden geldende technische, wettelijke en economische beperkingen (zie ook punt 2.1) bepalend voor de haalbaarheid en geschiktheid van de opzet van het CfD. België voert met name aan dat het verstrekken van economische stimulansen aan de nucleaire exploitant om te reageren op marktomstandigheden in situaties waarin de mogelijkheden hiertoe beperkt zijn, kan leiden tot een suboptimale verdeling van de risico's en de onzekerheid over de toekomstige inkomsten kan vergroten zonder dat er mogelijkheden bestaan om deze te beperken. Hogere risico's voor de begunstigde waarop deze niet kan reageren door middel van operationele heffingen, kunnen derhalve leiden tot verslechtering van het risico-rendementsprofiel voor de investering en economische onevenwichtigheid van de regeling (zodat mogelijk een hogere beoogde interne rentabiliteit vereist is). Het verwachte effect daarvan op de kosten van de steun moet daarom worden afgewogen tegen de kosten voor de tegenpartij van de beloningsovereenkomst indien hij dat risico rechtstreeks moet dragen.

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

(244) België voert voorts aan dat de commerciële exploitatie van de LTO-eenheden en de bijbehorende biedingsbeslissingen als economische benchmark dienen voor een opzet van het CfD waarmee marktconform gedrag wordt gewaarborgd.

(245) België wijst erop dat in het onderhavige geval verschillende technische en operationele beperkingen de speelruimte om het onderhoudsschema te wijzigen en het vermogen te moduleren sterk beperken, en daarmee ook de mogelijkheden voor waardecreatie door middel van extra economische stimulansen:

a) de LTO-eenheden hebben te maken met operationele beperkingen die bedoeld zijn om de voorzieningszekerheid in de winterperioden te waarborgen, alsook met technische en wettelijke vereisten inzake de planning van onderbrekingen of de aanpassing daarvan;

b) de LTO-eenheden zijn technisch gezien optimaal ontworpen om als basislastcentrales te worden gebruikt, wat aanzienlijke gevolgen heeft voor de veiligheidsnormen en de modulatiemogelijkheden beperkt (bv. maximaal dertig modulaties per splijtstofcyclus, met een mogelijk risico op automatische stillegging);

c) de exploitatie- en modulatiebeperkingen en de daaraan verbonden risico's brengen alternatieve kosten met zich mee voor de nucleaire exploitant (bv. risico op gederfde inkomsten in geval van automatische stillegging, gemiste modulatiemogelijkheden als gevolg van het bereiken van het modulatieplafond vóór het einde van de cyclus).

(246) België voert aan dat, gezien de operationele en veiligheidsbeperkingen voor de LTO-eenheden, een aantal van de hieronder beschreven mogelijke aanpassingen in de opzet van het CfD niet zouden leiden tot een efficiëntere verdeling van de risico's en marktconform gedrag niet efficiënter zouden stimuleren dan het voorgestelde ontwerp. België stelt met name dat het gebruik van langetermijnreferentieprijzen en langetermijnreferentiehoeveelheden in sommige gevallen efficiënte dispatching/operationele beslissingen kan bevorderen, aangezien hierdoor de betalingen uit hoofde van het CfD worden losgekoppeld van de verkregen marktprijs ("capture price", de gemiddelde prijs waartegen de geproduceerde energie wordt verkocht). Gezien de operationele beperkingen van de LTO-eenheden en het unieke beschikbaarheidspatroon in de periode waarin de werkzaamheden aan de LTO-eenheden plaatsvinden, zoals hieronder nader wordt toegelicht, is dit in het onderhavige geval echter mogelijk niet passend:

a) ten eerste houdt het gebruik van de prijs van langetermijnproducten als alternatieve marktreferentieprijs (bv. futures, jaarlijkse day-aheadgemiddelden) in plaats van de day-aheadmarktprijs geen rekening met het unieke beschikbaarheidspatroon in de periode waarin de LTO-werkzaamheden plaatsvinden, aangezien deze een aanzienlijk risico met zich meebrengen op een mismatch tussen de referentieprijs en de verkregen prijzen dat niet efficiënt door BE-NUC zou kunnen worden afgedekt of beheerd door middel van operationele heffingen (zie overweging 98). Verschillende contexten en operationele beperkingen kunnen echter het gebruik van een alternatieve marktreferentieprijs rechtvaardigen.

b) ten tweede kan de berekening van de vergoeding op basis van een referentiehoeveelheid in plaats van de werkelijke output extra marktrisico's met zich meebrengen die mogelijk niet efficiënt kunnen worden afgedekt of beheerd door BE-NUC. Ook in dit geval kan het gebruik van referentiehoeveelheden in verschillende contexten en bij verschillende technologische en operationele beperkingen passend zijn.

c) tegelijkertijd zouden, zoals eerder uiteengezet in de overwegingen 11 en 12, vanwege de strikte operationele en modulatiebeperkingen die op de LTO-eenheden van toepassing zijn, de mogelijkheden voor het creëren van extra waarde door verhoogde marktprikkels op basis van mogelijke aanpassingen in de opzet van het CfD beperkt zijn vergeleken met de gekozen de opzet van het CfD (zie hieronder).

(247) Volgens België was de gekozen opzet van het CfD in combinatie met de bijbehorende specifieke regelingen (het mechanisme voor risicocorrectie van de marktprijs (Market Price Risk Adjustment, MPRA) en de modulatieregeling) bedoeld om een goede balans te creëren tussen de blootstelling aan marktrisico's en het bieden van operationele stimulansen om zowel investeringen als de marktefficiëntie op korte termijn te ondersteunen. Hiermee wordt een tijdige respons op marktsignalen aangemoedigd zonder dat dit tot onnodige complexiteit leidt en wordt rekening gehouden met de technische en wettelijke beperkingen die van toepassing zijn op de LTO-eenheden. België wees in dit verband op:

a) de MPRA, die een passende stimulans biedt voor de productie in tijden van hoge marktprijzen, gelet op de (beperkte) beschikbare speelruimte om de onderhoudsprogramma's aan te passen, en

b) de modulatieregeling die specifiek is afgestemd op de technische en wettelijke beperkingen en de marktgebaseerde activiteiten van de LTO-eenheden. De vaste modulatiedrempel is bedoeld om een evenwicht te vinden tussen de potentiële voordelen van modulatie en de daaraan verbonden alternatieve kosten, op basis van een eenvoudig mechanisme.

(248) Om de hierboven genoemde redenen heeft België geconcludeerd dat de twijfels van de Commissie over de geschiktheid van de opzet van het CfD in het inleidingsbesluit ongegrond waren.

(249) Tijdens het formele onderzoek heeft België echter besloten de opzet van het CfD en het MPRA-mechanisme te wijzigen om de marktconforme stimulansen te versterken en rekening te houden met marktontwikkelingen.

a) Ten eerste heeft België besloten de opzet van het CfD te wijzigen door de beslissingsbevoegdheid met betrekking tot economische modulaties toe te kennen aan de EMSA-partner (waarmee de modulatieregeling uit het oorspronkelijke ontwerp wordt geschrapt) en door de vaste vergoeding van de EMSA-partner te vervangen door een combinatie van een vaste en een variabele vergoeding, waardoor er stimulansen worden geboden om op dynamische wijze in te spelen op marktontwikkelingen, rekening houdend met de technische beperkingen (en mogelijke risico's op automatische stillegging) van de LTO-eenheden. Zie punt 3.3.1.5.2 voor een gedetailleerde beschrijving van de gewijzigde vergoedingformule.

b) Ten tweede heeft België het MPRA-mechanisme versterkt, zodat de verwachte en de gerealiseerde interne rentabiliteit beter zullen aansluiten bij veranderende marktomstandigheden. Zie punt 3.3.1.3.2 voor een gedetailleerde beschrijving van deze wijziging.

4.1.2. *Structuur van de joint venture*

(250) Electrabel en de Belgische Staat zijn voornemens een 50/50-joint venture op te richten, waarin de relevante activa worden ondergebracht die voortzetting van de exploitatie van de LTO-eenheden mogelijk maken.

(251) België stelt dat deze aanpak de Belgische staat in staat stelt medezeggenschap uit te oefenen over de projectonderneming, aangezien de twee aandeelhouders de joint venture onder gelijke voorwaarden aangaan en als aandeelhouders blootstaan aan dezelfde risico's (reguliere aandeelhouders- en financieringsrisico's) en recht hebben op dezelfde beloningen (met name dividenden). Het stelt de Belgische staat ook in staat om tot op zekere hoogte de eigendom van kritieke infrastructuur te behouden.

4.1.3. *Minimale OPEX- en kapitaalbetaling (MOCP) en SDC-leningen*

(252) België heeft uitgelegd dat, indien de inkomsten van BE-NUC niet toereikend zijn om de kosten voor de exploitatie van de LTO-eenheden te dekken (de kosten van de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud en andere kapitaaluitgaven voor exploitatie, splijtstof en onderhoud), de Belgische staat, als tegenpartij van de beloningsovereenkomst, aan BE-NUC (en Luminus) een aanvullende vergoeding moet betalen. BE-NUC moet in dit verband jaarlijks verslag uitbrengen over de aansluiting tussen de kosten en de vergoedingen. De minimale OPEX-betaling moet zorgen voor voldoende kasmiddelen om deze kosten te dekken, en zo de levensvatbaarheid en solvabiliteit van BE-NUC op lange termijn te kunnen waarborgen. Daarnaast zal de tegenpartij van de beloningsovereenkomst een kapitaalbetaling verrichten die bestaat uit een kostenbescherming voor 50 % van het geïnvesteerde kapitaal uitgaande van de afgeschreven kapitaalkosten van de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden. Zowel de minimale OPEX-betaling als de kapitaalbetaling worden aangeduid als MOCP; zij zijn van toepassing vanaf de LTO-herstartdatum.

(253) België heeft uitgelegd dat het met ingang van 1 juli 2025 op grond van artikel 3.2, punt A, van de beloningsovereenkomst ("Verstrekking van SDC-leningen") ook opneembare kredietfaciliteiten ter beschikking zal stellen van zowel BE-NUC als Luminus om de exploitatie- en onderhoudskosten te financieren die tijdens bepaalde stilleggingsperioden worden gemaakt. Meer bepaald zal de Belgische staat, in plaats van extra kapitaal aan BE-NUC en Luminus te verstrekken, SDC-leningen tegen een geplafonneerde rentevoet verstrekken, die volgens een vastgesteld aflossingsschema moeten worden terugbetaald en die in twee tranches kunnen worden gebruikt om de volgende kosten te financieren:

a) de kosten die worden gemaakt tijdens de stillegging van de kerncentrales (per 1 juli 2025 voor Doel 4 en 1 september 2025 voor Tihange 3) tot aan de LTO-herstartdatum, en

b) de kosten die worden gemaakt tijdens de geplande LTO-werkzaamheden in de periode vanaf de LTO-herstartdatum tot en met 31 december 2028 (voor alle duidelijkheid, alle eventuele verdere verliezen als gevolg van onvoorziene uitval moeten door de MOCP worden gedekt).

(254) België heeft toegelicht dat de MOCP bestemd is voor het afdekken van ernstige risico's die leiden tot verliezen tijdens de exploitatiefase. Samen met de SDC-leningen in de fase voorafgaand aan de herstartfase zijn deze maatregelen van essentieel belang om ervoor te zorgen dat het project voldoende kasstromen genereert om de nucleaire exploitant te betalen en de operationele levensvatbaarheid op lange termijn te waarborgen. België voert aan dat de kerncentrales zonder deze maatregelen failliet zouden kunnen gaan in geval van langdurige uitval of wijzigingen in de regelgeving (of het beleid) waardoor de centrales onbeschikbaar worden.

(255) Om deze argumenten verder te onderbouwen, heeft België de volgende opmerkingen ingediend, ondersteund door een onafhankelijke analyse van Compass Lexecon ([109]):

a) commerciële investeringen in nucleaire activa staan bloot aan onbeheersbare risico's met grote gevolgen die verband houden met veranderingen in regelgeving/beleid en technologie die de beschikbaarheid van energiecentrales kunnen beïnvloeden. Kernenergieprojecten hebben een overwegend vaste kostenstructuur, waardoor hun financiële prestaties bijzonder gevoelig zijn voor perioden waarin zij niet beschikbaar zijn. In tegenstelling tot het RAB-model is een CfD-regeling op zichzelf niet voldoende om deze ingrijpende risico's van niet-beschikbaarheid op te vangen, zodat er een aanvullend risicobeheersmechanisme nodig is.

b) de MOCP is noodzakelijk als gedeeltelijke bescherming tegen scenario's waarin zich aanzienlijke verliezen voordoen die de economische en financiële levensvatbaarheid (en de solvabiliteit) van de LTO-eenheden in gevaar kunnen brengen. De SDC-leningen zijn noodzakelijk voor de financiering van de vaste exploitatiekosten die gemaakt moeten worden om de LTO-eenheden in werking te houden vóór de herstart en tijdens de geplande LTO-werkzaamheden ter verlenging van de levensduur.

c) gezien de prestaties van Belgische en buitenlandse kerncentrales in het verleden is een significante niet-beschikbaarheid van beide kernreactoren gedurende een aanzienlijk deel van het jaar niet onwaarschijnlijk. Kijkend naar de toekomst zullen deze systeemrisico's naar verwachting nog toenemen nu de Belgische nucleaire vloot vanaf 2025 zal gaan krimpen. Daarnaast kunnen zich frequentere, minder ernstige gebeurtenissen voordoen die ook tot verliezen voor het LTO-project kunnen leiden, wat de noodzaak van het MOCP-mechanisme nog duidelijker maakt.

(256) België concludeert derhalve dat de MOCP en de SDC-leningen passend en evenredig zijn:

a) de MOCP beschermt het LTO-project niet tegen alle operationele risico's. Bijgevolg is het een passend mechanisme, aangezien de maatregel alleen nodig is om significante gevallen van niet-beschikbaarheid op te vangen en een faillissement van BE-NUC te voorkomen. Andere operationele risico's blijven voor rekening van de aandeelhouders, waardoor zich talrijke scenario's kunnen voordoen waarin de winstgevendheid daalt en de interne rentabiliteit voor het project van 7 % niet zal worden gehaald, zelfs niet met de steunmaatregel.

b) de MOCP is evenredig, aangezien dit mechanisme zich beperkt tot compenserende betalingen die nodig zijn om verliezen te voorkomen (onderdeel betreffende minimale OPEX) en in het geval van investeringsverliezen (d.w.z. negatieve interne rentabiliteit van het project) slechts 50 % van de kapitaalbijdragen dekt (onderdeel betreffende kapitaalbetalingen). Met andere woorden, zelfs bij toepassing van de MOCP kunnen aandeelhouders tot 50 % van hun investering kwijtraken.

c) de SDC-leningen zorgen voor liquiditeit door middel van een vorm van financiering die zich beperkt tot eventuele tekorten aan inkomsten; daarom is de steun passend.

d) de SDC-leningen zijn evenredig, aangezien zij uitsluitend worden ingezet om verliezen te beperken en kosten met zich meebrengen, omdat zij met rente moeten worden terugbetaald.

(257) Naar aanleiding van de formele onderzoeksprocedure heeft België besloten een plafond voor de potentiële MOCP-betalingen in te voeren van maximaal 2 miljard EUR, in welk geval het zijn beëindigingsrecht(en) uit hoofde van de beloningsovereenkomst uitoefent, tenzij uit een analyse van de Belgische staat blijkt dat een dergelijke beëindiging negatieve gevolgen kan hebben voor de voorzieningszekerheid in België en/of dat een beëindiging vanuit financieel oogpunt niet passend zou zijn. Voor nadere details wordt verwezen naar punt 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Aandeelhoudersleningen en werkkapitaalfaciliteit (WCF)*

(258) Volgens België zijn de Belgische staat en Electrabel als aandeelhouders overeengekomen naar gelijke delen te voorzien in de financieringsbehoeften van BE-NUC en financiering te verstrekken om onverwachte financieringstekorten te dekken (voor zover dat kosten en uitgaven betreft die niet worden gefinancierd door de andere mechanismen, zoals de financiering van tegenvallende inkomsten van BE-NUC, betalingen aan BE-NUC ter verrekening van verschillen in het kader van de beloningsovereenkomst, de SDC-leningen enz., om te voorkomen dat kosten dubbel worden gedekt).

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

(259) België heeft toegelicht dat Electrabel en de Belgische Staat met BE-NUC afzonderlijke en identieke overeenkomsten hebben gesloten met betrekking tot de aandeelhoudersleningen. Er zijn geen rentetarieven voor de leningen vastgesteld, maar in de overeenkomsten betreffende de aandeelhoudersleningen is bepaald dat voor elke aandeelhouderslening een marktconforme rentevoet zal worden gehanteerd die door de raad van bestuur van BE-NUC in overeenstemming met de aandeelhoudersovereenkomst wordt bepaald op basis van de geldende marktrente en eventuele vergelijkbare schuldfinanciering door derden die op het desbetreffende tijdstip beschikbaar is. De aflossingsvoorwaarden en de rentevoeten zijn in beide gevallen identiek.

(260) België heeft uitgelegd dat de WCF dient om de behoefte aan werkkapitaal te financieren die voortvloeit uit de exploitatie van de LTO-eenheden. BE-NUC mag de WCF opnemen als het verschil tussen zijn kasinstromen en kasuitstromen kleiner is dan de geraamde operationele uitgaven van de komende uitgavenperiode zoals uiteengezet in de beloningsovereenkomst. Het kapitaal van de WCF moet ten minste gelijk zijn aan de gemiddelde totale geraamde operationele uitgaven voor een periode van drie maanden. België verduidelijkt dat de WCF in feite fungeert als een overbruggingsregeling in afwachting van de jaarlijkse MOCP-betaling in de vorm van een doorlopende kredietfaciliteit die, indien er een beroep op wordt gedaan, jaarlijks wordt terugbetaald uit de MOCP die door de Belgische staat wordt verstrekt.

(261) België heeft verduidelijkt dat Electrabel een methodologie zal voorstellen voor het gebruik van de aandeelhouderslening van Electrabel, die zal worden beschreven in een termsheet en aan de raad van bestuur van BE-NUC zal worden meegedeeld. Deze methodologie zal vervolgens ook gelden voor de aandeelhouderslening van de Belgische staat, alsook voor de WCF. De aflossingsvoorwaarden en de rentevoeten zijn in beide gevallen identiek. België heeft aangegeven dat deze methodologie nog wordt besproken en in een later stadium bekend zal worden gemaakt.

4.2. **Standpunt van België over de overeenkomst inzake energiebeheersdiensten (EMSA)**

4.2.1. *Gunning van de EMSA via een openbare aanbestedingsprocedure*

(262) Wat betreft de inkoop van energiebeheersdiensten op grond van de EMSA stelt België dat de inkoop van deze diensten plaatsvindt via een concurrerende, transparante, niet-discriminerende en onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure. De EMSA zal meer specifiek worden gegund via een onderhandelingsprocedure met voorafgaande oproep tot mededinging (artikel 120 van de Belgische wet inzake overheidsopdrachten van 17 juni 2016), een standaardprocedure in de nutssector. België concludeert derhalve dat de EMSA de energiebeheerder (EMSA-partner) geen voordeel oplevert en dat de EMSA-partner geen staatssteun geniet.

(263) België voerde aan dat, hoewel de toepassing van de richtlijnen inzake overheidsopdrachten reeds diverse garanties biedt, er vanwege het belang van de aan te besteden diensten en de gevoeligheid daarvan vanuit het oogpunt van mededinging, aanvullende bepalingen en waarborgen zijn vastgesteld om ervoor te zorgen dat er bij de aanbesteding sprake is van voldoende concurrentie.

(264) Meer in het bijzonder heeft België uitgelegd dat voorafgaand aan het opstellen van de aanbestedingsdocumenten een verzoek om inlichtingen over de EMSA is gepubliceerd om kennis te nemen van de standpunten van marktdeelnemers, onder meer over een groot aantal aspecten die verband houden met de inhoud van de EMSA. Daarnaast worden bij de aanbesteding specifieke selectiecriteria gehanteerd om ervoor te zorgen dat de gekwalificeerde/geselecteerde deelnemers tegen hun taak opgewassen zijn gezien het belang en de gevoeligheid van de aan te besteden dienst. Meer informatie over de aanbestedingsprocedure en de selectiecriteria is te vinden in punt 3.3.1.5.1.

(265) Zoals opgemerkt in punt 3.3.1.5.2, heeft België naar aanleiding van de formele onderzoeksprocedure besloten de beslissingsbevoegdheid inzake de economische modulaties toe te kennen aan de EMSA-partner en de vaste vergoeding voor de EMSA-partner te vervangen door de combinatie van een vaste en een variabele vergoeding, waardoor er sterkere prikkels worden geboden om te moduleren op basis van marktsignalen, rekening houdend met de technische beperkingen (en mogelijke risico's op automatische stillegging) van de LTO-eenheden.

4.2.2. *Aanvullende waarborgen met betrekking tot de energiebeheerder*

(266) België heeft aangegeven dat er specifieke maatregelen zijn gepland in verband met de mogelijke deelname van GEMS, de handelsentiteit van Engie (een bedrijfsonderdeel van de Engie-groep dat onafhankelijk is van het bedrijfsonderdeel Nuclear), aan de aanbestedingsprocedure.

(267) België heeft verder verduidelijkt dat er voldoende maatregelen worden en zullen worden genomen en uitgevoerd om potentiële belangenconflicten doeltreffend op te sporen en te voorkomen. Deze maatregelen kunnen als volgt worden samengevat:

a) het verzoek om inlichtingen maakt het mogelijk om de markt te testen, en alle belanghebbenden kunnen in dit verband de toepassing van verschillende voorwaarden suggereren en andere voorstellen doen, waarmee wordt gewaarborgd dat de aanbesteding geen belemmeringen bevat die geïnteresseerde deelnemers in een nadelige positie brengen ten opzichte van GEMS (of eender welke onderneming van de Engie-groep). Electrabel (of andere ondernemingen van de Engie-groep) zal niet betrokken zijn bij het opstellen van de aanbestedingsdocumenten op basis van de (resultaten van) het verzoek om inlichtingen.

b) indien GEMS aan de aanbestedingsprocedure deelneemt, ook als onderaannemer of in een andere hoedanigheid, zijn Electrabel (en de andere ondernemingen van de Engie-groep) en zijn bestuurders of gemachtigden uitgesloten van deelname aan de besluitvorming en/of beraadslagingen van BE-NUC over de aanbesteding (bv. het selectiebesluit en het gunningsbesluit).

c) binnen de organisatie van Electrabel zijn strikte informatiescheidingen en ethische muren aangebracht tussen de personen die verantwoordelijk zijn voor het indienen van inschrijvingen bij GEMS en personen die betrokken zijn bij het beheer van BE-NUC. Dezelfde waarborgen zullen worden toegepast indien GEMS uiteindelijk via een succesvolle aanbestedingsprocedure tot energiebeheerder wordt gekozen.

(268) België heeft ook verduidelijkt dat GEMS, als laatste terugvaloptie, indien de EMSA niet tijdig gesloten wordt, de EMSA-diensten tijdelijk zal uitvoeren om de continuïteit te waarborgen. België voert aan dat deze regeling noodzakelijk en toereikend is om de continuïteit van de openbare dienst (de verkoop van de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit) te waarborgen, maar dat deze oplossing strikt beperkt is in de tijd en het gebruik ervan tot het noodzakelijke minimum zal worden beperkt.

4.2.3. *Conclusie van België betreffende de EMSA*

(269) België concludeert dat de aanbestedingsprocedure van de EMSA alle mogelijke staatssteun uitsluit, aangezien: i) de Belgische staat ervoor zal zorgen dat BE-NUC de wetgeving en beginselen inzake overheidsopdrachten strikt naleeft, en ii) het uitgebreide raadplegingsproces voorafgaand aan de eigenlijke start van de aanbesteding aanvullende waarborgen biedt om ervoor te zorgen dat de inkoop van diensten plaatsvindt via een concurrerende, transparante, niet-discriminerende en onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure.

(270) Daarnaast concludeert België dat elk risico op marktafscherming en andere potentiële concurrentieverstorende praktijken van Engie wordt vermeden en dat alle nodige maatregelen en waarborgen zijn vastgesteld om ervoor te zorgen dat er een onafhankelijke EMSA-partner zal worden geselecteerd. Alleen als laatste terugvaloptie kan GEMS deze diensten tijdelijk aanbieden, wat een noodzakelijke en adequate oplossing is om de continuïteit van de openbare dienst te waarborgen.

4.3. **Standpunt van België over de overeenkomst inzake het kernafval**

4.3.1. *Ontmantelingsverplichtingen*

(271) België heeft toegelicht dat de verplichtingen inzake de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden die voortvloeien uit het LTO-project (“dyssynergie-effecten”), mits deze door Electrabel worden aangetoond, door de Belgische staat zullen worden gedragen door middel van een eenmalige (volledige en definitieve) forfaitaire betaling op de sluitingsdatum van de transactie. België heeft uitgelegd dat in de uitvoeringsovereenkomst is bepaald dat de Belgische staat en Electrabel binnen een bepaalde termijn overeenstemming moeten bereiken over de hoogte hiervan, en dat, indien zij hierin niet slagen, de zaak ter beslissing aan de CNV zal worden voorgelegd.

(272) België wijst erop dat, aangezien deze kwestie ten tijde van het inleidingsbesluit nog in behandeling was bij de CNV, de evenredigheid ervan niet is beoordeeld in het inleidingsbesluit.

(273) België heeft uitgelegd dat de Belgische staat en Electrabel er niet in geslaagd zijn binnen de vastgestelde termijn overeenstemming te bereiken over het bedrag, zodat de zaak ter beslissing aan de CNV is voorgelegd. Meer in het bijzonder heeft België het volgende verduidelijkt:

a) op 12 december 2023 stuurde Electrabel zijn voorstel tot herziening aan de Belgische Staat: Electrabel voerde aan dat de verplichtingen inzake de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden respectievelijk 689,9 miljoen EUR (waarden van 2021) en 580 miljoen EUR (waarden van 2023) zouden bedragen.

b) op 25 januari 2024 reageerde de Belgische Staat op het herzieningsvoorstel. In zijn antwoord stelde de Belgische staat dat Electrabel onvoldoende bewijs had geleverd van elk van deze effecten, dat de door Electrabel aangevoerde kosten niet nauwkeurig genoeg waren berekend en dat de verplichtingen inzake de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden derhalve geacht werden gelijk te zijn aan nul.

c) aangezien verdere besprekingen tussen Electrabel en de Belgische Staat niet hebben geleid tot wederzijdse overeenstemming over de hoogte van de verplichtingen inzake de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden, is de zaak voorgelegd aan de CNV.

d) de CNV heeft hiertoe advies ingewonnen bij de NIRAS en het FANC, die respectievelijk op 25 maart 2024 en 27 maart 2024 hun adviezen indienden. De NIRAS diende op 6 juni 2024 aanvullende schriftelijke opmerkingen in.

e) op 24 juni 2024 bracht de CNV advies uit over de verplichtingen inzake de buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden. Daarin concludeerde de commissie dat het LTO-project de ontmantelingskosten ("overnight costs") met [100-500] miljoen EUR (waarden van 2021) zou doen toenemen. De berekende "overnight costs" moeten worden gedisconteerd aan de hand van het disconto- en inflatiepercentage dat bij de driejaarlijkse herziening in 2022 is vastgesteld. Op basis hiervan bedraagt de toename van de kosten van buitengebruikstelling en ontmanteling [100-500] miljoen EUR (waarden van 2023).

(274) België concludeert derhalve dat het bedrag voor de overdracht van de aanvullende ontmantelingsverplichtingen als gevolg van het LTO-project, zoals uiteengezet in het advies van de CNV van 24 juni 2024, evenredig is.

4.3.2. *Standpunt van België over de evenredigheid van de "waste cap"*

(275) België heeft bovendien op 30 augustus 2024 een aanvullende onafhankelijke analyse van Compass Lexecon ingediend, met een economische analyse van het ontwerp van de "waste cap", met inbegrip van een analyse van het disconteringspercentage van 3 %. Ook wordt daarin uitgelegd dat de door de CNV vastgestelde aanvullende risico's al door de door de Belgische staat berekende risicopremie worden gedekt of niet erg waarschijnlijk zijn c.q. een beperkte impact zullen hebben.

4.3.2.1. Twijfels over de disconteringsfactor

(276) België voert aan dat de twijfels van de Commissie met betrekking tot het disconteringspercentage ingegeven zijn door een analyse van de CNV in haar advies van 7 maart 2023 aan de minister van Energie ([110]), waarin de commissie stelt dat de disconteringsvoet die voor de uitgaven voor verbruikte splijtstof moet worden gebruikt geleidelijk het risicovrije langetermijnrendement (volgens de berekeningen 2,17 %) moet benaderen, en voorstelt een disconteringsvoet in twee fasen te hanteren (3,17 % voor de eerste dertig jaar en 2,17 % na de eerste periode van dertig jaar).

([110]) CNV, "*Advies aan de minister van Energie betreffende de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid van ENGIE aan de Belgische Staat voor het beheer van radioactief afval en verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales*", 7 maart 2023.

(277) België verwees naar een onafhankelijke analyse van Compass Lexecon ([111]), waaruit bleek dat de door de Belgische staat aangehouden disconteringsvoet van 3 % evenredig is, op basis van: i) een economische analyse van de door de CNV aanbevolen aanpak; ii) andere relevante benaderingen, en iii) het Duitse precedent in zaak SA.45296.

a) Ten eerste bleek uit de onafhankelijke analyse van de disconteringsvoet dat de door de CNV voorgestelde tweefasenbenadering voor de vaststelling van de disconteringsvoet hetzelfde oplevert als het disconteren van de betalingsstromen met een enkele disconteringsvoet van 2,9 % ([112]). Bovendien bleek uit de analyse dat de door de CNV voorgestelde percentages zijn berekend op basis van een specifieke periode van aanhoudend lage rentetarieven en dat de tweefasenbenadering, wanneer de berekening wordt geactualiseerd op basis van de OLO-rentepercentages die beschikbaar waren ten tijde van het inleidingsbesluit van 22 juli 2024, een equivalente disconteringsvoet van 3,2 % oplevert ([113]), d.w.z. 24 basispunten hoger dan de door de Belgische staat aangehouden disconteringsvoet.

b) Ten tweede liet de onafhankelijke analyse zien dat de door de CNV voorgestelde tweefasenbenadering niet de enige manier is om een disconteringsvoet vast te stellen die geleidelijk het risicovrije langetermijnrendement benadert. De disconteringsvoet moet inderdaad het rendement aangeven dat Hedera kan behalen door het forfaitaire bedrag vandaag te beleggen in risicovrije activa. Deze analyse bevestigt dat de Belgische Staat, door te beleggen in een portefeuille met bepaalde vastrentende waardepapieren, waaronder Belgische staatsobligaties met verschillende looptijden, een rente van meer dan 3 % zou kunnen verkrijgen ([114]).

c) Tot slot bleek uit de onafhankelijke analyse dat, in het geval van het Duitse precedent betreffende de overdracht van verplichtingen met betrekking tot kernafval aan de Duitse staat (zaak SA.45296) de disconteringsvoet 4,58 % bedroeg, op basis van een door de Europese Autoriteit voor verzekeringen en bedrijfspensioenen (Eiopa) verwacht rendement over dertig jaar, dat 1,994 % bedroeg ten tijde van het besluit van de Commissie in juni 2017. De disconteringsfactor van 4,58 % werd door de Commissie aanvaardbaar geacht voor de Duitse verplichtingen met betrekking tot radioactief afval en verbruikte splijtstof. Gelet op het aanzienlijk hogere percentage van Eiopa lijkt de door de Belgische staat voorgestelde veel lagere disconteringsvoet van 3 % in overeenstemming te zijn met het huidige renteniveau.

4.3.2.2. Twijfels over de risico's die in de "waste cap"-overeenkomst in aanmerking zijn genomen

(278) België voert aan dat de twijfels van de Commissie over de risico's die in de "waste cap"-overeenkomst in aanmerking zijn genomen, ook ingegeven zijn door het advies van de CNV aan de minister van Energie (zie voetnoot 113), met name drie risico's:

a) kostenoverschrijding: het risico dat de verwachte "overnight costs" worden onderschat, en dat de voorzieningen voor onvoorziene omstandigheden dus mogelijk ontoereikend zijn.

b) onderschatting van de inflatie voor de bouwkosten: het risico dat de werkelijke inflatie in de bouwsector hoger zal uitvallen dan de inflatiedoelstelling van 2 % van de Europese Centrale Bank waarop de CNV haar disconteringsvoet heeft gebaseerd.

c) beleggingsrisico's: het risico dat Hedera na veranderingen in de rentetarieven het verwachte rendement niet kan behalen. Dit is volgens de CNV een weinig waarschijnlijk scenario.

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

([112]) Deze waarde is achterhaald door de op 30 november 2024 ingediende analyse van Compass Lexecon op basis van meer gedetailleerde gegevens, zoals uiteengezet in het document "CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124", dat een equivalent percentage van 2,8 % oplevert.

([113]) Deze waarde is achterhaald door de op 30 november 2024 ingediende analyse van Compass Lexecon op basis van meer gedetailleerde gegevens, zoals uiteengezet in het document "CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124", dat een equivalent percentage van 3,1 % oplevert.

([114]) Deze informatie is gecompleteerd op basis van de antwoorden op vraag 5.4 van het verzoek om inlichtingen van 1 oktober. Om het inflatierisico af te dekken, zal Hedera in de praktijk kiezen voor een dynamisch activa-passivabeheer, op basis van een gediversifieerde portefeuille met activa die het fonds in staat stellen zich tegen inflatie in te dekken. Zo zou Hedera een portefeuille kunnen samenstellen bestaande uit, onder andere, obligaties en schuldinstrumenten, aandelen, onroerend goed en derivaten, met als doel op lange termijn een reëel rendement van 1 % te bereiken en tegelijkertijd het volatiliteitsrisico tot een minimum te beperken.

(279) Uit de onafhankelijke analyse van Compass Lexecon blijkt dat deze risico's in aanmerking zijn genomen en dat de benadering van de Belgische staat voorzichtig is en voldoende rekening houdt met onvoorziene omstandigheden om deze risico's af te dekken.

a) Wat het risico van kostenoverschrijdingen betreft, werd in de analyse opgemerkt dat de kosten van het beheer van kernafval in België vaak worden gecontroleerd en geactualiseerd, en dat de "waste cap" is gebaseerd op de meest recente beschikbare gegevens. De "waste cap" zelf bestaat bovendien uit een basisbedrag en een risicopremie. Het basisbedrag is gebaseerd op een afvalinventaris en op een industrieel referentiescenario van de NIRAS, dat uitgaat van een "waarschijnlijker wel dan niet"-situatie (d.w.z. een risicoscenario op basis van het 50e percentiel), wat betekent dat de aangehouden onvoorziene uitgaven voldoende zullen zijn om kostenoverschrijdingen te dekken die zich met een waarschijnlijkheid van 50 % zullen voordoen. De risicopremie, die wordt opgeteld bij het basisbedrag, is gebaseerd op een nota van de NIRAS waarin een bottom-upbenadering wordt gevolgd om een aantal aanvullende risico's te identificeren en te kwantificeren, en heeft betrekking op: i) het risico van extra kostenoverschrijdingen voor de geologische bergingsinstallatie die nog niet zijn gedekt door de in het basisbedrag opgenomen onvoorziene uitgaven; ii) het risico dat wordt gekozen voor een andere technische oplossing dan de geologische bergingsinstallatie op een diepte van 400 m; iii) het risico van extra kosten voor de exploitatie en het onderhoud van de opslagfaciliteiten op de locatie Belgoprocess, voor de exploitatie van de opslagfaciliteiten voor verbruikte splijtstof na 2050 en voor de bouw van extra faciliteiten die niet reeds worden gedekt door de in het basisbedrag opgenomen onvoorziene uitgaven, en iv) het regelgevingsrisico dat sommige afvalstoffen mogelijk niet in aanmerking komen voor bovengrondse opslag. Bovendien werd in de analyse opgemerkt dat de risicopremie 5 185 miljoen EUR bedraagt, d.w.z. 53 % van het basisbedrag (9 815 miljoen EUR), wat aanzienlijk meer is dan de risicopremie van 35 % die werd opgenomen in de methodologie die werd ontwikkeld voor de overdracht van verplichtingen met betrekking tot kernafval aan de Duitse staat in de vergelijkbare zaak SA.45296. De bij het Duitse precedent gebruikte methodologie was vergelijkbaar, maar voor het referentiescenario van de Belgische zaak kon gebruik worden gemaakt van recentere gegevens, waaronder feedback van projecten in Zwitserland en Finland, zodat deze gebaseerd is op een meer recente dataset.

b) Wat betreft het risico dat de inflatie van de bouwkosten wordt onderschat, bleek uit de analyse dat de ontwikkeling van de door de Association Belge des Experts ("ABEX") gemeten bouwkosten niet wezenlijk verschilt van de met de consumentenprijsindex gemeten inflatie. Volgens de analyse werd de bezorgdheid van de CNV ingegeven door de hoger dan normale inflatie van de bouwkosten in 2022; deze piek in de inflatie wordt meegenomen in de risicopremie. In de analyse werd ook opgemerkt dat de inflatie op lange termijn in Duitsland in de vergelijkbare zaak SA.45296 1,60 % bedroeg, terwijl de inflatie op lange termijn in het onderhavige geval is vastgesteld op 2 %, de doelstelling van de ECB.

c) Wat betreft het beleggingsrisico en de zorg van de CNV dat het met de voorzieningen belaste Hedera-fonds mogelijk het risico loopt dat het rendement niet toereikend zal zijn om de uitgaven te dekken, is uit de analyse gebleken dat het fonds, indien het vandaag zou beleggen in een portefeuille van obligaties met verschillende looptijden en deze tot het einde van de looptijd zou aanhouden, coupons ontvangt met een niet-variabele rente, zodat het fonds geen risico loopt op wijziging van de rentevoet (waarbij het gebruik kan maken van technieken voor activa/passivabeheer om de activa te laten overeenstemmen met de verplichtingen op het moment dat deze verschuldigd zijn). In de analyse worden echter twee restrisico's genoemd waaraan het fonds bij die benadering zou worden blootgesteld:

— ten eerste zal het fonds, om rente te verdienen op de bij de uitbetaling van de coupons ontvangen rente, vaak opnieuw moeten beleggen in nieuw uitgegeven obligaties. Dit risico kan worden afgedekt, aangezien het fonds te maken heeft met een relatief stabiele stroom aan betalingen voor het afvalbeheer, zodat het mogelijk is een portefeuille van vastrentende waardepapieren samen te stellen waarvan de opbrengsten overeenkomen met de uitgaven.

— ten tweede bedraagt de langste looptijd voor Belgische obligaties vijftig jaar, terwijl de uitgaven voor verbruikte splijtstof doorlopen tot het jaar 2135. De uitgaven na vijftig jaar zijn echter beperkt, aangezien deze slechts 13 % van de totale niet-gedisconteerde kosten uitmaken en er bepaalde vastrentende effecten met een langere looptijd beschikbaar zijn, zoals Oostenrijkse obligaties met een looptijd van honderd jaar.

(280) Deze analyse is gecompleteerd op basis van de antwoorden op vraag 5.4 van het verzoek om inlichtingen van 1 oktober 2024. België voert aan dat de portefeuille van Hedera in de praktijk zodanig moet worden samengesteld dat hiermee het hoofd kan worden geboden aan alle aannemelijke economische scenario's die zich in de betreffende periode kunnen voordoen, met name wat het inflatieniveau betreft. De doelstelling van Hedera is een reëel rendement van 1 % (d.w.z. 1 % boven het inflatieniveau). Hedera zal daartoe een strategie ontwikkelen waarin rekening wordt gehouden met het risico dat een dergelijk rendement in bepaalde economische scenario's (bijvoorbeeld in het geval van een langere periode van hoge inflatie) niet kan worden behaald met een portefeuille die uitsluitend uit obligaties bestaat. Hedera zal zich daarom richten op een dynamisch activa/passivabeheer, op basis van een gediversifieerde portefeuille met activa die het fonds in staat stellen zich in te dekken tegen inflatie. Zo zou Hedera een portefeuille kunnen samenstellen bestaande uit, onder andere, obligaties en schuldinstrumenten, aandelen, onroerend goed en derivaten, met als doel op lange termijn een reëel rendement van 1 % te bereiken en tegelijkertijd het volatiliteitsrisico tot een minimum te beperken. Tot slot moet worden opgemerkt dat Hedera zijn blootstelling zal beperken tot Belgische aandelen, obligaties en onroerend goed. Dit is bedoeld om diversificatie te waarborgen en ervoor te zorgen dat het fonds niet te afhankelijk is van de Belgische economie.

4.4. **Standpunt van België over de cumulatieve effecten van de submaatregelen**

(281) België voert aan dat om de verschillende onderdelen en submaatregelen van het LTO-project was verzocht door Engie om tot een akkoord te komen over de verlenging van de levensduur en dat zij allemaal waren opgenomen in de algemene transactiedocumenten die op 13 december 2023 werden ondertekend. België merkt echter ook op dat de onderdelen van het LTO-project op een aantal punten verschillen en elkaar aanvullen, waardoor eventuele cumulatieve effecten beperkt zullen blijven.

(282) België verwees hierbij naar de rechtspraak, waarin voor de beoordeling van opeenvolgende maatregelen onder meer naar de volgende aspecten wordt gekeken:

— de inhoud, aard en context van de interventies in kwestie;

— de chronologie ervan;

— het doel ervan;

— de omstandigheden van de onderneming op het moment van die interventies;

— de identiteit van de partijen die de interventies plegen en de begunstigden daarvan (met inbegrip van hun juridische aard en financiële/economische situatie), en

— of de verschillende betrokken interventies ten tijde van de eerste interventie al gepland of voorzienbaar waren.

4.4.1. *Inhoud en aard van de onderdelen 1, 2 en 3*

(283) België voert aan dat de inhoud en de aard van de drie onderdelen van het LTO-project inherent verschillend zijn en merkt op dat de Commissie in haar inleidingsbesluit niet specifiek rekening heeft gehouden met de verschillen of overeenkomsten tussen de onderdelen 1, 2 en 3. In dit verband heeft België het volgende aangevoerd:

a) onderdeel 1 bestaat uit financiële en structurele maatregelen ter ondersteuning van de rendabele exploitatie van BE-NUC op lange termijn, onder meer via een CfD waarmee inkomstensteun wordt geboden en de blootstelling aan marktrisico's wordt verminderd, en een aantal vergoedingsmechanismen waarmee andere financiële tekorten kunnen worden gedekt om de economische levensvatbaarheid op lange termijn te waarborgen indien zich bepaalde risico's met betrekking tot de productievolumes/operationele prestaties voordoen.

b) onderdeel 2 bestaat uit de overdracht van verplichtingen met betrekking tot het kernafval en de verbruikte splijtstof van de gezamenlijke kernreactoren in België, en bestrijkt derhalve een zeer lange periode, die de looptijd van de onderdelen 1 en 3 ruimschoots overschrijdt.

c) onderdeel 3 bestaat uit wettelijke waarborgen die bescherming bieden tegen toekomstige wetswijzigingen en verschilt daarom inhoudelijk sterk van de onderdelen 1 en 2.

4.4.2. *Doel van de onderdelen 1, 2 en 3*

(284) België merkt op dat het algemene doel van de drie onderdelen verband houdt met de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden. Volgens België vormt het specifieke doel van elk onderdeel echter een afzonderlijk relevant element voor de beoordeling:

a) het hoofddoel van onderdeel 1 is het verminderen van de onzekerheid over de inkomsten en het waarborgen van de levensvatbaarheid op lange termijn van het LTO-project door insolventie en faillissement van BE-NUC te voorkomen. Tegelijkertijd wordt met dit onderdeel ook beoogd om buitensporige vergoedingen aan de aandeelhouders te voorkomen en de hoeveelheid steun die de Belgische staat als tegenpartij van de beloningsovereenkomst verleent te beperken. De onderliggende financiële maatregelen van onderdeel 1 zijn elk bedoeld om op evenredige wijze verschillende risico's aan te pakken: het CfD vermindert de risico's die verband houden met de groothandelsprijzen, de MOCP compenseert het ernstige risico van een plotselinge onbeschikbaarheid van een centrale die tijdens de exploitatiefase tot verliezen leidt, en de SDC-leningen zorgen voor voldoende kasstromen bij stillegging van en geplande werkzaamheden aan de LTO-eenheden. België stelt dat dit ook door de Commissie werd erkend in overweging 208 van het inleidingsbesluit.

b) onderdeel 2 heeft betrekking op het beheer van de langetermijnverplichtingen van de Belgische kerncentrales met betrekking tot het milieu en hun ontmanteling, die losstaan van de operationele en financiële problemen van BE-NUC waarop onderdeel 1 gericht is. Dit onderdeel heeft in de eerste plaats tot doel de toekomstige verplichtingen inzake het kernafval over te dragen, wat een andere doelstelling is dan het veiligstellen van operationele middelen. België voert aan dat de Commissie dit afzonderlijke doel van onderdeel 2 in overweging 208 van het inleidingsbesluit leek te onderkennen.

c) onderdeel 3 zorgt voor juridische waarborgen die bescherming bieden tegen bepaalde toekomstige wetswijzigingen. Dit onderdeel heeft betrekking op regelgevingsrisico's die het gevolg zijn van mogelijke wijzigingen in het beleid en de regelgeving van de Belgische staat, en houdt niet rechtstreeks verband met de financiële, operationele of aansprakelijkheidsaspecten die in de andere onderdelen aan bod komen.

4.4.3. *Rechtstreekse begunstigden van de onderdelen 1, 2 en 3*

(285) België heeft ook aangevoerd dat de onderdelen 1, 2 en 3 verschillende rechtstreekse begunstigden hebben. België erkent dat de identificatie van de begunstigden van elke maatregel een belangrijk punt is bij de beoordeling van mogelijke cumulatieve effecten. In dit verband heeft de Belgische Staat de volgende opmerkingen gemaakt:

a) onderdeel 1 heeft betrekking op een reeks financieringsmechanismen waarbij iedere maatregel specifieke begunstigden heeft. België merkt op dat, in tegenstelling tot wat wordt gesteld in overweging 182 van het inleidingsbesluit, BE-NUC en Luminus, en niet Electrabel en Luminus, de rechtstreekse begunstigden zijn van het CfD, de SDC-leningen, de MOCP en de WCF (Electrabel kan hier als aandeelhouder wel indirect voordeel van hebben).

b) wat onderdeel 2 betreft, zijn de overdracht van de verplichtingen inzake het kernafval en de overeenkomst over aanvullende ontmantelingsverplichtingen als gevolg van het LTO-project gunstig voor Electrabel als nucleaire exploitant, alsook voor Luminus en EDF België in hun rol als bijdragende ondernemingen. België concludeert derhalve dat onderdeel 2 BE-NUC geen voordelen oplevert.

c) in onderdeel 3 is voorzien dat bepaalde eenzijdige maatregelen van de Belgische (federale) staat een recht op schadeloosstelling creëren voor Electrabel, en indirect ook voor Luminus.

4.4.4. Cumulatieve effecten van onderdelen 1, 2 en 3

(286) De onderdelen 1, 2 en 3 verschillen aanzienlijk qua inhoud en aard, doel en begunstigden, hoewel zij tegelijkertijd zijn aangegaan en hetzelfde algemene doel dienen: de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden. Zoals hierboven is aangetoond, dient elke onderdeel een specifiek doel waardoor zij elkaar aanvullen, zodat de eventuele cumulatieve effecten beperkt worden.

(287) Wat betreft een mogelijke wijziging van het risicoprofiel van Electrabel dankzij de onderdelen 2 en 3: deze maatregelen kunnen inderdaad voordelen bieden aan Electrabel als nucleaire exploitant en bijgevolg het risicoprofiel van Electrabel in algemeen opzicht verbeteren. De onderdelen 2 en 3 wijzigen het risicoprofiel van BE-NUC, de belangrijkste begunstigde van onderdeel 1, niet. Zoals vastgesteld in een onafhankelijke analyse van Compass Lexecon vormen het risicoprofiel van BE-NUC, gezien de specifieke risico's voor het project, en de risicoverdeling tussen de Belgische staat en BE-NUC de meest relevante factoren voor de beoordeling van de evenredigheid van onderdeel 1.

5. HET STANDPUNT VAN ENGIE

(288) Engie heeft op 9 september 2024 zijn opmerkingen over het inleidingsbesluit ingediend. In zijn opmerkingen verschaft Engie een aanzienlijke hoeveelheid aanvullend bewijsmateriaal en analyses ter ondersteuning van zijn stelling dat de twijfels die de Commissie in haar inleidingsbesluit heeft geuit, ongegrond zouden zijn. In de reactie van Engie op het inleidingsbesluit wordt de oorspronkelijke maatregel besproken zoals beschreven in het inleidingsbesluit. De huidige maatregel omvat wijzigingen ten opzichte van de oorspronkelijke maatregel (ingevoerd om de twijfels weg te nemen die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit). Deze wordt gedetailleerd uiteengezet in punt 3 van dit besluit. Het standpunt van Engie komt overeen met het standpunt van de Belgische autoriteiten.

(289) Engie stelt dat het LTO-project gebaseerd is op een breed akkoord en het resultaat is van uitgebreide en onafgebroken onderhandelingen met de Belgische regering, met als leidend beginsel dat Engie actief zou blijven in België en zou blijven bijdragen aan de voorzieningszekerheid van het land door in te gaan op het verzoek van België om de levensduur van twee kernreactoren te verlengen, waarmee het zijn eerder aangekondigde strategie om de productie van kernenergie in België na 2025 te staken, liet varen (zie overweging 23). Daarnaast voert Engie aan dat het LTO-project positieve effecten heeft op de interne markt, en wel om de volgende redenen:

a) ten eerste is het LTO-project van essentieel belang om de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening in België in de komende jaren te waarborgen en tegelijkertijd de financieringskosten van het Belgische capaciteitsmechanisme te verlagen. Dit positieve effect zal indirect ook ten goede komen aan naburige lidstaten die een verbinding met België hebben en derhalve elektriciteit kunnen invoeren (met dien verstande dat deze uitvoer niet plaatsvindt in het kader van directe verkopen, maar van balanceringsoperaties die door transmissiesysteembeheerders worden uitgevoerd).

b) ten tweede draagt het LTO-project bij tot de verwezenlijking van de decarbonisatiedoelstellingen van de Green Deal.

(290) Engie heeft ook aangevoerd dat er sprake is van meerdere verschillen tussen het LTO-project (verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3) en de verlenging van de levensduur van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 in 2015 (“bestaande LTO-eenheden”):

a) ten eerste werd het LTO-project in 2022 door de Belgische staat gestart, nadat Engie al had besloten zijn nucleaire activiteiten (vanaf 2020) te staken en zijn activiteiten te gaan richten op hernieuwbare energie en energie-infrastructuur. Dit vereiste derhalve dat Engie zijn strategie volledig moest omgooien, wat op zich de kosten van het LTO-project al verhoogde, met name omdat er geen voorafgaande veiligheidsstudies waren verricht en Electrabel geen voorzieningen had getroffen met het oog op een mogelijke verlenging van de levensduur of een verlenging van de levensduur van de bestaande LTO-eenheden. In het geval van de bestaande LTO-eenheden had Electrabel daarentegen nog voorbereidende studies voor de uitbreiding van de activiteiten van de Belgische kernreactoren uitgevoerd, aangezien een dergelijk scenario destijds als waarschijnlijk werd beschouwd.

b) ten tweede bracht de krappe planning van het LTO-project ook verschillende kosten met zich mee. Op verzoek van de Belgische regering werd de herstart van de LTO-eenheden vervroegd naar 1 november 2025 (in plaats van de oorspronkelijk geplande datum van 1 november 2026).

c) ten derde zal BE-NUC, naast de onzekerheid over de regelgeving, naar verwachting te maken krijgen een grotere volatiliteit van de marktprijzen (vergeleken met de situatie in 2015) door het toenemende aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de energiemix. Bovendien verschilden de marktomstandigheden in 2015 ook aanzienlijk, aangezien fossiele brandstoffen en stabielere energiebronnen een groter deel van de energiemix uitmaakten en er zelden sprake was van lage/negatieve prijzen.

d) ten vierde zijn de financiële resultaten van de bestaande LTO’s negatief beïnvloed door hoger dan verwachte uitval en kapitaaluitgaven en een lagere “capture price”. Sinds 2016 werden in de boekhouding van Engie verschillende waardeverminderingen geboekt in verband met zijn nucleaire activiteiten, wat leidde tot aanzienlijke financiële verliezen voor de Engie-groep (vandaar de conclusie dat de kosten van deze activiteiten niet enkel door een particuliere marktdeelnemer kunnen worden gedragen, en dat een evenwichtig risicodelingsmechanisme noodzakelijk is).

e) ten slotte heeft het FANC zelf in een standpuntnota van 2021 duidelijk gewezen op de vele verschillen tussen de bestaande LTO-eenheden en het huidige LTO-project ([115]). Om uiterlijk op 1 november 2025, een jaar eerder dan oorspronkelijk gepland, een herstart mogelijk te maken, heeft het FANC toestemming gegeven voor doorvoering van de noodzakelijke verbeteringen in de beveiliging die drie jaar na de herstart moeten zijn voltooid (uiterlijk op 31 december 2028). In het geval van de bestaande LTO-eenheden had het FANC toestemming gegeven om de benodigde werkzaamheden gedurende een periode van vijf jaar na de herstart uit te voeren.

(291) Engie voert aan dat al deze factoren Engie en de Belgische staat ertoe hebben gebracht een alomvattende overeenkomst te sluiten die zowel voorziet in de verzochte verlenging van de levensduur (op voorwaarde dat de risicoblootstelling van Engie wordt beperkt) als in het beheer van overgedragen verbruikte splijtstof en kernafval, en is van mening dat de bestaande LTO-eenheden geen bruikbare referentie vormen om de noodzaak en geschiktheid van de verschillende maatregelen van het huidige LTO-project te beoordelen.

(292) De belangrijkste argumenten van Engie met betrekking tot de in het inleidingsbesluit geuite twijfels van de Commissie worden hieronder nader toegelicht.

5.1. Standpunt van Engie over de kwalificatie van het LTO-project als "één enkele maatregel" en over het stimulerende effect ervan

5.1.1. *Eén enkele interventie*

(293) De Commissie is van mening dat de drie onderdelen van de maatregel kunnen worden beoordeeld als onderdelen van één enkele maatregel door de Belgische staat, aangezien zij alle verband houden met dezelfde gebeurtenis, namelijk de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden.

(294) Engie stelt dat het geen bezwaar heeft tegen de kwalificatie van de maatregelen als één enkele maatregel, voor zover deze voldoet aan de criteria die zijn vastgesteld in de rechtspraak van het Hof van Justitie van de Europese Unie ([116]). Engie was het met name eens met het standpunt van de Commissie, zoals verwoord in overweging 208 van het inleidingsbesluit, dat de drie onderdelen van de maatregel van elkaar afhankelijk zijn en in hun onderlinge samenhang bijdragen tot de uitvoering van de overeenkomst over de verlenging van de levensduur, waardoor zij als één enkele maatregel kunnen worden beschouwd. Engie erkent dat het voorafgaande voorwaarden heeft gesteld met betrekking tot de risicoblootstelling en het beheer van verbruikte splijtstof en kernafval, wat heeft geleid tot een brede, alomvattende overeenkomst die verder gaat dan de loutere invoering van een vergoedingsmechanisme voor de verlengde exploitatie van de kernreactoren. Zonder dit voorstel om de maatregelen als één enkele interventie aan te merken in twijfel te willen trekken, wees Engie er echter op dat sommige van de submaatregelen van het LTO-project geen staatssteun vormen omdat zij Electrabel geen selectief voordeel opleveren, met name:

a) de Administration Service Agreement ("ASA"), op grond waarvan Electrabel backofficediensten (met inbegrip van secretariaats-, boekhoud- en belastingdiensten) kan verlenen aan BE-NUC, is een standaard commerciële overeenkomst die op objectieve, zakelijke voorwaarden zal worden gesloten;

([115]) FANC, 28 november 2021, "*FANC positie betreffende een LTO project voor Doel 4 en Tihange 3*", blz. 5, beschikbaar op: https://fanc.fgov.be/nl/system/files?file=2021-11-28-nl-fanc-positie-lto-final_0.pdf. "De situatie is voor Doel 4 en Tihange 3 niet te vergelijken met de doorstart van Doel 1&2 (waarbij pas in 2014 een last minute beslissing viel om deze reactoren toch een LTO toe te kennen). Doel 1&2 konden hierbij in de winter van 2015 relatief snel terug opgestart worden, gezien: i) het LTO dossier voor de reactoren al in 2012 was opgesteld en goedgekeurd, waardoor de noodzakelijke aanpassingen voor een doorstart (gelinkt aan kwalificatie van uitrustingen en verouderingsbeheer) goed gekend waren; ii) artikel 30 van het KB VVKI nog niet van toepassing was, waardoor de aanpassingen aan het veiligheidsontwerp konden gespreid worden over verschillende geplande stilstanden in de periode 2015-2020. [...] De verdere veilige uitbating van de nucleaire vermogensreactoren Doel 4 en Tihange 3 impliceert een uitgebreid actieplan, in het bijzonder in die elementen die de nucleaire veiligheid waarborgen. Dit actieplan omvat het ontwerp, de bestelling en de bouw/fabricage/installatie van een mogelijks groot aantal componenten. De voorbereiding en de implementatie van de wijzigingen die nodig zijn om aan de nieuwe veiligheidsvereisten te beantwoorden nemen dan ook jaren in beslag."

([116]) Engie verwijst hier naar het arrest van het Gerecht van 15 september 1998, *BP Chemicals/Commissie*, zaak T-11/95: "*Dat kan onder meer het geval zijn wanneer opeenvolgende maatregelen, met name gelet op de chronologie en de doeleinden ervan alsook op de toestand waarin de onderneming zich ten tijde van die maatregelen bevond, zo nauw met elkaar verbonden zijn dat zij onmogelijk afzonderlijk kunnen worden bezien*".

b) de uitbesteding van de verkoop van de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit in het kader van de overeenkomst inzake energiebeheerdiensten ("EMSA"), die zal worden gegund via een concurrerende, transparante, niet-discriminerende en onvoorwaardelijke aanbestedingsprocedure, waardoor wordt gewaarborgd dat aan de marktvoorwaarden wordt voldaan, en

c) de schadeloosstelling door de Belgische staat van de gemaakte kosten indien de overeenkomst uiteindelijk niet wordt gesloten. Deze clausule gaat niet verder dan de verplichtingen die onder normale marktvoorwaarden gelden bij vergelijkbare transacties, waarbij elk van de partijen aansprakelijk wordt gesteld voor de kosten die zijn gemaakt in verband met (de voorbereiding van) de overeenkomst wanneer deze door diens toedoen niet wordt gesloten. Engie is 100 % aansprakelijk voor die kosten indien zij verantwoordelijk is voor het niet-sluiten van de overeenkomst. Indien geen van beide partijen verantwoordelijk is voor het niet-sluiten van de overeenkomst, worden de kosten gesplitst.

5.1.2. *Stimulerend effect*

(295) Engie benadrukt dat het stimulerende effect, dat de Commissie in haar beoordeling in de overwegingen 229 en 239 van het inleidingsbesluit aannemelijk achtte, niet hypothetisch is: er bestaat geen twijfel over dat Electrabel zonder het LTO-project, met inbegrip van de drie onderdelen, de activiteiten van de LTO-eenheden niet zou hebben voortgezet. Engie voert in dit verband het volgende aan:

a) Electrabel was al begonnen met de uitvoering van zijn strategie om zich volledig terug te trekken uit de markt voor kernenergie en had volgens het destijds geldende rechtskader geen enkele mogelijkheid om op dit besluit terug te komen (aangezien het openbaar was gemaakt in een openbare financiële mededeling van Engie ([117])).

b) het standpunt van Engie kwam duidelijk tot uitdrukking in de standpuntnota's en verslagen van het FANC over de haalbaarheid van het project voor de verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 ([118]).

c) Uit de communicatie van Engie over de onderhandelingen over het LTO-project met de Belgische regering bleek zeer duidelijk dat Electrabel zonder een risicodelingsmechanisme en een oplossing voor de kosten van verbruikte splijtstof en kernafval die de exploitatie van de zeven Belgische kerncentrales met zich meebrengt, de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden niet zou overwegen ([119]). Dit standpunt werd vanaf het begin van de besprekingen over het LTO-project duidelijk gemaakt, zoals vermeld in een verslag van het FANC en de mededeling van de CEO van Engie (zoals aangegeven in overweging 6 van het inleidingsbesluit).

(296) Daarnaast benadrukt Engie dat de stimulans voor Electrabel om de LTO-eenheden te blijven exploiteren wordt gevormd door het volledige pakket steunmaatregelen van het LTO-project, dat specifiek voor dit doel is ontworpen. Afzonderlijk genomen zou geen van de submaatregelen voldoende stimulansen kunnen bieden. Als er ook maar één element uit het pakket zou zijn weggenomen, zou Engie hebben geweigerd door te gaan met het LTO-project. Engie concludeert derhalve dat de in overweging 235 van het inleidingsbesluit bedoelde maatregelen niet mogen worden beschouwd als maatregelen die afzonderlijk een specifieke (of aanvullende) stimulans bieden, maar in hun onderlinge samenhang moeten worden beoordeeld.

([117]) Naar aanleiding hiervan ging Engie in 2020 over tot afwaardering van zijn nucleaire activa. Engie, "Universal registration document" (2020), punt 1.4.1, blz. 13. Beschikbaar op: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) FANC, 28 november 2021, "*FANC positie betreffende een LTO project voor Doel 4 en Tihange 3*", blz. 5, beschikbaar op: https://fanc.fgov.be/nl/system/files?file=2021-11-28-nl-fanc-positie-lto-final_0.pdf. "[E]xploitant Electrabel stelde in november 2020 vast dat de Belgische regering er in haar regeerakkoord duidelijk voor heeft gekozen om de kernuitstap tegen 2025 volledig uit te voeren. Aangezien er minder dan 5 jaar meer restte voor die datum, was het volgens de exploitant van de kerncentrales van Doel en Tihange destijds niet langer haalbaar om een mogelijke Long Term Operation van Doel 4 en Tihange 3 tijdig voor te bereiden. Electrabel wou dan ook al zijn middelen inzetten op het ordentelijk voorbereiden van de definitieve stopzetting en ontmanteling van alle 7 kernreactoren op de site van Doel & Tihange. Het project "voorbereiding LTO G2" werd op dat moment dan ook stopgezet door de exploitant."

([119]) Zie bv. FANC, 17 januari 2022, "*Oplijsting en analyse van nodige acties voor activering plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*", blz. 11, beschikbaar op: https://fanc.fgov.be/nl/system/files?file=2022-01-17_fanc-rapport_actiepunten_lto_d4_t3_nl.pdf. "[...] Electrabel wenst zekerheid te hebben vooraleer ze zelf stappen te onderneemt. Indien de regering wenst het plan B *[de langetermijnexploitatie van Doel 4 en Tihange 3]* te activeren, zal de regering prioritair moeten inzetten op de gesprekken met Electrabel omtrent de voorwaarden en zekerheden die ertoe kunnen leiden vooraleer met plan B verder te kunnen gaan (taak 1). Het FANC vestigt opnieuw de aandacht van de regering op het feit dat voor praktisch alle acties uit plan B onder bevoegdheid van het FANC (opmaak LTO dossier) de medewerking van Electrabel vereist is. Volgens Electrabel is eveneens het startpunt van elke discussie over een mogelijke LTO het bestaan van een duidelijk, stabiel en coherent reglementair kader inzake nucleaire veiligheid. Het FANC begrijpt deze visie en voorziet daarom ook om in het eerste kwartaal van 2022 verder te werken aan het verduidelijken van het reglementair kader inzake nucleaire veiligheid".

5.2. **Standpunt van Engie over de noodzaak, geschiktheid en evenredigheid van de verschillende submaatregelen van onderdeel 1**

5.2.1. *Oprichting van een joint venture*

(297) Engie is van mening dat de oprichting van een gemeenschappelijke structuur waarin de Belgische staat een belang van 50 % heeft, noodzakelijk is om de doelstellingen van het LTO-project te verwezenlijken, d.w.z. de tijdige herstart van de LTO-eenheden tegen november 2025. Engie stelt dat het heeft gevraagd om een mechanisme voor risicodeling van 50/50 met de Belgische Staat alvorens de overeenkomst over het LTO-project aan te gaan.

(298) Volgens Engie waren de vergoedingsmechanismen als zodanig om verschillende redenen ongeschikt voor dit doel: i) de beloningsovereenkomst bracht restrisico's met zich mee voor Engie; ii) zonder de joint venture zou Engie tijdelijk 100 % van de verliezen moeten dragen in afwachting van de schadeloosstelling/compensatie waarin de overeenkomsten voorzien, en iii) Engie was juist bezig zijn blootstelling aan kernenergie te beperken en wilde niet alleen de vereiste investering van meer dan [2-2,5] miljard EUR in het LTO-project doen en alle potentiële verliezen als gevolg van onverwachte niet-beschikbaarheid en kostenoverschrijdingen dragen.

(299) Daarnaast verwachtte Engie dat, nu de Belgische staat financieel belang had bij de winsten en verliezen van de LTO-eenheden (met name dividenden), zij extra prikkels zou hebben om bij toekomstige politieke beslissingen rekening te houden met de LTO-eenheden. De conclusie van Engie was derhalve dat de oprichting van de gemeenschappelijke structuur de belangen van de Belgische Staat en Engie op één lijn brengt.

(300) Engie stelt voorts dat de joint venture passend en evenredig is, aangezien Engie, een particuliere marktdeelnemer, elk risico dat de Belgische staat partijdig handelt, kan ondervangen dankzij de gezamenlijke controle over de strategische beslissingen betreffende BE-NUC, en de Belgische staat en Engie hun beslissingsbevoegdheden inzake de governance van BE-NUC op voet van gelijkheid zullen uitoefenen.

5.2.2. *Standpunt van Engie over het CfD*

(301) Wat de noodzaak van het CfD betreft, voert Engie aan dat, gezien de tekortkomingen van de markt voor kernenergie en de grote volatiliteit van de elektriciteitsmarkt in de komende jaren, het LTO-project een groot risico op financieringstekorten loopt. Dit maakt van het CfD een noodzakelijk instrument om een doelstelling van gemeenschappelijk belang te verwezenlijken. Engie wijst ook op de relatief korte duur van de verlenging van de levensduur (10 jaar) gelet op de gemiddelde investeringen in de sector voor kernenergie, alsook op de aanzienlijke kosten en het feit dat de LTO-eenheden gedurende de eerste drie jaar niet op vol vermogen kunnen draaien, aangezien er tegelijkertijd werkzaamheden zullen plaatsvinden om de levensduur te kunnen verlengen.

(302) Engie stelt dat de opzet van het CfD en de MPRA de LTO-eenheden passende en evenredige prikkels bieden om efficiënt op marktsignalen te blijven reageren. In dit verband voert Engie hierbij dezelfde argumenten aan als de Belgische Staat met betrekking tot de technische, wettelijke en economische beperkingen voor de LTO-eenheden (zie punt 2.1). Engie voert aan dat het ook nu, zonder CfD en met een vloot van vijf reactoren die meer diversificatie mogelijk maken, over een zeer beperkte flexibiliteit beschikt om de productie van kernenergie aan te passen aan marktsignalen voor de korte en middellange termijn. Volgens Engie is het CfD ontworpen om BE-NUC binnen deze beperkte speelruimte optimaal te stimuleren om op prijssignalen te reageren, voor zover dat technisch haalbaar is.

a) In de eerste plaats benadrukt Engie dat, in tegenstelling tot flexibele bronnen van elektriciteitsproductie en nieuwere productie-eenheden en/of andere soorten kernreactoren, de LTO-eenheden zijn ontworpen als basislastcentrales en een zeer beperkte modulatiecapaciteit hebben, zodat het in hun geval niet rationeel is het vermogen telkens aan te passen wanneer de prijzen negatief worden of lager zijn dan hun marginale kosten op korte termijn. Engie heeft toegelicht dat het FANC pas sinds 2015 de economische modulatie van het vermogen van kernreactoren in België heeft toegestaan, onder strikte technische voorwaarden, zoals uiteengezet in de overwegingen 13 tot en met 15 van dit besluit. Gezien deze beperkingen (in combinatie met het risico van automatische stillegging bij elke modulatie, het risico van onbalans die een dergelijke stillegging met zich meebrengt en de onmogelijkheid van brandstofbesparing tijdens de modulatie) kan de nucleaire exploitant volgens Engie de elektriciteitsproductie van de eenheden niet vrijelijk aanpassen in reactie op negatieve prijzen, en moet optimaal gebruik worden gemaakt van de beperkte modulatiecapaciteit.

b) Ten tweede zorgen de MPRA en de wijziging van de duur van de brandstofcyclus ervoor dat de onderbrekingen tijdens de zomerperiode worden gepland, wanneer de prijzen van oudsher het laagst zijn en naar verwachting ook zullen blijven. Dit zal ervoor zorgen dat de LTO-eenheden beschikbaar zijn wanneer de vraag naar elektriciteit (en de prijzen) naar verwachting het hoogst zijn. Engie voegt daaraan toe dat een geplande niet-beschikbaarheid van een kerncentrale ongeveer twaalf maanden voorbereidingstijd vergt en vooraf aan de markt moet worden meegedeeld. Ook is hierbij een groot aantal belanghebbenden betrokken. Wanneer de onderbreking eenmaal gepland is, kan de nucleaire exploitant de datum ervan niet wijzigen zonder voorafgaande toestemming van de netbeheerder. Hoewel onderbrekingen in de praktijk kunnen worden gepland op basis van de marktomstandigheden op lange termijn, kunnen onderhoudsoperaties van kerncentrales derhalve niet worden gepland om te reageren op kortetermijnsignalen van de markt.

c) Ten derde voert Engie aan dat de MPRA BE-NUC voldoende prikkels biedt om de hoogste marktprijs te benutten door niet-beschikbaarheid te plannen wanneer de prijzen naar verwachting het laagst zullen zijn. Engie is het volledig oneens met het voorlopige standpunt van de Commissie dat de effecten van de MPRA "in de praktijk klein zijn" (zoals vermeld in overweging 290 van het inleidingsbesluit).

(303) Tot slot, wat de parameters van de opzet van het CfD betreft, stelt Engie dat de day-aheadmarktprijs de juiste marktreferentieprijs is.

a) Ten eerste voert Engie aan dat langetermijnproducten geen invloed hebben op de dispatchingbeslissingen van een kerncentrale, waarvan de marginale kosten op korte termijn inherent zeer laag zijn. De termijnstroomprijzen zijn op geen enkele Europese markt ooit negatief geworden, en dat dit in de toekomst gebeurt, kan als zeer onwaarschijnlijk worden beschouwd. Engie stelt dan ook dat langetermijnproducten niet de nodige marktsignalen bieden om beslissingen over dispatching te bepalen, maar dat de dispatching, ongeacht de gekozen marktreferentieprijs, altijd zal worden gestuurd door een vergelijking tussen de marginale kosten op korte termijn en de alternatieve kosten enerzijds en de day-aheadmarktprijs anderzijds (rekening houdend met de flexibiliteit van de centrale).

b) Ten tweede voert Engie aan dat het gebruik van termijnproducten als marktreferentieprijs BE-NUC zou blootstellen aan significante en onbeheersbare risico's die voortvloeien uit de ontoereikende beschikbaarheid van geschikte langetermijnproducten op de Belgische markt, aangezien:

— de Belgische termijnmarkt wordt gekenmerkt door een lage en afnemende liquiditeit. De op de year-aheadmarkt verhandelde volumes zijn aanzienlijk lager dan de verwachte jaarlijkse productie van de LTO-eenheden ([120]). Deze discrepantie toont aan dat het onpraktisch is om termijnmarktproducten te gebruiken als referentieprijs voor het CfD.

— de illiquiditeit van de termijnmarkt maakt niet alleen dat deze markt een slechte benchmark is voor de berekening van het verschil met de uitoefenprijs, maar brengt ook aanzienlijke risico's met zich mee in verband met prijsvorming, marktverstoringen en uitvoeringskosten. De day-aheadmarktprijs biedt daarentegen de hoogste liquiditeit en transparantie bij de prijsvorming, waardoor problemen in verband met ondoorzichtige liquiditeit, replicatiekosten, proxy-hedgingkosten en marginvereisten kunnen worden vermeden.

— de Belgische termijnmarkt mist voldoende granulariteit om een passende marktreferentieprijs te bieden ([121]).

([120]) Zo zal in 2024 naar verwachting slechts 9 TWh elektriciteit op de year-aheadmarkt worden verhandeld, terwijl de LTO-eenheden naar schatting jaarlijks 14 TWh zullen produceren.

([121]) Termijnproducten hebben vaste looptijden, meestal tot het volgende kwartaal of de volgende maand. Gezien het fluctuerende en onzekere productiepatroon van de LTO-eenheden als gevolg van de geplande onderbrekingen (dat nog verergerd zal worden tijdens de werkzaamheden aan de LTO-eenheden tot 2029 en de onzekerheden rond de werkzaamheden en de planning) en ongeplande niet-beschikbaarheid, zou het gebruik van een langetermijnproduct als marktreferentieprijs echter leiden tot aanzienlijke volumerisico's en significante kosten voor het ongedaan maken van toekomstige hedgingactiviteiten door het wegvallen van de productie, waardoor de kasstromen en de financiële levensvatbaarheid van BE-NUC verder in gevaar zouden komen.

c) Engie voert aan dat het extra risico's loopt door het feit dat zijn vloot van kernreactoren vanaf 2025 aanzienlijk zal krimpen als gevolg van de ontmanteling van vijf van de zeven kernreactoren. Deze vermindering zal het risico op niet-beschikbaarheid vergroten, aangezien eventuele storingen of operationele problemen van de LTO-eenheden niet door andere bedrijfsonderdelen kunnen worden gecompenseerd. Bijgevolg zal het productiepatroon van BE-NUC onzekerder worden, waardoor het risico toeneemt dat er geen elektriciteit kan worden geleverd op grond van langetermijncontracten. In dergelijke scenario's zou BE-NUC gedwongen worden om elektriciteit terug te kopen tegen mogelijk hogere prijzen, wat zou leiden tot aanzienlijke financiële verliezen, naast een verlies aan inkomsten door de lagere productie. Deze verliezen zouden worden verergerd door de illiquiditeit van langetermijnmarkten, waar hoge bied-laatmarges en beperkte handelsvolumes de kosten voor het nakomen van contractuele verplichtingen verder kunnen opdrijven ([122]).

5.2.3. *Standpunt van Engie over de MOCP en de SDC-leningen*

(304) Engie benadrukte dat de noodzaak van de MOCP en de SDC-leningen in de eerste plaats verband houdt met de specifieke context van het LTO-project, te weten: i) het late besluit om de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 te verlengen en het beperkte tijdschema om de noodzakelijke LTO-werkzaamheden voor te bereiden en uit te voeren; ii) de verouderde activa en het toegenomen systeemrisico doordat beide eenheden gebruikmaken van dezelfde technologie; iii) de gelijktijdige herstart en exploitatie van de LTO-eenheden gedurende de eerste drie jaar, en iv) de genormaliseerde elektriciteitskosten van een centrale waarvan de levensduur wordt verlengd, waarbij de O&M-kosten relatief hoger zijn dan bij een nieuwe kerncentrale.

(305) Engie voert voorts aan dat zowel de MOCP als de SDC-leningen strikt noodzakelijk zijn omdat: i) de betalingen die de Belgische staat in het kader van de beloningsovereenkomst verschuldigd is, geen betrekking hebben op belangrijke gevallen van niet-beschikbaarheid als gevolg van technische problemen of als gevolg van onverwachte internationale ontwikkelingen op regelgevingsgebied of nucleaire noodsituaties; ii) in tegenstelling tot wat in overweging 269, punt b), van het inleidingsbesluit wordt gesteld, dergelijke onverwachte gebeurtenissen geen "extreme, weinig waarschijnlijke" scenario's zijn, maar gebeurtenissen die zich in de komende tien jaar waarschijnlijk zullen voordoen, en iii) alleen gebeurtenissen gedekt worden die een bepaalde drempel overschrijden.

a) De beloningsovereenkomst biedt de mogelijkheid om de uitoefenprijs van het CfD in het voordeel van BE-NUC aan te passen in het geval van specifieke "heropeningsgebeurtenissen", die echter onderhevig zijn aan beperkingen en uitsluitingen. Zo zou een stillegging van een of beide LTO-eenheden voor het nemen van veiligheidsmaatregelen na een noodsituatie of als gevolg van een wijziging in de internationale regelgeving niet onder de beloningsovereenkomst vallen. Daarnaast zouden gevallen van niet-beschikbaarheid die het gevolg zijn van bepaalde technische problemen, zoals de volgende, niet onder de beloningsovereenkomst vallen: veiligheidsgerelateerde onderbrekingen na routinematige, wettelijk voorgeschreven inspecties, die deel uitmaken van de verwachte activiteiten; verplichte upgrades die vereist zijn op grond van bestaande of algemeen aanvaarde internationale regelgeving, zoals die welke werd vastgesteld krachtens Richtlijn 2014/87/Euratom van de Raad, die werd aangenomen naar aanleiding van de ramp in Fukushima ([123]); preventieve stilleggingen als gevolg van internationale incidenten, die een voorzienbare, wettelijk voorgeschreven maatregel zijn; strengere milieuvoorschriften opgelegd door regionale overheden, die vaak gevolgen hebben voor meerdere sectoren; verstoringen van de toeleveringsketen die noodzakelijk onderhoud of noodzakelijke reparaties in de weg staan, en onvoorziene aantasting van kritieke apparatuur.

b) De waarschijnlijkheid dat zich dergelijke gevallen voordoen als gevolg van technische problemen, wijzigingen in regelgeving of noodsituaties is niet zo laag als vermeld in het inleidingsbesluit en kan gevolgen hebben voor zowel de exploitatiekosten van de LTO-eenheden als de beschikbaarheid ervan. Engie wees in dit verband op het volgende:

— een ongeval zoals dat in Tsjernobyl of Fukushima kan niet worden uitgesloten, ondanks de huidige strenge regelgeving inzake nucleaire veiligheid.

— de opname van de MOCP in de overeenkomst was gebaseerd op de ervaring van Electrabel met de exploitatie van de Belgische kerncentrales: in de periode 2012-2022 deden zich elf significante onverwachte gevallen van niet-beschikbaarheid voor, om technische redenen die gevolgen hadden voor de zeven Belgische kernreactoren.

— er zijn verschillende recente voorbeelden van langdurige niet-beschikbaarheid van andere nucleaire vloten in de wereld (bv. Ringhals 4 in Zweden in 2022, Civaux 1 in Frankrijk in 2021, Taishan 1 in China in 2021).

([122]) Engie werd in 2018 met een dergelijke situatie geconfronteerd, toen verschillende eenheden gelijktijdig niet beschikbaar waren, waardoor de onderneming gemiddeld slechts 52 % van haar nominale capaciteit in bedrijf had. Engie moest zijn termijnhedges toen terugkopen in een context waarin de Belgische prijzen aanzienlijk waren gestegen en de interconnectiecapaciteit verzadigd was, waardoor het dat jaar een verlies van [0-0,5] miljard EUR (ebitda) leed op zijn nucleaire activiteiten (vergeleken met een winst van [0-0,5] miljard EUR in het voorgaande jaar).

([123]) Richtlijn 2014/87/Euratom van de Raad van 8 juli 2014 houdende wijziging van Richtlijn 2009/71/Euratom tot vaststelling van een communautair kader voor de nucleaire veiligheid van kerninstallaties (PB L 219 van 25.7.2014, blz. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Gebeurtenissen die leiden tot kosten van minder dan 5 miljoen EUR worden niet gekwalificeerd als "heropeningsgebeurtenissen" en worden daarom niet vergoed door de tegenpartij van de beloningsovereenkomst.

(306) Engie stelt dat de MOCP geen onbeperkte subsidie is (in tegenstelling tot wat de Commissie in haar inleidingsbesluit suggereerde) gezien de beëindigingsrechten van de tegenpartij van de beloningsovereenkomst als voorzien in die overeenkomst, die het mogelijk maken de blootstelling voor de Belgische staat te beperken.

(307) Engie voert aan dat de Belgische staat heeft ingestemd met het beginsel van verlenging van de SDC-leningen om dat deel van de kosten te dekken die zich na de herstartdatum voordoen, vanwege de vervroeging van de herstartdatum van de LTO-eenheden (van 2026 naar 2025) die op haar verzoek is afgesproken, hetgeen impliceert dat de LTO-werkzaamheden moeten worden uitgevoerd terwijl de eenheden in bedrijf zijn, wat zal leiden tot lagere inkomsten tijdens de eerste drie jaren van exploitatie. Dit sluit aan bij het tussen Engie en de Belgische staat overeengekomen basisbeginsel dat de aandeelhouders de kosten voor hun rekening nemen die voortvloeien uit de verlenging van de levensduur, terwijl BE-NUC de O&M-kosten financiert uit zijn eigen inkomsten.

(308) Wat de evenredigheid van de door het LTO-project geboden financiële mechanismen betreft, voert Engie aan dat zij BE-NUC niet beschermen tegen operationele risico's, zoals de Commissie in het inleidingsbesluit beweerde. BE-NUC wordt tijdens de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden voor een deel blootgesteld aan onder meer beschikbaarheidsrisico's, alsook aan overschrijdingen van de exploitatiekosten na de datum van volwaardige inbedrijfstelling, die het genereren van kasstromen kunnen belemmeren en het rendement van BE-NUC negatief kunnen beïnvloeden. Deze kosten worden onder meer veroorzaakt door een toename van de personeelskosten (programma's voor personeelsbehoud en extra wervings- en opleidingskosten in verband met de voortzetting van de activiteiten), O&M-kosten (stijgingen van de prijzen van materiaal, tekorten in de toeleveringsketen aan essentiële reserveonderdelen en componenten, eisen van het FANC (alle projectwijzigingen worden vóór goedkeuring grondig geëvalueerd en getoetst door het FANC), ongeplande grote storingen in apparatuur vóór de herstart enz.) en de brandstofkosten (de contracten zijn gedeeltelijk gekoppeld aan de marktontwikkeling).

(309) Daarnaast stelt Engie dat Electrabel, als exploitant van de LTO-eenheden, sterke prikkels heeft om de beschikbaarheid van de LTO-eenheden onder normale bedrijfsomstandigheden te maximaliseren, omdat het een schadevergoeding moet betalen wanneer de beschikbaarheid in een contractjaar onder de [90-100] % daalt.

(310) Engie heeft een simulatie ingediend waaruit de impact op de winstgevendheid van de LTO-eenheden blijkt van gebeurtenissen die niet onder het MOCP-mechanisme vallen: i) gevallen van verminderde beschikbaarheid tijdens de bedrijfsfase, ter illustratie (verhoging van het "Forced Outage Rate" ("FOR")), en ii) toename van bepaalde exploitatiekosten na de afrekeningsdatum als gevolg van onvoorziene kosten, alsook een combinatie van beide gebeurtenissen. Tabel 16 laat zien dat deze gebeurtenissen een aanzienlijk negatief effect kunnen hebben op de interne rentabiliteit van BE-NUC.

Tabel 16

Effect op de winstgevendheid van de LTO-eenheden (100 %) van gebeurtenissen die niet onder het MOCP-mechanisme vallen

	Basisscenario (geen verminderde beschikbaarheid)	FOR +5 %	FOR +10 %
Basisscenario (geen overschrijding van de exploitatiekosten)		IRR = [5-10] % NCW = – [100-300] miljoen EUR	IRR = [0-5] % NCW = – [200-400] miljoen EUR
OPEX +5 %	IRR = [5-10] % NCW = – [0-200] miljoen EUR	IRR = [5-10] % NCW = – [100-300] miljoen EUR	IRR = [0-5] % NCW = – [200-400] miljoen EUR
OPEX +10%	IRR = [5-10] % NCW = – [0-200] miljoen EUR	IRR = [0-5] % NCW = – [100-300] miljoen EUR	IRR = [0-5] % NCW = – [200-400] miljoen EUR

Bron: antwoord van Engie op het inleidingsbesluit

(311) Engie stelt ook dat de rentevoet op de SDC-leningen evenredig en passend is, zoals blijkt uit een onafhankelijke analyse ([124]). Engie voegt daaraan toe dat de SDC-leningen aan het einde van de LTO-periode moeten worden terugbetaald, vermeerderd met rente, mits BE-NUC over voldoende kasmiddelen beschikt.

5.2.4. *Standpunt van Engie betreffende de voorwaarden van de WCF en de aandeelhoudersleningen*

(312) Engie heeft verduidelijkt dat de rente op de aandeelhoudersleningen en de WCF een marktconforme rente zal zijn die door de raad van bestuur van BE-NUC wordt bepaald op basis van de geldende marktrente en eventuele vergelijkbare schuldfinanciering door derden die op het desbetreffende moment beschikbaar is.

(313) Engie heeft ook verduidelijkt dat het een termsheet heeft opgesteld met een beschrijving van de methode die wordt gevolgd om de rentevoeten vast te stellen. Engie heeft uitgelegd dat deze methode in overeenstemming is met het beleid van Engie inzake verrekenprijzen voor leningen en met het BEPS-beginsel van de OESO dat ervoor zorgt dat de rentevoet op objectieve wijze wordt vastgesteld (zie overweging 63).

(314) Engie concludeert derhalve dat de rentevoet van zowel de WCF als de aandeelhoudersleningen evenredig is.

5.2.5. *Standpunt van Engie over de overeenkomst inzake energiebeheersdiensten (EMSA)*

(315) Ten eerste heeft Engie benadrukt dat de entiteit van de Engie-groep ("GEMS") die als EMSA-partner zou kunnen worden geselecteerd in het kader van de aanbestedingsprocedure, of als tijdelijke terugvaloptie, volledig onafhankelijk zal zijn van het bedrijfsonderdeel Nuclear. Engie verduidelijkt dat er sinds januari 2024 enerzijds passende aanbestedingsprocedures en anderzijds firewalls binnen de Engie-groep zijn ingevoerd om enige betrokkenheid van Electrabel bij de selectie van de EMSA-partner te voorkomen.

(316) Ten tweede voert Engie aan dat er geen risico op marktafscherming bestaat als gevolg van de mogelijke selectie van GEMS bij de EMSA-aanbesteding. Engie voerde aan dat GEMS zich aan een nauwkeurig mandaat zal moeten houden waarin de biedings- en onbalansstrategie wordt gespecificeerd (en waarvan het niet kan afwijken). Hiervoor krijgt het een vergoeding. De eigendom van de elektriciteit blijft tot de verkoop ervan bij BE-NUC berusten. Aangezien de overeenkomstige verkopen van BE-NUC niet aan GEMS/de Engie-groep zouden kunnen worden toegerekend, zou de positie van Electrabel op de Belgische markt derhalve niet worden versterkt indien GEMS als EMSA-partner zou worden aangewezen.

(317) Ten derde voldoet de aanbestedingsprocedure voor de selectie van de EMSA-partner aan de vereisten die de Commissie in de praktijk heeft ontwikkeld, aangezien deze concurrerend, transparant, niet-discriminerend en onvoorwaardelijk is. De procedure is op EU-niveau gepubliceerd; daarbij zullen de criteria voor kwalificatie worden gespecificeerd (met name met betrekking tot de financiële draagkracht en operationele ervaring van de inschrijver). Indien GEMS via de aanbestedingsprocedure zou worden geselecteerd, kan de aanwijzing van GEMS als EMSA-partner derhalve als evenredig worden beschouwd. Engie stelt voorts dat, indien de aanbestedingsprocedure niet succesvol is en GEMS bij wijze van terugvaloptie wordt aangewezen als EMSA-partner, toch aan het evenredigheidscriterium zou worden voldaan: GEMS zal tegen marktvoorwaarden worden beloond op basis van een prijs die in geval van onenigheid tussen de partijen door een onafhankelijke deskundige zal worden vastgesteld, zodat deze vergoeding niet verder gaat dan wat strikt noodzakelijk is om het doel van de EMSA te bereiken. Engie heeft bovendien uitgelegd dat deze noodoplossing slechts tijdelijk zou zijn en dat de Belgische staat onmiddellijk een nieuwe openbare aanbesteding zou organiseren.

([124]) Memorandum van Compass Lexecon van 22 augustus 2024 "*Supplementary note on MOCP and SDC Loan*", punt 1.12.

5.3. **Standpunt van Engie over de overeenkomst inzake het kernafval**

(318) Engie voert aan dat het totale bedrag van de "waste cap" toereikend is om eventuele bijkomende risico's te dekken waarmee bij de berekening van het basisbedrag geen rekening is gehouden. Engie merkt voorts op dat op basis van de "waste cap" naar verwachting aanzienlijk minder risico's aan de staat zullen worden overdragen dan het geval was in het Duitse precedent waarvan de geldigheid door de Commissie is erkend. Engie voert met name het volgende aan:

a) het afval zal niet automatisch aan Hedera worden overgedragen wanneer het bedrag voor de "waste cap" wordt betaald. Alleen afvalstoffen die voldoen aan zeer strenge contractuele overdrachtscriteria zullen worden overgedragen; voor het overige afval blijft Electrabel aansprakelijk. De contractuele overdrachtscriteria zijn vastgesteld door deskundigen en zijn gebaseerd op de huidige beste praktijken. Indien Electrabel zich genoodzaakt ziet nog meer afval over te dragen, moet het Hedera bovendien een aanvullend bedrag betalen ("vergoeding voor volumeaanpassing").

b) in de Duitse zaak bleef er onzekerheid bestaan over de plaats van de afvalbergingslocaties, terwijl in het onderhavige geval de definitieve bergingsfaciliteit voor afvalstoffen van categorie A reeds bekend is, waardoor de onzekerheden aanzienlijk minder zijn.

c) in tegenstelling tot de Duitse zaak omvat het basisbedrag voor het LTO-project al een hoog niveau van onvoorziene uitgaven.

d) in de Duitse zaak werd gebruikgemaakt van een nominale disconteringsvoet van 4,58 % (vastgesteld op basis van de Eiopa-percentages). Tegen de achtergrond van de aanzienlijk gestegen rente van Eiopa (+ 56 basispunten) lijkt de veel lagere nominale disconteringsvoet van 3 % (– 158 basispunten) die in het LTO-project wordt gebruikt, volledig in overeenstemming te zijn met het huidige renteniveau. Bovendien is het voor het LTO-project gehanteerde reële percentage van 1 % conservatief in vergelijking met andere Europese landen.

e) Hedera zal een investeringsrendement kunnen behalen dat toereikend is om aan haar betalingsverplichtingen te voldoen. Het door [...] uitgevoerde onderzoek naar activa- en passivabeheer voor de herziening door de CNV van 2022 ondersteunt dit standpunt.

(319) Engie concludeert derhalve dat het door Electrabel in het kader van de afvalstoffenovereenkomst betaalde bedrag de door de Belgische staat overgenomen onzekerheden voldoende zal dekken en dus evenredig is.

(320) Met betrekking tot de ontmantelingsverplichtingen voert Engie aan dat Electrabel, als nucleaire exploitant van de zeven Belgische kernreactoren, aansprakelijk blijft voor zijn ontmantelingsverplichtingen. Engie erkent evenwel dat België de (stijging van de) ontmantelingskosten die rechtstreeks uit het LTO-project voortvloeien, zal dekken door middel van een eenmalige (volledige en finale) forfaitaire betaling aan Electrabel.

(321) Engie verwijst naar het advies van de CNV over de verplichtingen voor buitengebruikstelling en ontmanteling van de LTO-eenheden, waarin deze concludeerde dat het LTO-project zal leiden tot een stijging van de ontmantelingskosten (dyssynergie) met [100-500] miljoen EUR (in waarden van 2021) of, in geactualiseerde waarden van 2023, met [100-500] miljoen EUR (berekend in "overnight costs"). Engie concludeert derhalve dat het bedrag voor de overdracht van de aanvullende ontmantelingsverplichtingen die voortvloeien uit de verlenging van de levensduur, zoals gedefinieerd door de CNV, evenredig is.

6. **OPMERKINGEN VAN DERDEN**

(322) Naast de opmerkingen van Engie heeft de Commissie opmerkingen ontvangen van zeven derde partijen tijdens de openbare raadpleging over het inleidingsbesluit, die tot 9 september 2024 liep.

(323) Er werden opmerkingen ontvangen van lidstaten, ondernemingen, verenigingen en niet-gouvernementele organisaties. De opmerkingen van derde partijen worden ook behandeld in de relevante onderdelen van de beoordeling zonder specifieke verwijzing naar de desbetreffende opmerking.

(324) Hieronder volgt een beschrijving van de opmerkingen en observaties van derde partijen die relevant zijn voor de beoordeling van de staatssteun, gegroepeerd naar onderwerp.

6.1. **Opmerkingen over het bestaan van steun**

(325) Er werden geen opmerkingen over het bestaan van steun ontvangen.

6.2. **Opmerkingen over de verenigbaarheid van de steun**

6.2.1. *Opmerkingen over de geschiktheid en de noodzaak van de maatregel*

(326) De meerderheid van de derde partijen gaf aan dat zij achter de bezwaren staan die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit in verband met de geschiktheid en de noodzaak van de maatregel.

6.2.1.1. Algemene opmerkingen

(327) Eén derde partij was het niet eens met het standpunt van de Commissie betreffende het bestaan en de relevantie van de door de Belgische staat gestelde tekortkomingen van de markt en voerde aan dat nucleaire technologie eenvoudigweg niet kosteneffectief is en niet met overheidsmiddelen mag worden ondersteund. Deze partij herinnerde eraan dat exploitatiesteun op grond van de EU-staatssteunregels in het algemeen alleen in uitzonderlijke omstandigheden is toegestaan en beperkt moet blijven tot technologieën die nog niet commercieel rendabel of uitontwikkeld zijn, en dat ook in dat geval aan specifieke voorwaarden moet worden voldaan. Deze derde partij was het er niet mee eens dat de steun voor kernenergie, die zij als een volwassen en onrendabele technologie beschouwt, geschikt en noodzakelijk was.

(328) Drie van de zeven derde partijen voerden aan dat kernenergie geen geschikte technologie is om problemen in verband met de voorzieningszekerheid aan te pakken vanwege de geringe flexibiliteit van kerncentrales, die voortdurend energie moeten produceren aangezien veel modulatie niet wenselijk is.

6.2.1.2. Geschiktheid van de opzet van het CfD

(329) Vijf van de zeven respondenten deelden de bezorgdheid van de Commissie over de geschiktheid van de opzet van het CfD. De belangrijkste punten van zorg waren: i) de conformiteit met de EU-wetgeving; ii) vaststelling van de uitoefenprijs zonder mededingingsprocedure (zoals voor offshorewindmolenparken); iii) de beperkte stimulansen om de productie aan te passen aan de marktomstandigheden, aangezien (in de oorspronkelijke opzet van het CfD) de drempel voor vermindering van de productie pas wordt bereikt na zes uur negatieve prijzen op de elektriciteitsmarkten; iv) de keuze van de referentieprijs.

(330) Eén derde partij erkende echter dat het voor nucleaire exploitanten moeilijk is om te reageren op marktsignalen als gevolg van de beperkte modulatiecapaciteit van kerncentrales. Daarnaast voerde één derde partij aan dat er bij het ontwerpen van contracten ter verrekening van verschillen geen standaardoplossing moet worden toegepast en dat de lidstaten de ruimte moeten hebben om de opzet van het CfD aan te passen op basis van specifieke omstandigheden. Zo moeten de voor CfD's geldende beginselen anders worden toegepast bij nucleaire technologieën dan bij intermitterende energiebronnen en moet worden erkend dat kerncentrales als basislastcapaciteit dienen.

(331) De Commissie merkt op dat geen van de derde partijen ten tijde van het inleidingsbesluit concrete opmerkingen had over de manier waarop de door de Belgische staat voorgestelde opzet van het CfD kon worden verbeterd.

6.2.2. *Opmerkingen over de evenredigheid van de maatregel*

(332) Zes van de zeven derde partijen stonden achter de bezwaren die de Commissie in het inleidingsbesluit heeft geuit in verband met de evenredigheid van de maatregel.

6.2.2.1. Opmerkingen over het pakket financiële maatregelen

(333) In algemene zin waren vijf van de zeven respondenten van mening dat het pakket financiële vergoedingsmaatregelen (waaronder het CfD, de MOCP, verschillende leningen) niet evenredig was. Deze derde partijen waren het eens met de voorlopige beoordeling van de Commissie in het inleidingsbesluit dat het pakket financiële vergoedingsmaatregelen de risico's voor Engie volledig zou kunnen wegnemen.

(334) Eén partij voerde aan dat de Belgische regering bij deze overeenkomst de meest ongunstige positie inneemt, met een reeks financiële verplichtingen om Engie over te halen aan de overeenkomst deel te nemen, waarbij de risico's uiteindelijk door de Belgische belastingbetaler worden gedragen.

(335) Eén partij vergeleek de overeenkomst, net als de Commissie, met de vorige verlenging van de levensduur van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 in 2015, en herinnerde eraan dat die verlenging van de levensduur werd bereikt zonder staatssteun.

(336) Wat de vergoeding en de berekening van de interne rentabiliteit (IRR) betreft, merkte één derde partij op dat, hoewel dit rendementsniveau mogelijk gebruikelijk is in de kernenergiesector, de huidige interne rentabiliteit voorbijgaat aan de vele risicobeperkende elementen die in de voorgestelde overeenkomst zijn opgenomen. Hoewel deze partij geen concrete aanwijzingen verstrekte over wat een evenredige interne rentabiliteit zou zijn, achtte zij een neerwaartse bijstelling noodzakelijk.

(337) De Commissie merkt op dat derde partijen het erover eens zijn dat het pakket financiële beloningsmaatregelen zorgvuldig moet worden onderzocht.

6.2.2.2. Opmerkingen over de afvalstoffenovereenkomst

(338) Als algemene opmerking wees een derde partij erop dat de exploitatie van kerncentrales zeer moeilijk afbreekbare en gevaarlijke stoffen oplevert die van nature nergens op aarde voorkomen. Deze partij voerde aan dat de volledige kostenbegroting van de elektriciteitsproductie een geloofwaardig plan moeten omvatten voor de behandeling van deze stoffen na het gebruik ervan voor de productie van energie.

(339) Wat het beheer van kernafval betreft, voerde dezelfde partij aan dat diepe geologische bergingsplaatsen niet onbeperkt veilig zijn, aangezien geologische formaties die gedurende lange perioden in de geschiedenis van de aarde stabiel zijn gebleven, op lange termijn onstabiel kunnen worden als gevolg van de klimaatverandering of de straling zelf. Daarom zou het op grond van het voorzorgsbeginsel beter zijn het afval boven de grond op te slaan of op gemakkelijk toegankelijke locaties waar de verpakking van het afval om de vijftig tot honderd jaar kan worden vervangen.

(340) Wat de economische aspecten van de afvalstoffenovereenkomst betreft, waren verscheidene derde partijen van mening dat de overeenkomst te gunstig is voor Engie, aangezien de kosten voor de behandeling van kernafval zouden worden onderschat.

(341) De Commissie merkt op dat de meeste derde partijen geen concrete informatie hebben verstrekt over welk deel van de afvalstoffenovereenkomst zij problematisch achten, welke parameters moeten worden gewijzigd en wat een redelijk en evenredig bedrag voor de afvalstoffenovereenkomst zou zijn. Slechts één partij voerde aan dat België ook rekening moest houden met de kosten voor het identificeren van een stortplaats voor kernafval, maar verstrekte hierover ook niet meer details.

6.2.3. *Ontvangen opmerking over mogelijke buitensporige verstoringen van de mededinging en het handelsverkeer tussen de lidstaten*

6.2.3.1. Gevolgen voor hernieuwbare energiebronnen en het koolstofvrij maken van het energiesysteem

(342) Zes van de zeven derde partijen voerden aan dat steun voor kernenergie niet klimaatvriendelijk is, ook al draagt deze bij tot minder CO_2-uitstoot. Deze derde partijen wijzen erop dat steun voor kernenergie de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen vertraagt en niet bijdraagt tot de verwezenlijking van de klimaatdoelstellingen. In dit verband voerden zij met name de volgende argumenten aan:

a) één derde partij was bezorgd over het feit dat het niveau en de vorm van de overheidssubsidies voor de kerncentrales in Doel en Tihange de stimulansen voor de uitbreiding van hernieuwbare energie zouden kunnen verminderen en zo het koolstofvrij maken van het Europese energiesysteem en de elektrificatie van de economie zouden kunnen vertragen. Een andere derde partij wees erop dat, aangezien de productie van zonne- en windenergie zal moeten worden aangepast aan de inflexibele productie van kernenergie, deze vorm van energieproductie zal worden benadeeld. Met name omdat hernieuwbare energiebronnen aan concurrentie blootstaan, terwijl de lidstaten de risico's van nucleaire exploitanten overnemen.

b) sommige derde partijen voerden aan dat het gebruik van kernenergie geen legitieme strategie kan zijn om de economieën van de EU koolstofvrij te maken, aangezien kernenergie niet kostenconcurrerend is, teveel beslag legt op schaarse middelen (niet alleen financiële, maar ook personele en materiële middelen) en systematisch te kampen heeft met vertragingen.

c) één derde partij voerde aan dat, zelfs indien nucleaire technologie meer kan bijdragen tot decarbonisatie dan andere technologieën, de algehele milieubalans negatief is (bv. vanwege de verwijdering van nucleair afval).

d) één derde partij merkte op dat de aan Engie verleende staatssteun een groot aantal kleinere actoren in het toekomstige gedecentraliseerde energiesysteem zou kunnen benadelen. Deze partij drong er bij de Commissie op aan rekening te houden met het investeringsklimaat voor zonne- en windenergie in België, d.w.z. andere, kosteneffectievere technologieën waarvoor mogelijk geen staatssteun nodig is, alvorens grote bedragen aan staatssteun voor kerncentrales vast te leggen. Deze partij pleitte er ook voor de toekomstige behoefte aan basislastelektriciteit te beoordelen.

(343) Eén derde partij was het daarentegen niet eens met de hierboven uiteengezette argumenten en voerde aan dat kernenergie een belangrijke rol speelt bij de verwezenlijking van de klimaatdoelstellingen van de EU en het garanderen van de voorzieningszekerheid. Deze partij heeft de Commissie verzocht rekening te houden met de complexiteit van nucleaire investeringen en de lidstaten een zekere handelingsvrijheid te gunnen om steunmaatregelen te kiezen die geschikt zijn om investeringen in kernenergie te ondersteunen.

6.2.3.2. Ontbreken van een aanbestedingsprocedure en de verkoop van kernenergie

(344) Eén derde partij betreurde dat over de voorgestelde overeenkomst tussen de Belgische Staat, Engie en Electrabel voor de verlenging van de levensduur van Doel 4 en Tihange 3 is onderhandeld zonder dat er een aanbestedingsprocedure is georganiseerd. Volgens deze respondent had een portefeuille van grootschalige hernieuwbare energiebronnen gecombineerd met opslag in batterijen een vergelijkbaar stroomopwekkingsprofiel kunnen opleveren als kernenergie.

(345) Met betrekking tot de manier waarop de verkoop van kernenergie in de huidige overeenkomst is geregeld, verklaarde een andere respondent dat energiebeheersdiensten door een onafhankelijke partij moeten worden verleend indien in het kader van een aanbestedingsprocedure geen geschikte bieder kan worden gevonden.

6.2.4. *Overige opmerkingen van derden*

(346) Eén derde partij heeft aangevoerd dat het gebruik van kernenergie voor de productie van elektriciteit in strijd is met het beginsel dat de vervuiler betaalt en het voorzorgsbeginsel van artikel 191 VWEU.

(347) Verscheidene derde partijen hebben hun bezorgdheid geuit over veiligheidsproblemen in verband met de exploitatie van nucleaire technologie.

a) Eén partij was van mening dat ernstige ongevallen in kerncentrales niet kunnen worden uitgesloten, wat ook gevolgen kan hebben voor andere lidstaten.

b) Meer in het algemeen was dezelfde partij van mening dat het gevaar van kerncentrales in gewapende conflicten onlangs duidelijk is geworden; civiele nucleaire infrastructuur is immers in beginsel niet gebouwd om de directe en indirecte gevolgen van oorlogshandelingen te kunnen weerstaan. Als zodanig kunnen kerncentrales potentiële doelwitten worden, waarvan de vernietiging radioactieve besmetting kan veroorzaken, wat niet alleen een enorm veiligheidsrisico inhoudt, maar ook de energievoorziening van een land kan destabiliseren.

c) Een andere partij voerde aan dat elke verlenging van de levensduur van een kerncentrale, ook al wordt zij gemoderniseerd en wordt de veiligheid ervan verbeterd, grotere risico's inhoudt op schadelijke gevolgen, aangezien de kwaliteit en betrouwbaarheid van de componenten van kernreactoren in de loop der tijd afnemen. Volgens deze partij leidt veroudering tot sterk verontreinigde reactorcomponenten en daarmee tot een toename van defecten en operationele storingen.

d) Eén partij herinnerde eraan dat de beschikbaarheid van uranium en thorium nog altijd beperkt is en dat de afhankelijkheid van de EU-lidstaten van de invoer van uraniumertsen bijna 100 % bedraagt. Deze partij verwerpt het idee van een "splijtstofkringloop" met het argument dat de opwerking van verbruikte splijtstof niet onbeperkt kan worden herhaald en stelt dat opwerking aanzienlijke veiligheids-, gezondheids-, milieu- en proliferatierisico's met zich meebrengt.

(348) Eén derde partij stelde bezorgd te zijn over de uitvoering van de milieueffectbeoordeling. Zij stelde met name dat belangrijke kwesties met betrekking tot de noodzakelijke verbeteringen van de veiligheid en het verouderingsbeheer bij de openbare raadpleging niet in aanmerking zouden zijn genomen. Volgens deze partij had zij haar standpunt uitvoerig uiteengezet, maar was daarmee geen rekening gehouden.

(349) Ten slotte herinnerde een derde partij eraan dat, hoewel een van de argumenten die België heeft aangevoerd om het LTO-project uit te voeren, de vermindering van zijn afhankelijkheid van Russisch aardgas is, de Europese nucleaire industrie voor haar splijtstof sterk afhankelijk blijft van Rusland, aangezien Rusland een belangrijke rol speelt bij zowel de productie als de opwerking van uranium. Volgens deze respondent zou het gemakkelijker zijn om alternatieve bronnen van aardgas te vinden dan Rusland zijn huidige rol in de Europese nucleaire sector te ontnemen.

7. REACTIE VAN BELGIË OP DE OPMERKINGEN VAN DERDEN

(350) De Belgische autoriteiten hebben op 30 oktober 2024 gereageerd op de opmerkingen van derden.

(351) In het algemeen verwelkomde de Belgische staat de gemaakte opmerkingen, maar hij was van mening dat verschillende van de aangevoerde punten van zuiver politieke aard waren, vaag geformuleerd of op een onjuist begrip van het LTO-project berustten.

(352) Daarnaast wees België erop dat de meeste van de aan de orde gestelde kwesties al in zijn eerdere opmerkingen en zijn reactie op het inleidingsbesluit waren besproken. De belangrijkste argumenten die België heeft aangedragen in reactie op de aandachtspunten van derden, worden hieronder uiteengezet. Daarbij worden met name de reacties op opmerkingen die rechtstreeks van belang zijn voor de beoordeling van de staatssteun besproken.

(353) Op de kritiek van sommige derde partijen dat andere financieringsmechanismen of andere productietechnologieën in overweging hadden moeten worden genomen (zoals een aanbestedingsprocedure voor het stroomopwekkingsprofiel die openstaat voor andere energieproducenten, het gebruik van het Belgische capaciteitsmechanisme, investeringen in grootschalige hernieuwbare energiebronnen en batterijopslag), heeft België het volgende geantwoord:

a) België verwees naar de belangrijke investeringskosten die komen kijken bij nucleaire projecten en het feit dat er vaker sprake is van marktfalen dan bij andere technologieën (zie overweging 39), waardoor financiering van het LTO-project via het Belgische capaciteitsmechanisme onmogelijk is. Daarnaast heeft België aangevoerd dat een veilingmechanisme, zoals de veilingen in het kader van het Belgische capaciteitsmechanisme, geen geschikt instrument is om de productie van kernenergie te financieren, zodat voor de LTO-eenheden een specifiek steunpakket benodigd is.

b) België herinnerde eraan dat de lidstaten overeenkomstig artikel 194, lid 2, VWEU het recht hebben om hun eigen energiebeleid vorm te geven, met inbegrip van de mogelijkheid om kernenergie in hun energiemix op te nemen, en dat een gevarieerde combinatie van energieproductiemethoden essentieel is voor de instandhouding van een betrouwbaar en evenwichtig elektriciteitsnet. België heeft in 2022 besloten dat de betrokken nucleaire capaciteit nog tien jaar deel moest uitmaken van de Belgische energiemix, en stelt dat dit besluit over de energiemix niet kan afhangen van het resultaat van een veiling.

c) Daarnaast heeft België benadrukt dat alleen Electrabel als huidige eigenaar (meerderheidsaandeelhouder) van de LTO-eenheden en als enige exploitant van kerncentrales in België redelijkerwijs in staat is de LTO-eenheden te exploiteren. België wijst erop dat toegang tot nucleaire productiecapaciteit speciale, en zelfs landspecifieke knowhow vereist waarover niet alle marktdeelnemers beschikken, en dat een aanbesteding in dit geval geen zinvolle resultaten zou hebben opgeleverd, aangezien geen enkele andere exploitant dan Electrabel had kunnen worden geselecteerd.

(354) Met betrekking tot de opmerkingen van derden over het pakket met de verschillende maatregelen ter ondersteuning van het LTO-project (financiële steun, afvalstoffenovereenkomst), waarin zij stelden dat deze buitensporig, niet verenigbaar met marktprikkels en niet evenredig zouden zijn, voert België aan dat de overeenkomsten verschillende mechanismen bevatten die BE-NUC ertoe zullen aanzetten zoveel mogelijk te reageren op marktsignalen, voor zover de technische beperkingen van de centrales dat toelaten. België stelde met name:

a) wat het CfD betreft, herhaalde België dat de opzet van het CfD wordt bepaald door de technische, wettelijke en economische beperkingen van de LTO-eenheden. Het omvat een mechanisme voor het delen van winsten en verliezen, gebaseerd op een interne rentabiliteit tussen 6 % en 8 % dat BE-NUC stimuleert om: i) zijn kostenstructuur te optimaliseren voordat de uitoefenprijs wordt vastgesteld en herzien; ii) de productie van de centrales te maximaliseren wanneer er hoge prijzen worden verwacht en er in het elektriciteitssysteem schaarste wordt verwacht (bv. wintertijd); iii) potentiële uitzonderlijke winsten te beperken; iv) modulaties in gang zetten in geval van langdurige perioden van negatieve prijzen, en v) ervoor te zorgen dat de geplande onderbrekingen voor het verlengen van de levensduur, onderhoud en splijtstofwissels in de zomer gepland worden, wanneer de prijzen doorgaans het laagst zijn.

b) wat betreft de combinatie van verschillende financiële submaatregelen die naast het CfD zouden worden toegepast, voert België aan dat deze maatregelen beperkt zijn tot het noodzakelijke minimum en elk betrekking hebben op specifieke risico's die verband houden met het LTO-project (en dus complementair zijn). België wijst erop dat: i) het MOCP-mechanisme en de SDC-leningen van essentieel belang zijn om ervoor te zorgen dat BE-NUC voldoende kasstromen genereert om de exploitant te betalen en de operationele levensvatbaarheid op lange termijn te waarborgen, en ii) de joint venture, de aandeelhoudersleningen en de werkkapitaalfaciliteit zodanig zijn ontworpen dat voor zowel de Belgische staat als Electrabel als aandeelhouders dezelfde voorwaarden gelden. De daartoe strekkende overeenkomsten worden tegen marktvoorwaarden aangegaan.

c) België voert aan dat het LTO-project niet in strijd is met het beginsel "de vervuiler betaalt" en het voorzorgsbeginsel en wijst erop dat vergelijkbare nucleaire projecten in Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, zowel wat de financieringsmechanismen als de beperking van de aansprakelijkheid voor het afval ("waste cap") betreft, reeds in overeenstemming zijn bevonden met het beginsel dat de vervuiler betaalt en het voorzorgsbeginsel, en derhalve door de Commissie zijn goedgekeurd.

d) met betrekking tot de afvalstoffenovereenkomst heeft België aangevoerd dat de betreffende verplichtingen met betrekking tot het kernafval aan de Belgische staat zullen worden overgedragen door betaling van een forfaitair bedrag van 15 miljard EUR, waarvan de hoogte is vastgesteld op basis van een gedegen methode en deskundige input. België heeft er ook op gewezen dat de eindverantwoordelijkheid voor het veilige beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval bij de lidstaten ligt, een fundamenteel beginsel dat is verankerd in artikel 4, lid 1, van Richtlijn 2011/70/Euratom van de Raad ([125]).

(355) Wat de opmerkingen van derde partijen over de belemmering van de ontwikkeling van hernieuwbare energie betreft, voert België aan dat de vraag naar elektriciteit zal blijven stijgen, waardoor alle soorten elektriciteitsproductie kansen krijgen. België benadrukt voorts dat het voornemens is om de ontwikkeling van de sector hernieuwbare energie verder te stimuleren en te ondersteunen.

(356) Wat de opmerking van derde partijen over de milieueffectbeoordeling betreft, voert België aan dat er een milieueffectbeoordeling van het LTO-project is uitgevoerd op initiatief van de FOD Economie, die volledig voldeed aan de Belgische wetgeving en het Verdrag van Aarhus ([126]). Daarnaast benadrukt België dat alle regels inzake overheidsopdrachten door de Belgische autoriteiten en Engie zijn nageleefd.

(357) Wat de zorgen van derde partijen over de verkoop van elektriciteit die met kernenergie wordt opgewekt betreft, heeft België benadrukt dat er specifieke waarborgen zijn vastgesteld om meer zekerheid te bieden met betrekking tot de EMSA-partner. België benadrukt dat Engie zal worden uitgesloten van de selectie- en besluitvormingsprocedure en dat er voldoende maatregelen zullen worden genomen om belangenconflicten te voorkomen in het geval dat GEMS aan de EMSA-aanbesteding deelneemt.

(358) In reactie op de opmerking over de aanhoudende afhankelijkheid van Rusland voert België aan dat de leveringscontracten van Synatom waarover is onderhandeld of waarover wordt onderhandeld via het Voorzieningsagentschap van Euratom, leveranciers van natuurlijk uranium en conversiediensten uit Rusland uitdrukkelijk uitsluiten.

8. **BEOORDELING VAN DE MAATREGEL**

8.1. **Het bestaan van staatssteun**

(359) Krachtens artikel 107, lid 1, VWEU zijn steunmaatregelen van staten of in welke vorm ook met staatsmiddelen bekostigd die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen, onverenigbaar met de interne markt, voor zover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt.

(360) Een maatregel vormt staatssteun in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU, indien hij aan vier cumulatieve voorwaarden voldoet. Ten eerste moet de maatregel door de staat of met staatsmiddelen zijn gefinancierd. Ten tweede moet de maatregel een begunstigde een voordeel verschaffen. Ten derde moeten bepaalde ondernemingen of economische activiteiten door de maatregel worden bevoordeeld (d.w.z. er moet een zekere mate van selectiviteit zijn). Ten vierde moet de maatregel de handel tussen de lidstaten ongunstig kunnen beïnvloeden en de mededinging op de interne markt kunnen verstoren.

([125]) Richtlijn 2011/70/Euratom van de Raad van 19 juli 2011 tot vaststelling van een communautair kader voor een verantwoord en veilig beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval (PB L 199 van 2.8.2011, blz. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Verdrag van de Economische Commissie voor Europa van de Verenigde Naties (VN/ECE) betreffende toegang tot informatie, inspraak in besluitvorming en toegang tot de rechter inzake milieuaangelegenheden, beter bekend als het Verdrag van Aarhus. Het Verdrag van Aarhus is een multilaterale milieuovereenkomst die burgers meer en transparantere mogelijkheden biedt om toegang te krijgen tot milieu-informatie en een betrouwbare regelgevingsprocedure waarborgt.

(361) In punt 4.1.1 van het inleidingsbesluit heeft de Commissie uitgelegd dat de drie onderdelen van de aangemelde maatregel samen waren gepland en onlosmakelijk met elkaar verbonden zijn. Volgens punt 81 van de mededeling van de Commissie betreffende het begrip "staatssteun" kunnen verschillende maatregelen als één enkele maatregel worden beschouwd. Dit kan onder meer het geval zijn wanneer opeenvolgende maatregelen, met name gelet op de chronologie en de doeleinden ervan alsook op de toestand waarin de onderneming zich ten tijde van die maatregelen bevond, zo nauw met elkaar verbonden zijn dat zij onmogelijk afzonderlijk kunnen worden bezien ([127]). Wanneer bijvoorbeeld een reeks overheidsmaatregelen ten behoeve van dezelfde onderneming in een betrekkelijk korte tijdsspanne plaatsvinden, met elkaar verbonden zijn of alle gepland of voorzienbaar waren op het tijdstip van de eerste maatregel, kunnen zij als één maatregel worden beoordeeld ([128]).

(362) De Commissie heeft in de overwegingen 204 en 208 van het inleidingsbesluit uitgelegd dat de drie onderdelen van de maatregel, met inbegrip van al hun subonderdelen, samen gericht zijn op de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden, aangezien zij samen waren gepland, hetzelfde doel hebben en zijn vastgesteld in dezelfde overeenkomst, namelijk de uitvoeringsovereenkomst van 13 december 2023 (zie overweging 24), en dezelfde wetgevingshandeling, namelijk de wet houdende de verzekering van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie en de hervorming van de sector van de nucleaire energie (Phoenix-wet, zie punt 3.5.2), en alle worden toegekend door dezelfde steunverlenende autoriteit, namelijk de Belgische staat. Bovendien werd de verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren, en dus het LTO-project, geïnitieerd door de Belgische regering, en stelden Engie en Electrabel hun deelname aan de overeenkomst afhankelijk van een passende vergoeding, een garantie tegen wetswijzigingen met betrekking tot de elektriciteitsproductie uit nucleaire bronnen en verdere risicobeperking met betrekking tot de kosten van het kernafval (zie overweging 23). Daarom zijn de drie onderdelen van de aangemelde maatregel, met inbegrip van de subonderdelen ervan, nauw met elkaar verbonden en zou het onmogelijk zijn geweest ze van elkaar te scheiden, aangezien zij samen een noodzakelijke voorwaarde vormen voor de deelname van Engie en Electrabel aan het LTO-project.

(363) Gezien het bovenstaande is de Commissie van oordeel dat de drie onderdelen samen als één enkele maatregel moeten worden onderzocht. De drie onderdelen zijn van elkaar afhankelijk en hebben wederzijds versterkende effecten op de prestaties van het LTO-project. De Commissie kwam ook tot de voorlopige conclusie, die van toepassing is op de drie onderdelen van de maatregel tezamen, dat de interventie staatssteun vormt aangezien deze werd verleend met staatsmiddelen die toerekenbaar zijn aan de Belgische staat, dat door de maatregel een selectief economisch voordeel wordt verleend en dat hij het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig kan beïnvloeden en de mededinging op de interne markt kan vervalsen.

(364) De Commissie heeft tijdens het formele onderzoek geen redenen gevonden om haar beoordeling te wijzigen. Aangezien de drie onderdelen van de maatregel samen zijn gepland, hetzelfde doel hebben, bij dezelfde overeenkomst en wet zijn vastgesteld, door dezelfde steunverlenende autoriteit worden toegekend en alle drie noodzakelijk waren om Engie en Electrabel ervan te overtuigen deel te nemen aan het LTO-project, is de Commissie van mening dat zij deel uitmaken van één enkele interventie en samen als één enkele maatregel moeten worden onderzocht.

8.1.1. *Toerekenbaarheid en bestaan van staatsmiddelen*

(365) Om als steun in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU te kunnen worden aangemerkt, moeten maatregelen direct of indirect met staatsmiddelen worden bekostigd.

(366) Zoals uiteengezet in overweging 213 van het inleidingsbesluit, heeft de Belgische staat (in overleg met Engie) besloten tot de combinatie van submaatregelen voor het LTO-project als omschreven in punt 3 van dit besluit op het moment van ondertekening van de uitvoeringsovereenkomst op 13 december 2023. Bovendien omvat het LTO-project de oprichting van een entiteit die deels in handen van de staat is (BE-NUC) en is de steunverlenende autoriteit de Belgische staat.

([127]) Arrest van 19 maart 2013, Bouygues SA en Bouygues Télécom SA/Commissie e.a., gevoegde zaken C-399/10 P en C-401/10 P, EU:C:2013:175, punt 104; arrest van 13 september 2010, Griekenland e.a./Commissie, gevoegde zaken T-415/05, T-416/05 en T-423/05, EU:T:2010:386, punt 177; arrest van 15 september 1998, BP Chemicals/Commissie, T-11/95, EU:C:1998:199, punten 170 en 171.

([128]) Arrest van 15 december 2021, Oltchim SA/Commissie, T-565/19, EU:T:2021:904, punten 93 tot en met 197.

(367) Zoals uiteengezet in overweging 214 van het inleidingsbesluit bestaat het LTO-project uit een aantal submaatregelen waarbij staatsmiddelen worden overgedragen ten gunste van BE-NUC, de nieuw opgerichte joint venture die eigendom is van de Belgische staat en Electrabel. Met name uit hoofde van een door de staat gesteund CfD, op grond waarvan de joint venture een aanvullende vergoeding krijgt indien de marktprijzen leiden tot een tekort aan exploitatie-inkomsten, zal de staat mogelijk staatsmiddelen moeten overdragen aan de joint venture.

(368) Om de bovenstaande redenen concludeert de Commissie dat de maatregel met staatsmiddelen wordt bekostigd en aan de staat kan worden toegerekend in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU.

8.1.2. *Selectief economisch voordeel*

(369) Een maatregel wordt als selectief beschouwd als hij alleen bepaalde ondernemingen of de productie van bepaalde goederen begunstigt. De Commissie herhaalt dat de betrokken maatregel, met inbegrip van de verschillende subonderdelen, zowel gezamenlijk als afzonderlijk, een selectief voordeel verleent in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU.

(370) Zoals uiteengezet in overweging 217 van het inleidingsbesluit, is het LTO-project, met inbegrip van de drie onderdelen van de aangemelde maatregel, gericht op de verlenging van de levensduur van twee kernreactoren met als doel elektriciteit aan te bieden op de energiemarkt en aldus bij te dragen tot de voorzieningszekerheid. De maatregel biedt de belangrijkste begunstigden, Electrabel en Luminus, alsook BE-NUC, een specifiek voordeel: i) dat niet aan andere energiebedrijven wordt geboden die zich in een vergelijkbare juridische en feitelijke situatie bevinden, gezien het doel en de gevolgen van de maatregel (financiering en stabiele inkomsten ter verlenging van de levensduur van twee kernreactoren en ter waarborging van de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening in België), en ii) dat zij onder normale marktvoorwaarden en zonder specifieke overeenkomsten over de verschillende onderdelen van de maatregel niet zouden hebben verkregen. Dit voordeel is selectief in die zin dat het de eigenaars en de exploitant van de LTO-eenheden begunstigt, die zich in een feitelijke en juridische situatie bevinden die vergelijkbaar is met andere leveranciers van productiecapaciteit die niet de mogelijkheid hebben om kerncentrales in België te exploiteren, maar die ook kunnen bijdragen tot de voorzieningszekerheid (zoals gascentrales, vraagresponsoperatoren, aanbieders van opslag).

(371) Bovendien verlenen veel van de afzonderlijke submaatregelen die deel uitmaken van het LTO-project, zoals uiteengezet in overweging 218 van het inleidingsbesluit, Electrabel en/of Luminus (en, in voorkomend geval, de bijdragende ondernemingen) een selectief economisch voordeel. Zo omvat de beloningsovereenkomst in onderdeel 1 een tweerichtings-CfD, waarmee een vaste inkomstenstroom voor de productie van elektriciteit uit kernenergie wordt gecreëerd waardoor de eigenaren van de centrales worden beschermd tegen marktrisico's. De Belgische staat verstrekt ook een aandeelhouderslening, SDC-leningen en een minimale OPEX en kapitaalbetaling om de aanloopkosten van de LTO-eenheden en hun mogelijke gebrek aan winstgevendheid te dekken. Deze leningen en overeenkomsten zijn niet beschikbaar voor andere concurrenten en verlenen dus een selectief economisch voordeel aan Electrabel (als onderdeel van BE-NUC) en Luminus. Onderdeel 3 biedt bescherming aan Engie en Luminus in de vorm van kostencompensatie in geval van wets- of beleidswijzigingen, waardoor het investeringsrisico wordt verminderd en bij de staat wordt gelegd, alsook een economisch voordeel wordt verleend dat de begunstigde onder normale marktomstandigheden niet had kunnen verkrijgen en dat niet beschikbaar is voor andere marktdeelnemers.

(372) België voert aan dat de aanbesteding van de EMSA zal worden uitgevoerd in overeenstemming met de Belgische wet inzake overheidsopdrachten van 17 juni 2016 en het koninklijk besluit van 18 juni 2017 betreffende overheidsopdrachten in de speciale sectoren. De EMSA-partner zal worden geselecteerd via een open, transparante, niet-discriminerende en onvoorwaardelijke aanbesteding. De openbare aanbestedingsprocedure van de EMSA, waarbij gebruik wordt gemaakt van en wordt voldaan aan de procedures voorzien in de richtlijnen inzake overheidsopdrachten, zorgt ervoor dat de transactie, in dit geval de inkoop van energiebeheersdiensten, onder marktvoorwaarden plaatsvindt en geen voordelen verleent aan de energiebeheerder. Het LTO-project verleent de EMSA-partner dus geen selectief voordeel.

(373) Op basis van de hierboven uiteengezette redenen concludeert de Commissie dat het LTO-project de begunstigden van de maatregel een selectief economisch voordeel verschaft.

8.1.3. *Dreigende ongerechtvaardigde vervalsing van de mededinging en de gevolgen voor het handelsverkeer*

(374) Zoals de Commissie in overweging 221 van het inleidingsbesluit heeft opgemerkt, is de elektriciteitsmarkt geliberaliseerd en nemen producenten van elektriciteit actief deel aan de handel tussen lidstaten, zodat een voordeel dat wordt verleend aan de producenten van kernenergie de mededinging kan vervalsen en het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig kan beïnvloeden. Elektriciteit uit kernenergie wordt over het algemeen verkocht op de interne markt voor elektriciteit, waar deze moet concurreren met alle bronnen van elektriciteit, ook die in andere lidstaten. Bovendien is de Belgische elektriciteitsmarkt sterk verbonden met de andere markten binnen de capaciteitsberekeningsregio CORE.

(375) De Commissie herhaalt daarom dat het aan de begunstigden verleende voordeel de mededinging dreigt te vervalsen en het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig dreigt te beïnvloeden.

8.1.4. *Conclusie inzake het bestaan van steun*

(376) De Commissie concludeert dat de onderdelen 1, 2 en 3 van de aangemelde maatregel (die samen het LTO-project vormen), als verschillende maatregelen die samen één enkele maatregel vormen, staatssteun vormen in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU.

8.2. **Rechtmatigheid van de steun**

(377) Zoals de Commissie in overweging 224 van het inleidingsbesluit heeft opgemerkt, zijn de maatregelen op 21 juni 2024 bij de Commissie aangemeld en tot op heden niet ten uitvoer gelegd. België heeft bevestigd dat er vóór het sluiten van de transactie geen daadwerkelijke werkzaamheden zullen worden uitgevoerd, behalve de voorbereidende werkzaamheden die deel uitmaken van de ontwikkelingsactiviteiten uit hoofde van de gezamenlijke ontwikkelingsovereenkomst (joint development agreement, JDA++). De sluiting van de transactie en de uitvoering van de maatregel zijn afhankelijk gesteld van de goedkeuring van de maatregel door de Commissie, aangezien de goedkeuring van de staatssteun een voorwaarde is voor de toepassing van de uitvoeringsovereenkomst.

(378) De Belgische autoriteiten hebben daarom voldaan aan de kennisgevings- en opschortingsverplichtingen uit hoofde van artikel 108, lid 3, VWEU.

8.3. **Verenigbaarheid van de maatregelen met de interne markt**

(379) Aangezien de Commissie tot de bevinding is gekomen dat de maatregel staatssteun inhoudt, heeft zij verder onderzocht of deze als verenigbaar met de interne markt kan worden beschouwd.

8.3.1. *Rechtsgrondslag voor de beoordeling*

(380) De Commissie heeft de aangemelde maatregel beoordeeld op basis van artikel 107, lid 3, punt c), VWEU, dat bepaalt dat de Commissie steunmaatregelen om de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid of van bepaalde regionale economieën te vergemakkelijken verenigbaar kan verklaren, mits de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt daardoor niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad.

8.3.2. *Positieve voorwaarde: ontwikkeling van een bepaalde vorm van economische bedrijvigheid*

8.3.2.1. *Bijdrage aan de ontwikkeling van een vorm van economische bedrijvigheid*

(381) Artikel 107, lid 3, punt c), VWEU bepaalt dat de Commissie steunmaatregelen om de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid of van bepaalde regionale economieën te vergemakkelijken verenigbaar kan verklaren, mits de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt daardoor niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad. Bijgevolg moet steun om verenigbaar te zijn op grond van die bepaling van het Verdrag bijdragen tot de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid ([129]).

(382) Overheidsmaatregelen kunnen noodzakelijk zijn om de ontwikkeling van bepaalde economische activiteiten te vergemakkelijken of te stimuleren die zonder die steun niet of niet in hetzelfde tempo of onder dezelfde voorwaarden zouden worden ontwikkeld.

([129]) Arrest van 22 september 2022, Oostenrijk/Commissie, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punten 20 en 24.

(383) België voert aan dat alle drie de onderdelen van de maatregel de belangrijkste risicofactoren verminderen die zich voordoen bij investeringen in kerncentrales. Zoals uiteengezet in punt 3.1 van dit besluit en in punt 2.3 van het inleidingsbesluit, heeft de aangemelde maatregel tot doel investeringen in twee bestaande kernreactoren mogelijk te maken om de exploitatie ervan gedurende een verlengde periode van tien jaar te waarborgen (met name door middel van onderdeel 1 van de maatregel, zie punt 3.3.1), en aldus bij te dragen tot de voorzieningszekerheid in België en de financiering van het beheer van kernafval en verbruikte splijtstof op lange termijn veilig te stellen (met name door middel van onderdeel 2 van de maatregel, zie punt 3.3.2). Daarnaast voert België aan dat rechtsbescherming (door middel van onderdeel 3 van de maatregel, zie punt 3.3.3) noodzakelijk is om het LTO-project voort te kunnen zetten, namelijk door bepaalde risico's te beperken die geacht worden buiten de macht van de investeerder te vallen.

(384) De Commissie herinnert eraan dat het Hof van Justitie de ontwikkeling van nieuwe nucleaire capaciteit heeft erkend als een vorm van economische bedrijvigheid in de zin van artikel 107, lid 3, punt c), VWEU ([130]) en heeft vastgesteld dat artikel 107 VWEU kan worden toegepast op investeringen in kerncentrales ([131]). Aangezien het LTO-project bijdraagt tot de ontwikkeling van elektriciteitsproductie uit kernenergie in België, draagt het bij tot de ontwikkeling van een vorm van economische bedrijvigheid in België.

(385) De Commissie is derhalve van oordeel dat de maatregel de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid vergemakkelijkt, zoals vereist bij artikel 107, lid 3, punt c), VWEU.

8.3.2.2. Stimulerend effect

(386) Staatssteun kan alleen worden beschouwd als een maatregel die een economische activiteit vergemakkelijkt indien hij een stimulerend effect heeft. Er is sprake van een stimulerend effect indien de steun de begunstigde ertoe aanzet zijn gedrag te veranderen in de richting van de ontwikkeling van een met de steun nagestreefde economische bedrijvigheid en indien de gedragsverandering zonder de steun niet zou plaatsvinden.

(387) Zoals uiteengezet in de overwegingen 5 en 6 van het inleidingsbesluit en in de overwegingen 19 en 23 van dit besluit, heeft België verduidelijkt dat Engie zonder steun niet de nodige prikkels zou hebben om te blijven investeren in de ontwikkeling van capaciteit voor de productie van kernenergie, met name omdat België, voordat de Belgische regering in maart 2022 het besluit over het LTO-project nam, van plan was kernenergie volledig uit te faseren (zie punt 2.2). Daarnaast heeft België uitgelegd dat er sprake is van aanzienlijk marktfalen bij investeringen in energieproductie in het algemeen en in de productie van kernenergie in het bijzonder (zie punt 3.1). Investeringen in kernenergie zullen zonder staatssteun waarschijnlijk niet rendabel zijn vanwege de onzekerheid over de ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt, met name in het geval van een verlenging van de levensduur met een beperkte periode van tien jaar.

(388) Zoals uiteengezet in overweging 19 van dit besluit en in overweging 5 van het inleidingsbesluit, had Engie reeds plannen aangekondigd om zijn activiteiten in de nucleaire sector in België te staken en zijn openbare mededelingen en strategie dienovereenkomstig aangepast. In antwoord op de openbare raadpleging in verband met het inleidingsbesluit bevestigde Engie dat er geen twijfel over bestaat dat Electrabel zonder het LTO-project, met inbegrip van de drie onderdelen, de activiteiten van de LTO-eenheden niet zou hebben voortgezet (zie punt 5.1.2).

(389) België voert ook aan dat de ontwikkelingsactiviteiten die zijn ondernomen na het sluiten van de JDA++, maar vóór het sluiten van de transactie louter voorbereidende werkzaamheden en haalbaarheidsstudies betroffen, en dat er vóór de formele sluiting van de transactie geen daadwerkelijke werkzaamheden zullen worden uitgevoerd (zie punt 3.3.1.1).

(390) De Commissie is van mening dat alle onderdelen van de maatregel dezelfde specifieke doelstelling hebben en allemaal nodig zijn om het LTO-project te laten doorgaan.

a) De financiële steunmechanismen in het kader van onderdeel 1 van de aangemelde maatregel zijn noodzakelijk om het risico van het LTO-project te verminderen en de investeringskosten ervan te dekken, met inbegrip van een redelijke winst, met name omdat de nucleaire exploitant volgens de huidige rechtsgrondslag zijn nucleaire activiteiten na de verlenging van de levensduur van tien jaar opnieuw moet stopzetten, waardoor de onzekerheid over de inkomsten uit de productie van kernenergie nog groter is.

([130]) Ibid., punt 63.
([131]) Ibid., punt 32.

b) De afvalstoffenovereenkomst in het kader van onderdeel 2 van de maatregel en de overeenkomst inzake rechtsbescherming in geval van wijzigingen in de wetgeving inzake de productie van kernenergie (onderdeel 3) waren ook een vereiste van Engie en Electrabel om hun deelname aan het LTO-project te overwegen en hun nucleaire activiteiten in België te hervatten.

(391) Gezien het bovenstaande is de Commissie van oordeel dat de maatregel een stimulerend effect heeft, aangezien hij de begunstigden ertoe aanzet een economische activiteit uit te oefenen die zij zonder de maatregel niet zouden verrichten.

8.3.2.3. Naleving van de relevante bepalingen van het EU-recht

(392) Zoals uiteengezet in het inleidingsbesluit, heeft het Hof van Justitie in de zaak Hinkley Point C ([132]) geoordeeld dat "staatssteun die bepalingen of algemene beginselen van het Unierecht schendt, niet verenigbaar met de interne markt kan worden verklaard". Specifiek met betrekking tot kernenergie verduidelijkte het Hof van Justitie dat in het geval van een sector die onder het Euratom-Verdrag valt "staatssteun ten behoeve van een vorm van economische bedrijvigheid in deze sector, waarvan na onderzoek blijkt dat zij in strijd is met de Unierechtelijke voorschriften op milieugebied, niet verenigbaar met de interne markt kan worden verklaard krachtens deze bepaling".

(393) Daarnaast heeft het Hof van Justitie benadrukt dat secundaire wetgeving, zoals Richtlijn 2011/92/EU, op grond waarvan bepaalde projecten aan een milieueffectbeoordeling moeten worden onderworpen, ook van toepassing is op kerncentrales en andere kernreactoren.

(394) Het Hof heeft ook verduidelijkt dat artikel 194 VWEU inzake het energiebeleid van de Unie zich niet verzet tegen investeringen in kernenergie ([133]). Aangezien het de lidstaten vrijstaat om kernenergie op te nemen in hun energiemix, lijken de doelstellingen en beginselen van het Unierecht op milieugebied en de doelstellingen van het Euratom-Verdrag volgens de rechtspraak niet met elkaar in tegenspraak te zijn ([134]), zodat het beginsel van bescherming van het milieu, het voorzorgsbeginsel, het beginsel dat de vervuiler betaalt en het duurzaamheidsbeginsel niet kunnen worden geacht zich in alle omstandigheden ertegen te verzetten dat staatssteun ten behoeve van de bouw of de exploitatie van een kerncentrale wordt toegekend.

(395) Het feit dat de maatregel betrekking heeft op kernenergie maakt dus niet dat deze onverenigbaar is met de interne markt. België heeft gekozen voor kernenergie om problemen in verband met de voorzieningszekerheid aan te pakken en bij te dragen tot het koolstofvrij maken van zijn energiemix (zie de punten 2.3 en 2.4).

(396) Zoals vermeld in overweging 240 van het inleidingsbesluit en overweging 222 van dit besluit, heeft België uitgelegd dat de ontwikkeling van het LTO-project werd voorafgegaan door een uitgebreid en open milieueffectbeoordelingsproces dat werd uitgevoerd in overeenstemming met de vereisten van het secundaire EU-recht ([135]). In reactie op een opmerking van derden in dit verband (zie overweging 348) herhaalde België dat er op initiatief van de Belgische FOD Economie een milieueffectbeoordeling van het LTO-project is uitgevoerd en dat deze volledig in overeenstemming met de Belgische wetgeving en het Verdrag van Aarhus werd georganiseerd (zie overweging 356). De Commissie heeft geen aanwijzingen dat het LTO-project in strijd is met milieurechtelijke bepalingen van de EU.

(397) Het LTO-project is aan de Commissie meegedeeld en de Belgische autoriteiten hebben het aangemeld overeenkomstig artikel 41 van het Euratom-Verdrag.

(398) Het is niet uitgesloten dat Electrabel bouwwerkzaamheden zal moeten uitvoeren om ervoor te zorgen dat de LTO-eenheden voldoen aan de eisen van de veiligheidsinstantie. In de rechtspraak is bepaald dat "wanneer de Commissie de staatssteunprocedure toepast, zij op grond van de algemene structuur van het Verdrag verplicht is om de

([132]) Arrest van 22 september 2022, Oostenrijk/Commissie, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punten 44 en 45.
([133]) Arrest van 22 september 2022, Oostenrijk/Commissie, C-594/18 P, EU:C:2020:742, punten 48 en 49.
([134]) Ibid., punt 49.
([135]) Richtlijn 2011/92/EU van het Europees Parlement en de Raad van 13 december 2011 betreffende de milieueffectbeoordeling van bepaalde openbare en particuliere projecten (PB L 26 van 28.1.2012, blz. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

samenhang tussen de bepalingen inzake staatssteun en de specifieke bepalingen op andere gebieden dan staatssteun te eerbiedigen en dus om de verenigbaarheid van de betrokken steun met die specifieke bepalingen te beoordelen. Een dergelijke verplichting rust echter alleen op de Commissie wanneer de uitvoeringsvoorschriften voor een steunmaatregel zodanig nauw verbonden zijn met de doelstelling van de steun, dat zij niet afzonderlijk kunnen worden beoordeeld. [...] Indien de uitvoeringsvoorschriften echter van de doelstelling van de steun kunnen worden losgekoppeld, is de Commissie niet gehouden om de verenigbaarheid ervan met andere bepalingen dan die inzake staatssteun te beoordelen in het kader van de procedure van artikel 108 VWEU" ([136]). Het Gerecht heeft in zijn arrest inzake staatssteun voor de kerncentrale Paks II bevestigd dat de Commissie niet verplicht is voor alle aspecten van een steunmaatregel of alle op de steun betrekking hebbende omstandigheden — wanneer er geen onlosmakelijk verband is met die steun — na te gaan of deze in overeenstemming zijn met het Unierecht ([137]). In de desbetreffende zaak merkte het Gerecht voorts op dat "[d]e omstandigheid dat een aanbestedingsprocedure wordt georganiseerd en er voor de bouw van de reactoren eventueel een andere onderneming wordt ingeschakeld, geen invloed [zou] hebben gehad op het doel van de steun […] of op de begunstigde van de steun" ([138]).

(399) Zoals vermeld in overweging 243 van het inleidingsbesluit is de Commissie van oordeel dat de beoordeling van de verenigbaarheid van de aangemelde maatregel kan worden beïnvloed door een mogelijke niet-naleving van Richtlijn 2014/25/EU indien deze bijkomende buitensporige verstoringen van de mededinging en het handelsverkeer op de elektriciteitsmarkt (markt waarop de begunstigden actief zijn) zou veroorzaken. De Commissie merkt op dat Richtlijn 2014/25/EU relevant is voor de onderhandse gunning van (mogelijke) bouwwerkzaamheden aan de LTO-eenheden aan specifieke ondernemingen.

(400) In het onderhavige geval is de Commissie van mening dat, zelfs indien Electrabel de (mogelijke) bouwwerkzaamheden in verband met het LTO-project die onder de regelgeving inzake overheidsopdrachten zouden kunnen vallen geheel of gedeeltelijk uitbesteedt, er geen sprake is van een "onlosmakelijk verband" tussen de steun- en aanbestedingsaspecten, omdat deze afzonderlijk kunnen worden beoordeeld. Met de aangemelde maatregel wordt de verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren ondersteund, ongeacht hoe de toekomstige contractant(en) wordt/worden gekozen. De uitvoering van de steunmaatregel hangt evenmin af van de exacte toepassing van de regels inzake overheidsopdrachten. De exploitatie van de LTO-eenheden en de voorwaarden voor het in de handel brengen van elektriciteit kunnen dus los worden bezien van de aspecten die betrekking hebben op de aanbesteding van de renovatie van de kerncentrales. De Commissie kan de maatregel derhalve beoordelen zonder de aanbestedingsaspecten van de renovatiewerkzaamheden te onderzoeken, aangezien die aspecten niet onlosmakelijk verbonden zijn met de door de steun bevorderde economische activiteit of met de vorm van die steun.

(401) Wat de EMSA betreft, voert België aan dat er een openbare aanbesteding loopt voor de selectie van een EMSA-partner en dat de aanbestedingsprocedure in overeenstemming is met de regels van de Belgische wetgeving inzake overheidsopdrachten (zie punt 3.3.1.5.1). De Belgische regering treedt op als aanbestedende dienst namens en voor rekening van BE-NUC (omdat BE-NUC nog niet volledig operationeel is), maar BE-NUC zal zelf de EMSA sluiten. Gezien de activiteiten van BE-NUC is besloten de regels voor speciale sectoren toe te passen. De aanbestedende dienst selecteert de in aanmerking komende partijen en nodigt hen uit een offerte in te dienen, op basis van het door de aanbestedende dienst voorgestelde ontwerp van de EMSA en eventuele daaropvolgende onderhandelingen en offertes. De Commissie kan derhalve concluderen dat de aanbesteding van de EMSA voldoet aan de relevante Belgische en Europese aanbestedingsregels.

(402) België heeft bevestigd dat de regels inzake overheidsopdrachten met betrekking tot de aanbesteding van de EMSA (zie overweging 143) en de regels inzake overheidsopdrachten in het algemeen (zie overweging 356) door de Belgische autoriteiten en Engie zijn nageleefd. Om de in de overwegingen 398 tot en met 401 genoemde redenen oordeelt de Commissie dat er geen aanwijzingen bestaan dat het LTO-project strijdig is met de wetgeving inzake overheidsopdrachten.

([136]) Arrest van 3 december 2014, Castelnou Energía, T-57/11, EU:T:2014:1021, punten 181 tot en met 184; arrest van 30 november 2022, Oostenrijk/Commissie, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punt 30.

([137]) Arrest van 30 november 2022, Oostenrijk/Commissie, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punt 32.

([138]) Arrest van 30 november 2022, Oostenrijk/Commissie, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punt 37. De redenering met betrekking tot de noodzaak van een "onlosmakelijk verband" voor de beoordeling door de Commissie van de verenigbaarheid met het EU-recht van bepaalde vormen van steun is door het Hof van Justitie bevestigd in het Braesch-arrest. Zie het arrest van 31 januari 2023, Commissie/ Braesch e.a., C-284/21 P, EU:C:2023:58, punten 96 tot en met 99.

(403) Zoals vermeld in overweging 245 van het inleidingsbesluit en punt 3.3.2.1 van dit besluit, is de overeenkomst betreffende de overdracht van verplichtingen met betrekking tot kernafval en verbruikte splijtstof in overeenstemming met Richtlijn 2011/70/Euratom. In het Euratom-Verdrag en de relevante secundaire wetgeving wordt de primaire verantwoordelijkheid voor het waarborgen van een verantwoord en veilig beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval en de financiering daarvan bij de exploitanten van kerninstallaties gelegd overeenkomstig het beginsel van artikel 4, lid 3, van Richtlijn 2011/70/Euratom. De staat draagt echter de eindverantwoordelijkheid voor een verantwoord en veilig beheer van radioactief afval en verbruikte splijtstof en moet ervoor zorgen dat er voldoende financiële middelen voor dat beheer beschikbaar zijn. De Belgische autoriteiten hebben aangetoond dat de maatregel tot doel heeft de financiering van het beheer van verbruikte splijtstof en kernafval te waarborgen als voorwaarde voor een verantwoord en veilig beheer van dit materiaal. De Commissie heeft daarom geen aanwijzingen dat het onderdeel van het LTO-project dat betrekking heeft op de afvalstoffenovereenkomst strijdig is met Richtlijn 2011/70/Euratom.

(404) Aangezien het LTO-project steun ontvangt in de vorm van een tweerichtings-CfD, is de Commissie van oordeel dat de beginselen van artikel 19 quinquies, lid 2, van Verordening (EU) 2019/943 ([139]), zoals gewijzigd bij Verordening (EU) 2024/1747 (de "elektriciteitsverordening"), vanaf de inwerkingtreding van die verordening op 16 juli 2024 van toepassing zijn op alle tweerichtings-CfD's. Dit geldt ook voor gevallen waarin een lidstaat, zonder daartoe uit hoofde van de elektriciteitsverordening verplicht te zijn, besluit een tweerichtings-CfD toe te passen op investeringen die erop gericht zijn de levensduur van bestaande installaties te verlengen, zoals in het geval van het LTO-project. In dit verband hebben de Belgische autoriteiten een aantal wijzigingen in de opzet van het CfD aangebracht om de modulatiebeslissingen te verbeteren door de beslissingsbevoegdheid met betrekking tot economische modulaties over te dragen aan de EMSA-partner, zoals uiteengezet in punt 3.3.1.5.2. Daarnaast heeft België het mechanisme voor het delen van winsten en verliezen (geactualiseerd MPRA-mechanisme) versterkt om de financiële steun beter af te stemmen op veranderingen in de marktprijzen (zie overweging 107). De Commissie erkent dat de omvang van de centrales relatief groot is in verhouding tot de liquiditeit van de intraday- en balanceringsmarkt in België, dat de centrales in kwestie gebruikmaken van oude nucleaire technologie met een beperkte flexibiliteit, dat voor de centrales bijzonder hoge veiligheidseisen gelden en dat de verlenging en de invoering van economische modulaties het risico op stillegging vergroten (zie punt 2.1). Tegelijkertijd erkent de Commissie dat, hoewel de Belgische intraday- en balanceringsmarkten steeds meer geïntegreerd zijn met de markten van naburige landen, deze nog altijd vrij klein zijn vergeleken met de omvang van de twee centrales. Tegen deze achtergrond erkent de Commissie dat de Belgische autoriteiten een aantal wijzigingen in de opzet van het CfD hebben aangebracht om het beter af te stemmen op de doelstellingen van artikel 19 quinquies, lid 2, van de elektriciteitsverordening, waarmee ervoor gezorgd wordt dat het vermogen van de LTO-eenheden zal worden gemoduleerd in reactie op marktsignalen, met name — voor zover technisch mogelijk — door middel van een efficiënt productie- en onderhoudsschema.

(405) Zoals vermeld in overweging 247 van het inleidingsbesluit en overweging 110 van dit besluit, heeft België aangevoerd dat alle opbrengsten van het tweerichtings-CfD naar de algemene staatsbegroting zullen vloeien (op basis van een gescheiden boekhouding) en in de eerste plaats zullen worden gebruikt voor de financiering van de betalingen door de tegenpartij van de beloningsovereenkomst op grond van het CfD voor de LTO-eenheden. Wanneer de opbrengsten van het CfD hoger zijn dan de bedragen die nodig zijn om de kosten van het CfD voor de LTO-eenheden te financieren, kunnen deze worden gebruikt om de kosten van een ander CfD te financieren. België heeft toegezegd dat, indien de resterende CfD-opbrengsten worden gebruikt voor de uitkering ervan aan ondernemingen, de uitkering zal plaatsvinden overeenkomstig artikel 19 quinquies, lid 2, punten d) en e), van de elektriciteitsverordening. België zal de Commissie vooraf op de hoogte brengen indien CfD-opbrengsten aan ondernemingen worden uitgekeerd en, waar nodig, deze maatregel aanmelden (zie overweging 110). Op basis van deze toezegging is de Commissie van oordeel dat België voldoende zekerheid heeft geboden over de naleving van de beginselen van artikel 19 quinquies, lid 2, punten d) en e), van de elektriciteitsverordening. België heeft ook bevestigd dat de opzet van het CfD sanctieclausules bevat in geval van onrechtmatige eenzijdige vroegtijdige beëindiging van het contract, overeenkomstig artikel 19 quinquies, lid 2, punt f), van de elektriciteitsverordening (zie overweging 110).

([139]) Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (PB L 158, 14.6.2019, blz. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), zoals gewijzigd bij Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie (PB L, 2024/1747, 26.6.2024, blz. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Zoals ook vermeld in overweging 248 van het inleidingsbesluit, blijkt uit de opmerkingen van de Belgische staat en Engie met betrekking tot de naleving door de joint venture van Verordening (EG) nr. 139/2004 van de Raad ([140]) dat de geplande joint venture niet als volledig functioneel kan worden beschouwd in de zin van artikel 3 van die verordening. Hieruit volgt dat de maatregel niet hoeft te worden aangemeld bij de Europese Commissie voor zover dit de naleving van die verordening betreft.

(407) Zoals vermeld in overweging 249 van het inleidingsbesluit en punt 3.6 van dit besluit, hebben de Belgische autoriteiten met betrekking tot de financiering van de maatregel uitgelegd dat de kosten in verband met het LTO-project waar nodig door de staatsbegroting worden gedekt. Eventuele winsten die het project oplevert, zullen ook naar de staatsbegroting vloeien. Er bestaat geen dwingend bestemmingsverband tussen de middelen en de maatregel; derhalve is de maatregel niet in strijd met artikel 30 of artikel 110 VWEU.

(408) Om de hierboven uiteengezette redenen concludeert de Commissie dat de voorgestelde maatregel als zodanig geen inbreuk maakt op relevante bepalingen van het EU-recht.

8.3.2.4. Conclusie

(409) Gezien het bovenstaande concludeert de Commissie dat het LTO-project voldoet aan de eerste (positieve) voorwaarde voor verenigbaarheid (namelijk dat de steun de ontwikkeling van een bepaalde vorm van economische bedrijvigheid vergemakkelijkt).

8.3.3. *Negatieve voorwaarde: de steun mag de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt, niet zodanig veranderen dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad*

8.3.3.1. Afbakening van de markt waarop de steun betrekking heeft

(410) Zoals opgemerkt in het inleidingsbesluit is het LTO-project opgezet om bij te dragen tot de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening op de Belgische markt en tegelijkertijd de afhankelijkheid van België van fossiele brandstoffen te verminderen (en zodoende ook bij te dragen tot het koolstofvrij maken van het Belgische energiesysteem). Daarbij is vastgesteld dat de Belgische markt goede onderlinge verbindingen heeft met de landen in de capaciteitsberekeningsregio CORE (zie overweging 374).

(411) Gezien het bovenstaande zijn de relevante markten voor de beoordeling van de betrokken maatregelen de elektriciteitsmarkt in België en de elektriciteitsmarkten in de CORE-regio.

8.3.3.2. Vaststelling van de positieve effecten van de steunmaatregel

(412) Zoals vermeld in overweging 254 van het inleidingsbesluit en tabel 2 van dit besluit, zal de verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren naar verwachting goed zijn voor 12 % tot 16 % van de elektriciteitsproductie in België. De verlenging maakt het mogelijk om de productie van elektriciteit uit kernenergie voort te zetten en derhalve om de noodzakelijke productie aan de aanbodzijde in stand te houden, in overeenstemming met de door België gekozen specifieke energiemix. In aanvulling op de capaciteit die via het capaciteitsmechanisme wordt ingekocht, moeten de twee jongste kernreactoren nog tien jaar in bedrijf worden gehouden om tegemoet te komen aan de voortdurend stijgende vraag naar elektriciteit in België, zoals blijkt uit de meest recente beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening door de Belgische TSB (zie punt 2.4). Het LTO-project heeft derhalve positieve effecten op de markt, aangezien het zal helpen om de zorgen over de toereikendheid van de energiebronnen weg te nemen en zal bijdragen tot de voorzieningszekerheid in België.

(413) Bovendien zorgen investeringen in kernenergie voor betrouwbare koolstofarme middelen voor elektriciteitsproductie. Door te zorgen voor voorzieningszekerheid bij de uitfasering van de meest vervuilende brandstoffen en door de afhankelijkheid van aardgas te verminderen, draagt de productie van kernenergie, waarbij weinig koolstof wordt uitgestoten per MWh geproduceerde elektriciteit (gecombineerd met de ontwikkeling van hernieuwbare energie) bij tot de verwezenlijking van de nationale en Europese decarbonisatiedoelstellingen.

(414) Het LTO-project zal ook rechtstreeks bijdragen tot de doelstellingen van REPowerEU, aangezien het de afhankelijkheid van ingevoerde fossiele brandstoffen (met name gas), die blootstaan aan prijsschommelingen en geopolitieke risico's, zal verminderen en bijgevolg de energiezekerheid zal versterken (zie overweging 21).

([140]) Verordening (EG) nr. 139/2004 van de Raad van 20 januari 2004 betreffende de controle op concentraties van ondernemingen (PB L 24 van 29.1.2004, blz. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) In het licht van de bovenstaande overwegingen concludeert de Commissie dat het LTO-project positieve effecten heeft op de markt, aangezien het de voorzieningszekerheid zal vergroten en zal bijdragen tot het koolstofvrij maken van de Belgische energiemix. Aangezien de landen in de capaciteitsberekeningsregio CORE goede onderlinge verbindingen hebben, komen deze positieve effecten waarschijnlijk ook ten goede aan de omliggende lidstaten die elektriciteit uit België invoeren.

8.3.3.3. Noodzaak van de overheidsmaatregelen

(416) Om te bepalen of een steunmaatregel noodzakelijk is, moet de Commissie beoordelen of de maatregel wordt ingezet in een situatie waarin de maatregel kan leiden tot een wezenlijke verbetering die de markt niet alleen tot stand kan brengen. Steun die de financiële situatie van de begunstigde onderneming verbetert, maar niet noodzakelijk is om het beoogde doel te bereiken, kan niet als verenigbaar met de interne markt worden beschouwd.

(417) In het onderhavige geval wil België de levensduur van zijn twee jongste kernreactoren verlengen om problemen met de voorzieningszekerheid aan te pakken en tegelijkertijd het verbruik van fossiele brandstoffen te verminderen en zo bij te dragen tot decarbonisatie. De Commissie moet beoordelen of staatssteun voor het behoud van kernenergie op de elektriciteitsmarkt noodzakelijk is om deze doelstellingen te verwezenlijken.

(418) In punt 2.3.2 van het inleidingsbesluit en punt 3.1 van dit besluit heeft de Commissie uitgelegd dat het bestaan van marktfalen een relevante factor is bij de beoordeling van de noodzaak van de steun en erkende zij dat de markt bepaalde tekortkomingen vertoont die overheidsinterventie met betrekking tot de ontwikkeling van kernenergie nodig maken ([141]). In het geval van investeringen in kernenergie is het marktfalen voornamelijk te wijten aan een aantal bijzondere risico's die commerciële investeerders moeilijk kunnen beheersen ([142]), zoals:

a) de complexiteit van nucleaire technologie die leidt tot blootstelling aan technische risico's en risico's op het gebied van projectbeheer, alsook aan markt- en investeringsrisico's (als gevolg van de kapitaalintensiteit van de investeringen en de volatiliteit van de energiemarkten), die worden aangepakt met onderdeel 1 van de maatregel;

b) de langetermijnrisico's die verband houden met het beheer van kernafval en de buitengebruikstelling en ontmanteling van kerncentrales, die worden aangepakt met onderdeel 2 van de maatregel, en

c) de blootstelling aan risico's die verband houden met regelgeving en politieke besluiten, die worden aangepakt met onderdeel 3 van de maatregel.

(419) Volgens België heeft elk van de drie onderdelen van het LTO-project betrekking op een van de risico's en tekortkomingen van de markt als vermeld in overweging 418.

(420) België voert ook aan dat het Belgische capaciteitsmechanisme geen passend financieringsmechanisme is voor nucleaire capaciteit in België, met name gezien het korte tijdsbestek waarin tot de verlenging van de levensduur is besloten, de extra onzekerheden en tekortkomingen van de markt in verband met investeringen in kernenergie vergeleken met andere technologieën, de specifieke kenmerken van het capaciteitsmechanisme dat gebruikmaakt van jaarlijkse veilingen met onzekere resultaten, en het feit dat de timing van het capaciteitsmechanisme onverenigbaar is met de timing van het LTO-project (zie punt 3.3.4 en overweging 353). Daarnaast voert België aan dat de aangemelde maatregel, met inbegrip van het pakket submaatregelen, noodzakelijk was om Engie ervan te overtuigen onderhandelingen over de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden te beginnen, aangezien Engie reeds had besloten alle nucleaire activiteiten in België te staken (zie overweging 19).

([141]) Besluit van de Commissie van 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Verenigd Koninkrijk, Steun aan de kerncentrale Hinkley Point C (PB L/2015/109 van 28.4.2015, blz. 44), overwegingen 382 tot en met 385.

([142]) Zie bijvoorbeeld het besluit van de Commissie van 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Verenigd Koninkrijk, Steun aan de kerncentrale Hinkley Point C (OJ L/2015/109, 28.4.2015, p. 44); besluit van de Commissie van 6 maart 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hongarije, Ontwikkeling van twee kernreactoren in de kerncentrale Paks II (PB L/2017/317 van 1.12.2017, blz. 45); besluit van de Commissie van 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), België, Verlenging van de levensduur van de kerncentrales Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 (PB C/2017/142 van 5.5.2017, blz. 1); besluit van de Commissie van 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Duitsland, Overdracht van verplichtingen inzake radioactief afval en verbruikte splijtstof in Duitsland (PB C/2017/254 van 4.8.2017, blz. 1).

(421) België stelt daarom dat het onwaarschijnlijk is dat de levensduur van de twee kernreactoren zal worden verlengd als er geen overheidssteun wordt verleend, met inbegrip van een passend vergoedingsmodel (onderdeel 1), een overeenkomst over de overdracht van verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof (onderdeel 2) en de bepalingen inzake rechtsbescherming (onderdeel 3), die elk een van de bovengenoemde tekortkomingen van de markt aanpakken.

(422) De noodzaak van elk van de drie onderdelen van de maatregel wordt (afzonderlijk) beoordeeld in de punten 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 en 8.3.3.3.3. De beoordeling van de noodzaak van de combinatie van de onderdelen 1, 2 en 3, alsook de potentiële cumulatieve effecten ervan, wordt gegeven in punt 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Noodzaak van onderdeel 1

(423) Wat de door België genoemde technische, projectbeheer-, markt- en investeringsrisico's betreft, heeft de Commissie in eerdere besluiten erkend dat investeringen in nieuwe kernenergieprojecten aan aanzienlijke risico's onderhevig zijn gezien de combinatie van hoge vooraf te financieren kapitaalkosten, lange bouwtijden en een lange exploitatieperiode om de investeringskosten terug te verdienen. De Commissie heeft ook erkend dat het gebrek aan marktgebaseerde financiële instrumenten en andere soorten overeenkomsten ter afdekking van deze aanzienlijke risico's een tekortkoming van de markt is die specifiek is voor bepaalde technologieën, waaronder kernenergie ([143]). Dit betrof echter investeringen in nieuwe kerncentrales. De onderhavige zaak heeft daarentegen betrekking op investeringen in de verlenging van de levensduur van twee bestaande kerncentrales. De Commissie is derhalve van mening dat deze investeringsproblemen zich bij de verlenging van de levensduur van de twee kernreactoren niet zouden hebben voorgedaan, ook zonder steun.

(424) Ten eerste, wat betreft de opmerking van de Commissie in overweging 295 van het inleidingsbesluit dat de verlenging van de levensduur van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met tien jaar in 2015 plaatsvond zonder een pakket financiële steunmaatregelen ([144]), stelde Engie in zijn reactie op de openbare raadpleging (zie overweging 290) dat de omstandigheden van beide projecten niet vergelijkbaar zijn, aangezien in het onderhavige geval: i) de Belgische regering het besluit over het LTO-project nam nadat Engie al was begonnen met de voorbereidingen om zijn nucleaire activiteiten te staken; ii) er sprake is van extra kosten vanwege het krappe tijdschema van het huidige LTO-project, die ook door de agentschap voor nucleaire veiligheid (FANC) zijn erkend, en iii) het toegenomen aandeel hernieuwbare energie in het energiesysteem leidt tot een grotere volatiliteit van de marktprijzen vergeleken met de situatie en verwachtingen in 2015.

(425) Ten tweede voerden België en Engie naar aanleiding van de twijfel van de Commissie of het volledige pakket beloningsmaatregelen nodig was aan dat elk onderdeel van onderdeel 1 een specifiek doel dient en dat de subonderdelen complementair zijn. België heeft de opzet van de financiële maatregelen nader toegelicht (zie ook overweging 68).

a) De exploitatie- en onderhoudskosten van het LTO-project worden gefinancierd uit de exploitatie-inkomsten van de LTO-eenheden, waarbij door middel van het CfD een stabiele stroom van exploitatie-inkomsten wordt gegarandeerd. Zoals toegelicht door België en Engie loopt het LTO-project, gezien de tekortkomingen van de markt voor kernenergie en de grote volatiliteit van de elektriciteitsmarkt in de komende jaren, een groot risico op financieringstekorten. Dit maakt van het CfD een noodzakelijk instrument om een doelstelling van gemeenschappelijk belang te verwezenlijken. De Commissie is van mening dat een adequaat ontworpen CfD een noodzakelijk instrument is om een stabiele inkomstenstroom te waarborgen in onzekere marktomstandigheden. De Commissie heeft in het inleidingsbesluit al erkend dat het LTO-project zonder een CfD een groot risico op een negatieve NCW loopt. Voorts is de Commissie het ermee eens dat de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden (tien jaar) een korte periode is vergeleken met de gemiddelde duur van investeringen in de nucleaire sector (des te meer omdat de LTO-eenheden gedurende de eerste drie jaar niet op 100 % van hun capaciteit zullen draaien omdat tegelijkertijd renovatiewerkzaamheden moeten worden uitgevoerd), terwijl er aanzienlijke kosten moeten worden gemaakt om ervoor te zorgen dat de LTO-eenheden aan de veiligheidsvoorschriften voldoen.

([143]) Besluit van de Commissie van 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Verenigd Koninkrijk, Steun aan de kerncentrale Hinkley Point C (PB L/2015/109 van 28.4.2015, blz. 44, overwegingen 382 en 383.

([144]) In die zaak werd alleen rechtsbescherming tegen het risico van politieke vertraging verleend (vergelijkbaar met de rechtsbescherming die wordt geboden door middel van onderdeel 3 van de huidige maatregel).

b) Het CfD wordt door de MOCP en de SDC-leningen aangevuld om de financiële stabiliteit op lange termijn te waarborgen, aangezien niet kan worden uitgesloten dat zich gedurende de tienjarige verlenging perioden van aanzienlijke ongeplande niet-beschikbaarheid zullen voordoen. Uit door Electrabel verstrekte gegevens blijkt inderdaad dat de kans op een dergelijke gebeurtenis niet klein is, en op basis van zijn ervaring met de Belgische kernreactoren in de periode 2012-2022 zelfs waarschijnlijk is (zie tabel 10). De SDC-leningen zijn bedoeld om te zorgen voor voldoende kasmiddelen tijdens de herstartfase van het LTO-project, wanneer er belangrijke werken moeten worden uitgevoerd en de LTO-eenheden nog niet op vol vermogen kunnen draaien. De bedoeling is dat deze aan het einde van de periode van tien jaar zijn terubetaald. Het MOCP-mechanisme is daarentegen gedurende de gehele periode van tien jaar beschikbaar, maar is alleen bestemd voor situaties van aanzienlijke ongeplande niet-beschikbaarheid. De werkkapitaalfaciliteit (WCF) dient als overbrugging tot de jaarlijkse MOCP-betaling wordt gedaan. België heeft drie scenario's verstrekt die laten zien wat de gevolgen van situaties van significante ongeplande niet-beschikbaarheid zijn. Zoals duidelijk blijkt uit tabel 11, zou de joint venture zonder de MOCP en de SDC-leningen failliet kunnen gaan ten gevolge van deze situaties, die gedurende de periode van tien jaar zeker niet kunnen worden uitgesloten.

c) De Commissie erkent derhalve dat het CfD, de SDC-leningen, de MOCP en de WCF aanvullende maatregelen zijn die allemaal noodzakelijk zijn om ervoor te zorgen dat BE-NUC te allen tijde over voldoende liquiditeit beschikt om haar exploitatie-, onderhouds- en brandstofkosten te betalen en zo een veilige en betrouwbare exploitatie van de LTO-eenheden mogelijk te maken.

d) Aangezien Engie bezig was zijn blootstelling aan kernenergie te beperken (zie overweging 19) en niet op zijn eentje de vereiste kapitaalinvestering van meer dan [2-2,5] miljard EUR voor het LTO-project wilde doen, noch op zijn eentje alle potentiële verliezen als gevolg van onverwachte niet-beschikbaarheid en kostenoverschrijdingen wilde dragen, verzocht het om een risicodelingsmechanisme van 50/50 met de Belgische staat alvorens de overeenkomst voor het LTO-project te ondertekenen (zie overweging 23), en drong het aan op het creëren van een gemeenschappelijke structuur (oprichting van BE-NUC) naast de vergoedingsmechanismen voorzien in de beloningsovereenkomst om de resterende financierings- en solvabiliteitsrisico's te dekken. De vereiste kapitaaluitgaven voor het LTO-project worden door de aandeelhouders van de joint venture op voet van gelijkheid gefinancierd, hetzij via eigen vermogen, hetzij via aandeelhoudersleningen.

— Zelfs met de financiële vergoedingsmechanismen voorzien in de beloningsovereenkomst bleven er aanzienlijke risico's bestaan, die Engie niet alleen wilde dragen. Engie heeft een simulatie verstrekt waaruit het effect blijkt van situaties van verminderde beschikbaarheid en/of hogere exploitatiekosten tijdens de bedrijfsfase die niet door het MOCP-mechanisme worden gedekt, en die aanzienlijke negatieve effecten kunnen hebben op de rentabiliteit van BE-NUC, zoals blijkt uit tabel 16.

— Dankzij de structuur van de joint venture kunnen de kapitaaluitgaven worden gefinancierd zonder een beroep te hoeven doen op vreemd vermogen, wat in het onderhavige geval zeer duur of moeilijk zou zijn omdat commerciële banken niet graag aan nucleaire activa worden blootgesteld.

— De toevoeging van aandeelhoudersleningen in aanvulling op de kapitaalinjectie is ingegeven door financiële overwegingen, aangezien hiermee meer flexibiliteit wordt geboden bij het plannen van de op te nemen en af te lossen bedragen en de financiële structuur wordt geoptimaliseerd met het oog op het belastbare inkomen.

e) De Commissie concludeert derhalve dat de oprichting van een joint venture, waarbij de risico's in verband met kostenoverschrijdingen en gedwongen niet-beschikbaarheid die niet door de andere financiële instrumenten worden gedekt met de Belgische staat worden gedeeld, als noodzakelijk kan worden beschouwd.

f) De JDA++ dekt de kosten in verband met de ontwikkelingsactiviteiten die moeten worden ondernomen om te voldoen aan de verwachtingen van de veiligheidsinstantie met betrekking tot het LTO-project. Gezien het krappe tijdschema van het LTO-project meent de Commissie derhalve dat het noodzakelijk was een regeling te treffen en een besluit te nemen over de financiering van deze activiteiten.

g) Wat de overige submaatregelen van onderdeel 1 betreft, is de Commissie, zoals reeds vermeld in het inleidingsbesluit, van oordeel dat:

— de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud het mogelijk maakt alle exploitatie- en onderhoudskosten te allen tijde te dekken, en bijgevolg noodzakelijk is;

— de sluiting van een overeenkomst inzake administratieve diensten en de verkoop van energie een vereiste is voor de praktische uitvoering van het LTO-project, zodat de ASA en de EMSA noodzakelijk zijn, en

— het standaardpraktijk is, als onderdeel van een overeenkomst tussen twee partijen, om afspraken te maken over de voorwaarden die gelden wanneer de overeenkomst uiteindelijk niet wordt gesloten. De vergoeding van de kosten bij niet-sluiting van de transactie is derhalve noodzakelijk.

(426) Ten derde wijst de Commissie op de opmerkingen van derden die stelden dat de energievoorziening ook kan worden gegarandeerd met goedkopere technologieën en van mening waren dat subsidies voor kernenergie de uitbreiding van andere goedkopere en klimaatvriendelijkere technologieën (met name hernieuwbare energie) kunnen vertragen. België heeft aangevoerd dat de lidstaten het recht hebben om hun eigen energiebeleid vorm te geven, met inbegrip van de mogelijkheid om kernenergie in hun energiemix op te nemen, en dat een gevarieerde combinatie van energieproductiemethoden essentieel is voor de instandhouding van een betrouwbaar en evenwichtig elektriciteitsnet. Gezien het feit dat de marktconcentratie de afgelopen jaren is afgenomen dankzij een groter aandeel hernieuwbare energie in de Belgische energiemix (zie de overwegingen 34 tot en met 37), en gezien de recente investeringen van de Belgische staat in het Prinses Elisabeth-windpark ([145]), ziet de Commissie geen reden om te concluderen dat het LTO-project de bouw van hernieuwbare energie in België zou belemmeren. Het is ook redelijk aan te nemen dat er zowel in kernenergie als in hernieuwbare energie moet worden geïnvesteerd, aangezien hernieuwbare energiebronnen momenteel nog steeds nadelen hebben, zoals de beperkte beschikbaarheid van locaties en de aansluitingscapaciteit van het elektriciteitsnet. De vergoeding die wordt geboden via de (gewijzigde) opzet van het CfD biedt extra stimulansen om de productie te maximaliseren wanneer de uurprijzen hoog zijn (voor zover mogelijk gelet op de oude technologie die door de LTO-eenheden wordt gebruikt). Dit vermindert het concurrentie-effect van de maatregel op marktgebaseerde investeringen in hernieuwbare energie, aangezien verwacht mag worden dat installaties voor de opwekking van hernieuwbare energie vooral actief zullen zijn in de goedkopere perioden (aangezien in die perioden de beschikbaarheid van hernieuwbare hulpbronnen hoog is, waardoor de marktprijzen dalen).

(427) Ten slotte, wat betreft het argument van België dat het financieringstekort van de LTO-eenheden niet adequaat kan worden opgelost door deelname aan het capaciteitsmechanisme (zie punt 3.3.4 en overweging 353), erkent de Commissie dat de onzekere resultaten van de veilingen in het kader van het capaciteitsmechanisme en het tijdstip van de veilingen niet verenigbaar zijn met het plan van België om in 2025 een herstart te maken met de LTO-eenheden. Meer specifiek heeft de Belgische regering het LTO-project in maart 2022 aangekondigd en op 13 december 2023 een bindende uitvoeringsovereenkomst ondertekend (zie punt 2.3). Tegen die tijd hadden er al drie capaciteitsveilingen plaatsgevonden.

(428) Gelet op de bovenstaande redenering is de Commissie van oordeel dat is aangetoond dat alle submaatregelen van onderdeel 1 complementair en noodzakelijk zijn.

8.3.3.3.2. Noodzaak van onderdeel 2

(429) Wat betreft de tekortkomingen van de markt en de risico's in verband met de onzekere kosten van het beheer van kernafval en de ontmanteling, zoals vermeld in overweging 276 van het inleidingsbesluit, is de Commissie van mening dat deze worden aangepakt door de overdracht van verplichtingen met betrekking tot radioactief afval en verbruikte splijtstof, alsook door de overdracht van aanvullende ontmantelingsverplichtingen als gevolg van het LTO-project. De afvalstoffenovereenkomst beoogt een verantwoord en veilig beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval te waarborgen; met de overdracht wordt de financiering van het beheer gewaarborgd en zal het veiligheidsniveau bij de tijdelijke opslag en definitieve berging van deze materialen worden verhoogd. België stelt dat de aanvullende ontmantelingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project alleen betrekking hebben op de extra kosten die het gevolg zijn van het project, maar niet op exploitatiekosten die verband houden met het dagelijks beheer of de gebruikelijke activiteiten en derhalve niet verstorend zijn.

([145]) Zie het besluit van de Commissie van 13.9.2024, SA.107336 (2024/N), België, Steunmechanisme voor kavel 1 van de Prinses Elisabeth-offshorezone (PB C/2024/5754 van 25.9.2024, blz. 1).

(430) Zoals de Commissie in eerdere besluiten met betrekking tot de overdracht van verplichtingen met betrekking tot kernafval in Duitsland en het Verenigd Koninkrijk heeft opgemerkt ([146]), wordt het beheer van radioactief afval gekenmerkt door lange termijnen, die derhalve een vorm van overheidsinterventie kunnen vereisen. Bovendien is de noodzaak van overheidsinterventie ten behoeve van een verantwoord en veilig beheer van radioactief afval vastgelegd in artikel 4, lid 1, van Richtlijn 2011/70/Euratom, dat voorziet in de uiteindelijke verantwoordelijkheid van de staat in dit verband. De overdracht van de verplichtingen betreffende het beheer van radioactief afval en de ontmanteling van de installatie dient om de financiering van het beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval te waarborgen, wat een voorwaarde is voor een verantwoord en veilig beheer van dit materiaal. Bovendien was Engie niet van plan zijn nucleaire activiteiten in België voort te zetten (zie overweging 19) en stemde het alleen in met onderhandelingen over de verlenging van de levensduur als er afspraken zouden worden gemaakt over de financiële regelingen, maar ook over de overdracht van verplichtingen inzake het kernafval (zie overweging 23).

(431) Meer specifiek, wat de overdracht van de aanvullende ontmantelingsverplichtingen als gevolg van het LTO-project betreft, is de Commissie van mening dat deze overdracht ook noodzakelijk is, aangezien deze overdracht alleen betrekking heeft op de extra kosten die voortvloeien uit het LTO-project, terwijl de normale aansprakelijkheid voor de buitenbedrijfstelling en ontmanteling bij de nucleaire exploitant blijft berusten, en omdat het de Belgische regering was en niet Engie of Electrabel die om verlenging van de levensduur heeft verzocht. De extra ontmantelingskosten in verband met het LTO-project zijn inmiddels ook door de CNV bevestigd (zie overweging 200), wat ten tijde van de beoordeling voor het inleidingsbesluit nog niet het geval was.

(432) Bovendien heeft de Commissie er geen bezwaar tegen dat de niet-Europese activa van Electrabel uit de perimeter van Electrabel worden gehaald, aangezien Engie ervoor zal zorgen dat ten minste 4 miljard EUR aan activa in Electrabel blijft (zie de overwegingen 59 en 181).

(433) Gelet op de bovenstaande redenering is de Commissie derhalve van oordeel dat onderdeel 2 van de aangemelde maatregel noodzakelijk is.

8.3.3.3.3. Noodzaak van onderdeel 3

(434) Wat mogelijk marktfalen in verband met regelgevings- en politieke risico's betreft, is de Commissie, zoals vermeld in overweging 278 van het inleidingsbesluit, van mening dat, hoewel alle technologieën in beginsel kunnen lijden onder politieke vertraging, nucleaire projecten hier waarschijnlijk meer last van zullen hebben vanwege de controversiële aard van nucleaire technologie ([147]). Met name België heeft de afgelopen 25 jaar al enkele keren zijn politieke koers op het gebied van kernenergie veranderd (zie punt 2.2), zodat de Commissie van mening is dat dit risico in België sterk aanwezig is. Bovendien heeft de Commissie tijdens de openbare raadpleging over de zaak geen bewijs van het tegendeel ontvangen.

(435) De Commissie is daarom van oordeel dat de regelgevings- en politieke risico's doeltreffend worden aangepakt door middel van de rechtsbeschermingsmaatregel en dat rechtsbescherming in het geval van kernenergie nodig is, zoals ook door de Commissie is erkend in het besluit in zaak SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Conclusie over de noodzaak van de maatregel

(436) Gelet op het bovenstaande concludeert de Commissie dat alle drie de onderdelen van de maatregel (met inbegrip van de subonderdelen ervan) noodzakelijk zijn om de levensduur van twee kernreactoren in België te verlengen. Daarnaast concludeert de Commissie dat de maatregel een stimulerend effect voor de begunstigden heeft en bijgevolg een waarborg biedt voor de succesvolle uitvoering van het LTO-project.

([146]) Zie het besluit van de Commissie van 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Duitsland, Overdracht van verplichtingen inzake radioactief afval en verbruikte splijtstof in Duitsland (PB C/2017/254 van 4.8.2017, blz. 1); besluit van de Commissie van 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Verenigd Koninkrijk, Overeenkomst inzake de overdracht van verplichtingen inzake het afval van nieuwe kerncentrales (PB C/2016/161 van 4.5.2016, blz. 1).

([147]) Zie ook de overwegingen 384 en 385 van het besluit van de Commissie in zaak SA.34947 (zie voetnoot 144).

([148]) Zie het besluit van de Commissie van 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), België, Verlenging van de levensduur van de kerncentrales Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 (PB C/2017/142 van 5.5.2017, blz. 1).

8.3.3.4. Geschikt instrument

(437) De in punt 3.1 genoemde tekortkomingen van de markt, die het gevolg zijn van: i) een onzekere energiemarkt en een onzeker investeringsklimaat; ii) onzekere kosten in verband met kernafval, en iii) afhankelijkheid van politieke beslissingen, beletten de nucleaire exploitant om zekerheid over de inkomsten te verkrijgen. In het onderhavige geval is de Commissie van mening dat dit extra problematisch is vanwege de oude technologie waarop de LTO-eenheden zijn gebaseerd, die weinig ruimte laat voor flexibiliteit, alsook de beperkte duur van de verlenging van de levensduur met tien jaar. Deze omstandigheden, die in de onderhavige zaak prominent aanwezig zijn, maken de rendabele exploitatie van de LTO-eenheden nog ingewikkelder, zodat de Commissie staatssteun passend acht.

(438) België voert aan dat vanwege de vastgestelde tekortkomingen van de markt en de specifieke risico's in verband met kernenergie een afzonderlijk steunmechanisme voor kernenergie nodig is. Zoals vermeld in punt 3.3.4, heeft België aangegeven dat andere vormen van directe financiële steun zijn overwogen (een vaste terugleververgoeding, een eenrichtings-CfD en een model voor de gereguleerde activa), maar deze werden niet geschikt bevonden om het LTO-project te steunen. België stelt dat de drie onderdelen van de aangemelde maatregel nodig zijn om het marktfalen en de risico's aan te pakken. Volgens België: i) zijn de specifieke opzet van het LTO-project en de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1 geschikt om de nucleaire exploitant stabiele inkomsten te garanderen en insolventie van de joint venture te voorkomen in geval van significante ongeplande gebeurtenissen; ii) zijn de "waste cap" en de bijbehorende submaatregelen van onderdeel 2 geschikt om te waarborgen dat de vereiste middelen beschikbaar zullen zijn voor de financiering van een verantwoord en veilig beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval; terwijl iii) de rechtsbescherming van onderdeel 3 geschikt is om bescherming te bieden tegen veranderingen in de publieke opinie en de houding van beleidsmakers ten aanzien van kernenergie.

(439) De Commissie zal — voor elk onderdeel afzonderlijk — in de onderstaande punten beoordelen of de onderdelen 1, 2 en 3 van de aangemelde maatregel, met inbegrip van de verschillende submaatregelen, geschikt zijn. De beoordeling van de geschiktheid van de combinatie van de onderdelen 1, 2 en 3, alsook de potentiële cumulatieve effecten ervan, wordt gegeven in punt 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Geschiktheid van onderdeel 1

(440) Ten eerste heeft de Commissie, zoals vermeld in respectievelijk de overwegingen 285, 300 en 303 van het inleidingsbesluit, de JDA++, de ASA en de vergoeding van de kosten bij niet-sluiting van de transactie als geschikte maatregelen aangemerkt. Ten eerste beschouwt de Commissie, gezien de korte periode die resteert vóór de herstart van de LTO-eenheden en de noodzaak om zo snel mogelijk met de ontwikkelingsactiviteiten te beginnen nadat de Belgische regering besloot de levensduur van twee kernreactoren te verlengen, de sluiting van de JDA++ vóór de definitieve sluiting van de transactie als een geschikt instrument om ervoor te zorgen dat de noodzakelijke ontwikkelingsactiviteiten tijdig door de nucleaire exploitant worden ondernomen. Ten tweede is de Commissie van mening dat het sluiten van een overeenkomst inzake administratieve praktijken (ASA) en het overeenkomen van voorwaarden in geval de transactie niet doorgaat standaardpraktijk is bij het aangaan van een overeenkomst tussen twee partijen. Bovendien heeft de Commissie tijdens de openbare raadpleging over de zaak geen bewijs van het tegendeel ontvangen met betrekking tot deze drie submaatregelen. Daarom beschouwt de Commissie de JDA++, de ASA en de vergoeding van de kosten bij niet-sluiting van de transactie als geschikte maatregelen die onderdeel moeten vormen van het LTO-project.

(441) Ten tweede heeft België met betrekking tot het CfD aangevoerd dat een tweerichtings-CfD de meest geschikte optie is om de tekortkomingen van de markt aan te pakken, zekerheid over de inkomsten te bieden en tegelijkertijd buitensporige vergoedingen aan de nucleaire exploitant te voorkomen. De Belgische autoriteiten hebben alternatieve steunmechanismen onderzocht (deelname aan het capaciteitsmechanisme, vaste terugleververgoeding, eenrichtings-CfD, model voor gereguleerde activa), maar deze werden minder geschikt geacht (zie punt 3.3.4). Zoals vermeld in de overwegingen 290 tot en met 293 van het inleidingsbesluit had de Commissie verschillende bedenkingen bij de opzet van het CfD en waren veel van de derden die reageerden tijdens de openbare raadpleging het eens met het standpunt van de Commissie (zie punt 6.2.1.2):

a) de (initiële) de opzet van het CfD voorzag in de toekenning van een vaste vergoeding per MWh daadwerkelijk geproduceerde elektriciteit en bood geen passende stimulansen om bij de elektriciteitsproductie en de planning van het onderhoud rekening te houden met de marktomstandigheden, waardoor het risico bestond dat marktactiviteiten onnodig zouden worden verstoord.

b) bovendien voorzag de (initiële) vooraf vastgestelde modulatieregeling alleen in sancties wanneer de productie van de LTO-eenheden niet zou worden verlaagd wanneer de elektriciteitsprijs gedurende meer dan zes uur – 20 EUR per MWh of minder zou bedragen, wat zou leiden tot de toekenning van steun in perioden met negatieve elektriciteitsprijzen.

c) de Commissie was destijds ook niet overtuigd dat het (initiële) mechanisme voor het delen van winsten en verliezen in de praktijk echt zou werken.

d) tot slot werd betwijfeld of de day-aheadmarktprijs als marktreferentieprijs in de CfD-formule de meest efficiënte keuze was en of het niet passender zou zijn om ook een langetermijnproduct in de marktreferentieprijs op te nemen.

(442) Als reactie op de bezwaren van de Commissie met betrekking tot de opzet van het CfD heeft België enkele wijzigingen aangebracht:

a) België heeft in de eerste plaats verduidelijkt dat het door de oude nucleaire technologie waarop de LTO-eenheden zijn gebaseerd, onmogelijk is deze goed te laten reageren op marktsignalen. Zoals vermeld in punt 2.1, stond Engie ervoor open om de flexibiliteit van de LTO-eenheden op de energiemarkten in het kader van de maatregel beter te benutten, maar wees daarbij op de risico's van stilleggingen ten gevolge van de modulatie van de reactoren. Tegelijkertijd heeft de Belgische autoriteit voor nucleaire veiligheid beperkingen gesteld aan het aantal economische modulaties per cyclus. Om tegemoet te komen aan de bezwaren van de Commissie en derden, zoals vermeld in overweging 441, punt a), heeft België, rekening houdend met de technische beperkingen van de installaties, besloten de vergoeding van de onafhankelijke EMSA-partner aan te passen. België heeft een variabele component in de vergoedingsformule opgenomen, zodat de EMSA-partner stimulansen heeft om de verkopen van de nucleaire elektriciteit zoveel mogelijk af te stemmen op de marktomstandigheden, rekening houdend met de modulatiebeperkingen, zoals uiteengezet in punt 3.3.1.5.2. In het kader van dit nieuwe opzet is, om tegemoet te komen aan de bezwaren vermeld in overweging 441, punt b), de modulatieregeling geschrapt, aangezien het aan de EMSA-partner is om te beslissen wanneer het passend is over te gaan tot een economische modulatie. De EMSA-partner zal zo de juiste prikkels krijgen om te verzoeken om een economische modulatie wanneer de marktprijzen laag of negatief zijn, aangezien hem een sanctie te wachten staat wanneer hij dat niet doet.

b) met betrekking tot de bezwaren beschreven in overweging 441, punt c), heeft België het MPRA-mechanisme versterkt, zodat de vergoeding op grond van het CfD nauwer zal aansluiten bij de veranderende marktomstandigheden (zie punt 3.3.1.3.2).

c) wat de bezwaren van overweging 441, punt d), betreft, heeft België de day-aheadmarktprijs om de in overweging 98 genoemde redenen als marktreferentieprijs in de CfD-formule aangehouden. België heeft tijdens de formele onderzoeksfase in het bijzonder gewezen op het hoge risico en de grote gevolgen van onvoorziene niet-beschikbaarheid, met name tijdens de herstartfase van het LTO-project. Dit zou het productievolume van de LTO-eenheden in de eerste drie productiejaren zeer onzeker maken, waardoor een langetermijnreferentieprijs in de opzet van het CfD de risico's van de centrales zou vergroten.

d) ten slotte heeft België ook bevestigt dat de CfD-tegenpartij (BE-WATT) een risicobeheerstrategie voor haar open positie zal ontwikkelen, zoals wettelijk voorzien, en dat de uitvoering ervan zal bijdragen tot de liquiditeit van de termijnmarkten voor elektriciteit (zie overweging 99). De vaststelling van de strategie is afhankelijk van een advies van de toezichthouder, waarin een beoordeling wordt gegeven van het effect van de strategie op de betrokken elektriciteitsmarkten (zie overweging 158).

(443) De Commissie is van oordeel dat de wijzigingen met betrekking tot de opzet en de uitvoering van het CfD, alsook de toezegging om een risicobeheerstrategie te ontwikkelen die zal bijdragen tot de liquiditeit van de termijnmarkten voor elektriciteit, voldoende zijn om de in het inleidingsbesluit geuite twijfels weg te nemen. De Commissie erkent dat de LTO-eenheden gebaseerd zijn op een oude technologie met beperkte flexibiliteit, die de capaciteit van de nucleaire exploitant beperkt om de productie van de centrales regelmatig aan te passen. Dit in tegenstelling tot nieuwere nucleaire technologieën of kerncentrales met een ander ontwerp (bv. grijze versus zwarte regelstaven) die op- en afregelen mogelijk maken. Gezien de beperkte verlenging met tien jaar erkent de Commissie dat de technologie als een gegeven moet worden beschouwd, waardoor de capaciteit van de nucleaire exploitant om het

vermogen van de kerncentrales aanzienlijk aan te passen, wordt beperkt. In dit verband waardeert de Commissie de pogingen van de Belgische autoriteiten en Electrabel om de productie en het onderhoud zoveel mogelijk af te stemmen op de marktomstandigheden, ten eerste door de beslissingsbevoegdheid betreffende economische modulaties aan de EMSA-partner te delegeren en diens vergoeding aan te passen, en, ten tweede, door over te stappen van een brandstofcyclus van 18 maanden naar een brandstofcyclus van 12 maanden om het onderhoud zo veel mogelijk tijdens de zomerperiode te plannen. In dat opzicht draagt ook de versterking van het mechanisme voor het delen van winsten en verliezen bij tot de doelstelling om de vergoeding van het CfD zoveel mogelijk af te stemmen op de marktomstandigheden, en tot een grotere blootstelling aan marktrisico's. Hoewel steun in tijden van negatieve prijzen nog steeds niet volledig kan worden uitgesloten vanwege de beperkte flexibiliteit van de centrales en de veiligheidsvoorschriften, vermindert de gewijzigde opzet van het CfD samen met de gewijzigde EMSA-vergoedingsformule de prikkels om te produceren in tijden van negatieve prijzen. De Commissie erkent ook dat er, met name tijdens de herstartfase van het LTO-project, een hoog risico op onvoorziene niet-beschikbaarheid en uitval bestaat, zodat blootstelling aan langetermijnmarkten extra risico's met zich mee kan brengen. Dit zou de day-aheadmarktprijs in de beginperiode van het LTO-project geschikter maken als marktreferentieprijs. De Commissie merkt ook op dat de Belgische autoriteiten over de vrijheid beschikken om de marktreferentieprijs in de opzet van het CfD en de vergoedingsregeling in de EMSA na de eerste drie jaar van het project aan te passen. Tot slot wordt het effect van het gebruik van de day-aheadmarkt op de termijnmarkten verminderd door de hedgingstrategie die de liquiditeit van termijnmarkten zal bevorderen, en wordt de impact op de intradaymarkt verzacht door de variabele kosten die door de EMSA-partner worden gedragen.

(444) Bijgevolg, en gezien de specifieke omstandigheden van de onderhavige zaak, die betrekking heeft op bestaande kernreactoren die werken op basis van een oude technologie met beperkte flexibiliteit, is de Commissie van mening dat de gewijzigde opzet van het CfD samen met de gewijzigde EMSA-vergoeding een geschikt instrument vormen.

(445) Ten derde heeft de Commissie ook twijfels geuit over de geschiktheid van de SDC-leningen en de MOCP, die respectievelijk de kosten van stillegging en de operationele kasstroomtekorten dekken die zich kunnen voordoen, op een wijze die vergelijkbaar is met een potentieel onbeperkte subsidie, waarmee de joint venture wordt beschermd tegen operationele risico's. Daarnaast biedt de MOCP bescherming ten belope van 50 % van het kapitaal. België stelt dat zonder de SDC-leningen, de WCF en de minimale OPEX en kapitaalbetaling er aanvullende kapitaalbijdragen nodig zouden zijn, aangezien de aandeelhouders van de joint venture zelfs als zich maar één enkel geval van niet-beschikbaarheid voordoet, zouden worden blootgesteld aan insolventierisico's en een financieringstekort, waardoor de investering onrendabel zou worden.

(446) In reactie op de twijfels van de Commissie over de SDC-leningen en de MOCP heeft België nadere toelichting verschaft en deze maatregelen aangepast:

a) België stelt dat de SDC-leningen in beginsel zullen worden terugbetaald. Met betrekking tot het risico dat de SDC-leningen niet zouden worden terugbetaald indien de instroom van kasmiddelen ontoereikend zou zijn (aangezien deze plaatsvinden na terugbetaling van de aandeelhoudersbijdragen), voert België aan dat dit scenario zeer onwaarschijnlijk is en dat de SDC-leningen alleen niet worden terugbetaald in het geval van een zeer negatief scenario (zie overweging 132), d.w.z. indien er gedurende meerdere jaren sprake is van aanzienlijke niet-beschikbaarheid, bijvoorbeeld minder dan 60 % beschikbaarheid per jaar van 2029 tot en met 2035. Hoewel dit niet onwaarschijnlijk is, is dit risico klein en treedt het alleen op in extreme omstandigheden, zoals een onverwachte ernstige gebeurtenis of reeks gebeurtenissen die gedurende langere tijd aanhoudt, en uiteindelijk tot de sluiting van de centrale zou kunnen leiden (zie punt b)). Deze situatie zou ten nadele komen van de aandeelhouders: de SDC-leningen zullen alleen niet volledig worden terugbetaald in het geval dat het project onvoldoende winst oplevert om de aandeelhouders enig rendement op hun investering te kunnen bieden. De aandeelhouders zullen dus niet onevenredig profiteren van de SDC-leningen.

b) voorts voert België aan dat het MOCP-mechanisme alleen in geval van een zeer negatieve situatie wordt ingezet en dat Engie dan nog steeds 50 % van zijn kapitaalinvestering kan verliezen. Om tegemoet te komen aan de zorg dat de MOCP uiteindelijk als een onbeperkte subsidie zal fungeren, heeft België evenwel een maximum gesteld aan de MOCP-betalingen. Zoals uiteengezet in overweging 121, zal de tegenpartij van de beloningsovereenkomst (d.w.z. de Belgische staat) zijn beëindigingsrecht(en) uit hoofde van de beloningsovereenkomst uitoefenen indien de MOCP-betalingen de grens van 2 miljard EUR bereiken.

c) ten slotte heeft België aanvullende informatie verstrekt over het risico op een situatie van significante onvoorziene niet-beschikbaarheid gedurende de tien jaar waarmee de levensduur wordt verlengd, waaruit blijkt dat dit risico niet klein is (zie de overwegingen 114 tot en met 118) en dat een dergelijke gebeurtenis een grote impact zal hebben op de rentabiliteit van het LTO-project (zie tabel 11).

(447) De Commissie concludeert derhalve dat de SDC-leningen en de MOCP noodzakelijke en geschikte instrumenten zijn om de levensvatbaarheid van het LTO-project te waarborgen, met name gezien de bijzondere omstandigheden van de onderhavige zaak, waarin het gaat om bestaande kernreactoren die gebaseerd zijn op oude technologie en dus gevoelig zijn voor significante onvoorziene uitval. Aangezien de verlenging van de levensduur beperkt is tot een periode van tien jaar, waardoor de ruimte om aanzienlijke verliezen terug te verdienen beperkt is, biedt de MOCP de joint venture vanuit dit oogpunt een vangnet door deze te beschermen tegen operationele risico's. Zonder aanvullende garanties in de vorm van de MOCP en de SDC-leningen zou een particuliere investeerder waarschijnlijk niet het risico nemen om het LTO-project uit te voeren. Gezien de potentiële omvang van de MOCP-betalingen in het geval van de langdurige stillegging van een van beide LTO-eenheden gedurende meerdere jaren, leek het noodzakelijk deze betalingen te beperken tot een marktconform bedrag dat de LTO-eenheid (c.q. eenheden) voldoende tijd zou bieden om weer normaal te kunnen functioneren. De Commissie is ingenomen met de beperking van de (potentiële) MOCP-betalingen, waardoor de blootstelling van de Belgische staat ten minste vooraf wordt gekwantificeerd en bekend is.

(448) Wat de betrokkenheid van de Belgische staat bij de joint venture betreft, voert België aan dat dit de Belgische staat in staat stelt medezeggenschap uit te oefenen over de projectonderneming, aangezien de twee aandeelhouders onder gelijke voorwaarden aan de joint venture deelnemen. Het stelt de Belgische staat ook in staat om tot op zekere hoogte de eigendom van kritieke infrastructuur te behouden. De Commissie concludeert derhalve dat de joint venture een geschikt instrument is.

(449) Ten vierde, wat de EMSA betreft, acht de Commissie het passend een partner te kiezen om de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit op de groothandelsmarkt te verkopen, op voorwaarde dat deze partner volledig onafhankelijk is en niet in het belang van Electrabel handelt. De Commissie had echter twijfels over de beperking van de verkopen tot de day-aheadmarkt. België heeft verduidelijkt dat de EMSA-partner de vrijheid heeft om de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit op alle markten te verkopen en zich niet hoeft te beperken tot de day-aheadmarkt (zie overweging 152). België heeft ook bevestigd dat de EMSA-partner zal worden geselecteerd via een openbare aanbesteding en dat er waarborgen zullen worden ingebouwd om ervoor te zorgen dat Engie geen invloed heeft op de aanbestedingsprocedure of het resultaat (zie de punten 3.3.1.5.1 en 3.3.1.5.3). Indien GEMS als EMSA-partner wordt gekozen, verbinden België en Engie zich er bovendien toe de nodige waarborgen te creëren om te voorkomen dat er vermenging optreedt met de andere handelsactiviteiten van GEMS (zie punt 3.3.1.5.3). De Commissie acht de opzet van de EMSA en de selectie van de EMSA-partner daarom geschikt.

(450) Tot slot had de Commissie bedenkingen bij de geschiktheid van de combinatie van verschillende vergoedingsmechanismen die bovenop het CfD komen, en was zij van mening dat het pakket submaatregelen van onderdeel 1 alleen geschikt kan worden geacht voor zover deze niet leiden tot bijkomende buitensporige verstoringen van het handelsverkeer en de mededinging. Aangezien de Commissie geen aanwijzingen heeft dat de EMSA-partner niet onafhankelijk te werk zal gaan, noch dat Engie zal worden afgeschermd tegen alle marktrisico's (gezien het aangepaste MPRA-mechanisme, het plafond voor de MOCP en het kapitaalrisico van 50 %), kan geconcludeerd worden dat alle submaatregelen van onderdeel 1 zowel afzonderlijk als gezamenlijk geschikt kunnen worden geacht.

8.3.3.4.2. Geschiktheid van onderdeel 2

(451) Zoals vermeld in overweging 304 van het inleidingsbesluit, wordt het beheer van radioactief afval gekenmerkt door lange termijnen en kan het daarom enige vorm van overheidsinterventie vereisen; de uiteindelijke verantwoordelijkheid van de staat voor een verantwoord en veilig beheer van radioactief afval is vastgelegd in artikel 4, lid 1, van Richtlijn 2011/70/Euratom.

(452) De Commissie is derhalve van mening dat de overdracht van verplichtingen met betrekking tot kernafval en verbruikte splijtstof aan een onafhankelijk overheidsorgaan, Hedera, een geschikt middel is om de Belgische staat meer verantwoordelijkheid te geven voor de definitieve berging van verbruikte splijtstof en radioactief afval en om de financiering ervan over een lange periode veilig te stellen. De Commissie heeft ook geen alternatieve maatregel of aanpak gevonden die België in staat zou stellen deze doelstellingen even goed te verwezenlijken als de in punt 3.3.2.2 beschreven maatregel of aanpak.

(453) Wat betreft de overdracht van aanvullende ontmantelingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project ("ontmantelingsdisssynergiën"), als bedoeld in punt 3.3.2.4: deze overdracht dekt alleen de extra kosten die voortvloeien uit het LTO-project, terwijl de normale verplichtingen voor buitenbedrijfstelling en ontmanteling bij de nucleaire exploitant blijven berusten. De CNV heeft bevestigd dat er inderdaad sprake is van dissynergieën die van invloed zijn op de kosten van buitengebruikstelling en ontmanteling en heeft de hoogte van deze kosten berekend. Aangezien het de Belgische regering en niet Engie/Electrabel was die om verlenging van de levensduur heeft verzocht, is de Commissie van mening dat de overdracht van de ontmantelingsdissynergieën door middel van een eenmalige forfaitaire betaling door de Belgische staat, passend is.

(454) Ten slotte rechtvaardigt de overdracht van verplichtingen inzake het kernafval aan het Hedera-fonds, een afzonderlijk openbaar orgaan dat de middelen voor het beoogde doel veiligstelt en de kosten in verband met de overgedragen verplichtingen controleert, beide onder toezicht van een onafhankelijk overheidsorgaan (CNV), de vrijgave van de niet-Europese activa van Electrabel uit de perimeter van Electrabel en waarborgt dat de overdracht van verplichtingen met betrekking tot radioactief afval en verbruikte splijtstof op passende wijze gebeurt.

(455) De Commissie is derhalve van oordeel dat onderdeel 2 van de aangemelde maatregel, met inbegrip van de submaatregelen ervan, een geschikte oplossing is voor het marktfalen dat verband houdt met de onzekere kosten van het afvalbeheer en de ontmanteling.

8.3.3.4.3. Geschiktheid van onderdeel 3

(456) De Commissie is van mening dat er met name bij nucleaire technologie sprake is van politieke vertraging. Daarom acht de Commissie, zoals reeds opgemerkt in overweging 306 van het inleidingsbesluit, een overeenkomst inzake rechtsbescherming geschikt om marktfalen dat verband houdt met politieke en regelgevingsrisico's aan te pakken, zoals ook door de Commissie is erkend in het besluit in zaak SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Conclusie over de geschiktheid van de maatregel

(457) De Commissie is van oordeel dat de wijzigingen van de maatregel, waaronder een wijziging van de opzet van het CfD, de versterking van de MPRA en het plafond voor de MOCP, alsook de nadere toelichting over de combinatie van de submaatregelen, de Commissie voldoende basis bieden om een conclusie te trekken over de geschiktheid van onderdeel 1. De Commissie houdt daarbij ook rekening met de specifieke omstandigheden van de zaak, die betrekking heeft op een investering voor een beperkte periode in bestaande kerncentrales die gebruikmaken van oude technologie. Wat de onderdelen 2 en 3 betreft, heeft het formele onderzoek geen redenen opgeleverd om af te wijken van de eerdere conclusie van de Commissie dat de onderdelen 2 en 3 geschikt zijn.

(458) In het licht van het bovenstaande beschouwt de Commissie de submaatregelen van de onderdelen 1, 2 en 3 als een geschikte manier om het LTO-project te steunen.

8.3.3.5. Evenredigheid

(459) Om de evenredigheid van de maatregel te beoordelen, moet de Commissie nagaan of de maatregel beperkt blijft tot het minimum dat nodig is voor de succesvolle voltooiing van het LTO-project en verwezenlijking van de nagestreefde doelen.

(460) In het inleidingsbesluit heeft de Commissie uitgelegd dat bij de evenredigheidsbeoordeling rekening moet worden gehouden met de combinatie van door de Belgische autoriteiten voorgestelde steunmaatregelen, d.w.z. de combinatie van de onderdelen 1, 2 en 3, met inbegrip van de gecombineerde submaatregelen binnen elke onderdeel.

(461) De Commissie zal in de onderstaande punten eerst beoordelen of de onderdelen 1, 2 en 3 van de aangemelde maatregel, met inbegrip van de verschillende submaatregelen, evenredig zijn. De beoordeling van de evenredigheid van de combinatie van de onderdelen 1, 2 en 3, alsook de potentiële cumulatieve effecten ervan, wordt gegeven in punt 8.3.3.6.

([149]) Zie ook overweging 103 van het besluit van de Commissie in zaak SA.39487 (zie voetnoot 25).

8.3.3.5.1. Evenredigheid van onderdeel 1

(462) Zoals opgemerkt in overweging 331 van het inleidingsbesluit, werden de JDA++, de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, de ASA en de vergoeding van de kosten bij niet-sluiting van de transactie geacht tegen marktvoorwaarden te zijn overeengekomen, zodat zij als evenredig kunnen worden beschouwd. Zoals vermeld in overweging 324 van het inleidingsbesluit, heeft de Commissie erkend dat de uitvoering van een concurrerende biedprocedure voor de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud mogelijk niet geschikt is gezien de gevoeligheid en de specifieke aard van de LTO-eenheden, zodat de evenredigheid ervan kan worden beoordeeld aan de hand van de marge die Electrabel heeft behaald met de uitvoering van de overeenkomst, die op marktvoorwaarden moet zijn gebaseerd. Aangezien de marges voorzien in de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud overeenkomen met de marges die werden toegepast op grond van de LTO-partnerschapsovereenkomst met Luminus, die een relevante referentieovereenkomst vormt aangezien deze betrekking heeft op soortgelijke diensten, achtte de Commissie de O&M-overeenkomst evenredig. Bovendien heeft de Commissie tijdens de openbare raadpleging over de zaak met betrekking tot de evenredigheid van de JDA++, de overeenkomst inzake exploitatie en onderhoud, de ASA en de vergoeding van de kosten bij niet-sluiting van de transactie geen bewijs van het tegendeel ontvangen.

(463) De joint venture werd in het inleidingsbesluit ook als evenredig beschouwd, aangezien de Belgische regering en Electrabel hun rechten op voet van gelijkheid kunnen uitoefenen: zowel bij het bestuur van de joint venture als bij de kosten en inkomsten zal sprake zijn van een gelijke verdeling.

(464) In dit punt beoordeelt de Commissie de evenredigheid van de interne rentabiliteit (IRR) van het LTO-project en de resterende financiële submaatregelen van onderdeel 1 (MOCP, WCF, SDC-leningen, aandeelhoudersleningen). Om de evenredigheid van de staatssteunmaatregel te waarborgen en overcompensatie te voorkomen, moet de staatssteunmaatregel ervoor zorgen dat de begunstigde het minimumrendement behaalt dat nodig is om de investering uit te voeren. Met andere woorden, het minimumrendement dat nodig is om de financieringskloof van het project te dichten. De financieringskloof wordt gedefinieerd als het verschil tussen de netto contante waarde (NCW) in het feitelijke scenario en het nulscenario en is tegelijkertijd het minimumbedrag aan staatssteun dat nodig is om een stimulerend effect op de begunstigde te bewerkstelligen en het maximale bedrag aan staatssteun dat vereist is om de investering op gang te brengen.

(465) De financieringskloof is een fundamenteel begrip in de normale besluitvorming van bedrijven. Wanneer ondernemingen die naar winstmaximalisatie streven moeten beslissen of zij een project willen uitvoeren, beoordelen zij de waarde van het betreffende project in vergelijking met de alternatieven en kiezen zij het project met het hoogste verwachte rendement. Willen ondernemingen bereid zijn een project uit te voeren dat niet het hoogste verwachte rendement biedt, dan moeten zij hiertoe dus worden gestimuleerd door middel van staatssteun die groot genoeg is om de financieringskloof te dichten.

(466) Om vast te stellen welk deel van de verschillende verbeteringen toe te schrijven is aan het effect van de interventie, aangezien dergelijke verbeteringen zich niet alleen kunnen voordoen als gevolg van het LTO-project, maar ook als gevolg van andere factoren, heeft België een nulscenario verstrekt waarover de Commissie ten tijde van het inleidingsbesluit niet de beschikking had ([150]). Het nulscenario is daarbij een scenario waarin de levensduur van de LTO-eenheden niet wordt verlengd, wat het geval zou zijn als er geen overeenkomst met de Belgische regering tot stand komt. Bij de contrafeitelijke analyse worden de resultaten van de interventie vergeleken met de resultaten die zouden zijn behaald indien de interventie niet was uitgevoerd. In een dergelijke situatie zou Electrabel: i) de kernreactoren blijven exploiteren tot hun oorspronkelijke wettelijke einddatum, en ii) verantwoordelijk blijven voor alle verplichtingen met betrekking tot het afval. De Belgische regering heeft de financiële gegevens voor dit scenario verstrekt, namelijk de gespecificeerde geraamde niet-gedisconteerde ([151]) vrije kasstromen in verband met de activiteiten van de Belgische kernreactoren voor de resterende levensduur (tot hun wettelijke einddatum in 2025). België voert aan dat de kasstromen van de LTO-eenheden voor de resterende wettelijke levensduur met of zonder het LTO-project ongewijzigd blijven.

(467) Wat evenredigheid van onderdeel 1 betreft, zijn er drie belangrijke aandachtspunten die voor de beoordeling van de aangemelde maatregel door de Commissie van belang zijn:

a) de MOCP en de voorwaarden van de WCF, de aandeelhoudersleningen en de SDC-leningen (zie punt 8.3.3.5.1.1);

b) de beoogde interne rentabiliteit van 7 % die aan het financiële model ten grondslag ligt (zie punt 8.3.3.5.1.2), en

c) de EMSA (zie punt 8.3.3.5.1.3).

([150]) De analyse van het nulscenario waarnaar in het inleidingsbesluit wordt verwezen, verwijst naar het scenario waarin Engie het LTO-project zou uitvoeren zonder een overeenkomst met de Belgische regering te hebben bereikt.

([151]) De vrije kasstromen werden niet gedisconteerd omdat er minder dan één jaar resteert is tot aan de wettelijke einddatum.

8.3.3.5.1.1. Evenredigheid van de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1

(468) Ten eerste was de Commissie, zoals vermeld in het inleidingsbesluit, van mening dat de MOCP in feite een vangnet voor de joint venture vormt, aangezien elk tekort aan inkomsten als gevolg van een gebrek aan elektriciteitsproductie tijdens de initiële periode en de bedrijfsfase door de Belgische staat zal worden gedekt, waardoor de joint venture financieel wordt beschermd tegen elk operationeel risico. De belangrijkste probleem met de MOCP had te maken met het feit dat deze de facto een bijna onbeperkte subsidie aan BE-NUC zou kunnen worden als de LTO-eenheden langere tijd niet beschikbaar zouden zijn. Als een belangrijke onverwachte gebeurtenis of een reeks belangrijke onverwachte gebeurtenissen ertoe zou leiden dat de LTO-eenheden gedurende de tien jaar van het LTO-project geen elektriciteit zouden kunnen produceren, zou op grond van het MOCP-mechanisme in theorie een bedrag moeten worden uitgekeerd dat kan oplopen tot [7-8] miljard EUR. België heeft nadere toelichting verstrekt over de niet te verwaarlozen kans dat zich dergelijke gevallen van significante ongeplande niet-beschikbaarheid zouden voordoen (zie de overwegingen 114 tot en met 118), en de gevolgen daarvan (zie tabel 11). België heeft in dit verband toegezegd de MOCP-betalingen te beperken tot 2 miljard EUR (zie overweging 121). Dit bedrag, dat in overeenstemming is met de garantieniveaus die gebruikelijk zijn in de sector, komt overeen met de bovengrens van een scenario waarin beide LTO-eenheden gedurende twee opeenvolgende jaren gelijktijdig niet beschikbaar zijn. Gezien de verlengingsperiode van de centrales (beperkt tot tien jaar) werd twee jaar beschouwd als de maximale periode die kon worden besteed aan het vaststellen en oplossen van een probleem of reeks problemen, afhankelijk van de ernst ervan, alvorens de mogelijkheid te overwegen om de centrale te sluiten. De Commissie is derhalve van oordeel dat het gemaximeerde bedrag van de MOCP evenredig is.

(469) In de tweede plaats, wat de SDC-leningen betreft, voert België aan dat de SDC-leningen tot 2028 de kosten dekken gedurende de periode waarin de LTO-eenheden geen netto-inkomsten genereren, en dat deze leningen aan de Belgische overheid moeten worden terugbetaald, zodat de steun tot een minimum wordt beperkt. Zoals vermeld in het inleidingsbesluit had de Commissie bedenkingen bij de terugbetaling van de SDC-leningen, aangezien de SDC-leningen in de praktijk een kredietlijn vormen die achtergesteld is bij alle andere leningen en het eigen vermogen van de joint venture. Dit betekent dat zij aan het einde van de LTO-periode niet kunnen worden terugbetaald indien de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit niet groot genoeg is, wat een aanzienlijk risico oplevert dat mogelijk niet wordt weerspiegeld in de rentevoet, die is vastgesteld op het laagste rentepercentage voor OLO's (vijfjarige obligaties) ([152]) in België plus 200 basispunten en 6 %. België heeft verduidelijkt dat de SDC-leningen alleen niet zullen worden terugbetaald in geval van een zeer negatief scenario, zodat het risico dat zij niet aan de Belgische staat worden terugbetaald zeer klein is (zie overweging 132). België heeft met name benadrukt dat er in een dergelijk zeer negatief scenario ook geen sprake zou zijn van rendement op de kapitaalinbreng. De risico's van de SDC-leningen hebben immers alleen betrekking op risico's die verband houden met de prestaties en de rentabiliteit van het project, aangezien de SDC-leningen niet worden gebruikt om de kapitaaluitgaven te financieren. De rentevoet is gemaximeerd op de bovengrens van de in het kader van de MPRA vastgestelde bandbreedte voor de beoogde interne rentabiliteit, die loopt van 6 % tot 8 %. De Commissie is derhalve van oordeel dat de voorwaarden van de SDC-leningen evenredig zijn. België heeft toegezegd om, indien de definitieve voorwaarden van de SDC-leningen wijzigingen met zich meebrengen in de aangemelde maatregel zoals beschreven in dit besluit, deze aan de Commissie mee te delen.

(470) Ten derde heeft België, wat de voorwaarden van de WCF en de aandeelhoudersleningen betreft, tijdens de formele onderzoeksprocedure verduidelijkt dat deze tegen marktvoorwaarden zullen worden verstrekt, tegen rentevoeten die nog niet zijn vastgesteld, maar zullen worden vastgesteld op basis van de geldende marktrente en eventuele vergelijkbare schuldfinanciering door derden die op het desbetreffende moment beschikbaar is. Er is een termsheet opgesteld waarin de voorwaarden van beide aandeelhoudersleningen zijn vastgelegd en de methode voor het vaststellen van de rentevoet wordt beschreven. België heeft verduidelijkt dat deze methode in overeenstemming is met het beleid van Engie inzake verrekenprijzen voor leningen en met het BEPS-beginsel van de OESO dat ervoor zorgt dat de rentevoet op objectieve wijze wordt vastgesteld. Volgens de termsheet zal de rentevoet naar verwachting een variabele rente zijn, vastgesteld op de zesmaands Euribor plus een verwachte marge van ongeveer [0-3] %. De Commissie merkt op dat de marge die aan de zesmaands Euribor wordt toegevoegd, zal worden geraamd op basis van de [...], een algemeen erkend en gebruikt instrument om de marge (spread) te ramen op basis van criteria als de looptijd, de kredietwaardigheid en de valuta van de lening en de kredietnemer. Wat betreft de rating voor de joint venture die in aanmerking zal worden genomen bij het ramen van de marge, zal België, bij gebrek aan een formele rating van een ratingbureau voor BE-NUC, hiervoor de laagste rating voor de aandeelhouders van de joint venture gebruiken. Dit zijn de Belgische staat (Aa3-rating van Moody's ([153]), zoals

([152]) Dit stemt overeen met de geschatte duur van de SDC-leningen (vijf jaar).
([153]) Dit komt overeen met AA– in het beoordelingssysteem van S&P en Fitch.

bevestigd op de website van de Belgische overheid ([154]), AA-rating van S&P en AA– van Fitch, zoals bevestigd op de website van de Belgische overheid en ook op 16 januari 2025 door de Europese Commissie gecontroleerd op het S&P Capital IQ Pro-portaal ([155])) en Electrabel (Baa1-rating van Moody's ([156]) volgens het openbaar beschikbare rapport van 10 juli 2024 ([157]) en BBB+-rating van Fitch volgens openbaar beschikbare informatie op de website van Fitch ([158])). Dit is een standaardbenadering, waarbij met name rekening wordt gehouden met het feit dat de LTO-eenheden een kernactiviteit van Electrabel vormen, die bovendien kan rekenen op een onbeperkte garantie van moedermaatschappij Engie (Baa1-rating van Moody's ([159]) en BBB+-rating van Fitch ([160])), alsook met de aandelenstructuur van de joint venture. De Commissie is derhalve van oordeel dat de voorwaarden van de WCF en de aandeelhoudersleningen evenredig zijn. België heeft toegezegd om, indien de definitieve voorwaarden van de WCF en de aandeelhoudersleningen wijzigingen met zich meebrengen in de aangemelde maatregel zoals beschreven in dit besluit, deze aan de Commissie mee te delen.

(471) Gezien de vaststelling van een maximumbedrag voor de MOCP en de nadere toelichting over de SDC-leningen en de voorwaarden van de WCF en de aandeelhoudersleningen, is de Commissie van oordeel dat de MOCP, de WCF, de SDC-leningen en de aandeelhoudersleningen evenredig zijn.

8.3.3.5.1.2. Evenredigheid van het beoogde rendement van 7 % (waarop het CfD is gebaseerd)

(472) Als onderdeel van de beloningsovereenkomst zal tussen de partijen een tweerichtings-CfD worden toegepast. De Commissie heeft de methode voor de vaststelling van de uitoefenprijs beoordeeld, onder meer door de parameters te controleren die zijn opgenomen in het financiële model aan de hand waarvan het niveau van de uitoefenprijs wordt bepaald. Zoals vermeld in overweging 71 gaat België er in het basisscenario van het financieel model bij ondertekening, dat ten grondslag ligt aan de op 13 december 2023 ondertekende uitvoeringsovereenkomst, van uit dat de kosten voor de modernisering van de twee reactoren neerkomen op [2-2,5] miljard EUR aan kapitaaluitgaven, wat betekent dat er een uitoefenprijs van [80-90] EUR per MWh nodig is om gedurende de hele levensduur van de LTO-eenheden een interne opbrengstvoet van 7 % te waarborgen. Anders gezegd zou het disconteren van de vrije kasstromen tegen een percentage na belastingen van 7 % resulteren in een netto contante waarde van nul, wat betekent dat de interne rentabiliteit evenredig is en dat de financieringskloof wordt gedicht. België heeft bovendien aangevoerd dat de beloningsovereenkomst een verlies/winstdelingsmechanisme (MPRA) omvat op grond waarvan Engie de risico's gedeeltelijk deelt met de Belgische staat wanneer de marktprijzen lager of hoger blijken te zijn dan verwacht in het basisscenario. Bij lagere prijzen daalt het beoogde rendement (in de vorm van een lagere uitoefenprijs) van 7 % tot 6 %, terwijl bij hogere prijzen het beoogde rendement stijgt (in de vorm van een hogere uitoefenprijs) tot 8 %.

(473) Tijdens de formele onderzoeksprocedure heeft België nader toegelicht waarom het beoogde percentage van 7 % en de bandbreedte van 6 tot 8 % evenredig zijn; hieruit bleek dat het steunbedrag beperkt blijft tot het minimum dat nodig is om de financieringskloof te overbruggen.

(474) Ten eerste heeft België de opzet van het CfD zodanig gewijzigd dat de productie van elektriciteit door de LTO-eenheden beter wordt afgestemd op de marktsignalen en de EMSA-partner geen prikkels heeft om elektriciteit tegen negatieve prijzen te verkopen. Zoals vermeld in punt 8.3.3.4.1, is de Commissie van oordeel dat de gewijzigde opzet van het CfD inderdaad geschikt is.

([154]) Zie https://www.debtagency.be/nl/datafederalstaterating.
([155]) Alleen de ratings van S&P en Fitch, voor zover beschikbaar, zijn te vinden op het S&P Capital IQ Pro-portaal waartoe de Europese Commissie toegang heeft.
([156]) Dit komt overeen met BBB+ in het beoordelingssysteem van S&P en Fitch.
([157]) Zie https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Zie https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 komt overeen met BBB+ in het kredietbeoordelingssysteem van S&P en Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Zie https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) Ten tweede heeft België de benchmarkingmethode geactualiseerd, op grond waarvan het concludeert dat de rendementsbandbreedte van 6-8 % in overeenstemming is met de benchmarks voor de sector; de interne rentabiliteit van 7 % komt namelijk overeen met een premie van ongeveer 4 % bovenop het risicovrije percentage van ongeveer 3 % (zie punt 3.3.1.3.1.1). In de door België verstrekte internationale benchmarkanalyse wordt, voor zover mogelijk, gebruikgemaakt van vergelijkbare ondernemingen en projecten. Aangezien de nucleaire sector afhankelijk is van zeer specifieke en op maat gesneden financiering, vaak met een sterke betrokkenheid van de overheid, is het niet realistisch om een benchmark voor exact gelijkwaardige mechanismen voor te stellen. België heeft inderdaad erkend dat de verscheidenheid aan markt- en regelgevingskaders, risicoprofielen en bedrijfs- en projectkenmerken de samenstelling van een volledig vergelijkbare selectie van bedrijven of projecten lastig maakt. De door België voorgestelde voorbeelden kunnen echter als relevant worden beschouwd, aangezien zij betrekking hebben op bedrijven en projecten met nucleaire installaties in verschillende geografische gebieden, die gebruikmaken van financieringsmechanismen die het meest op die van het project lijken. Wat de IRR-bandbreedte van 6 % tot 8 % betreft, lijkt het erop dat, net als voor de meeste projecten met vergelijkbare bandbreedtes en vergelijkbare financiële beschermingsmaatregelen, de door België gehanteerde parameters zich in het lagere deel van de bandbreedte bevinden.

(476) Ten derde heeft België het MPRA-mechanisme gewijzigd, waardoor de interne rentabiliteit sneller wordt aangepast aan de marktomstandigheden (zie punt 3.3.1.3.2). De verkleining van de stappen van de MPRA van 30 % naar 20 %, wat tot een intensivering van het mechanisme leidt, resulteert in een snellere neerwaartse beweging van de interne rentabiliteit wanneer de marktprijs lager is dan de uitoefenprijs, en in een snellere opwaartse beweging van de interne rentabiliteit wanneer de marktprijs hoger is dan de uitoefenprijs. Bij verder gelijke omstandigheden zou dit leiden tot een sterkere impact op de interne rentabiliteit van de joint venture wanneer de marktprijzen veranderen binnen de vastgestelde bandbreedte.

(477) Ten vierde heeft België, op basis van het geactualiseerde MPRA-mechanisme en de huidige prognoses van de marktprijzen, het effectieve rendement berekend dat BE-NUC momenteel zou behalen, namelijk 6,5 %, wat 0,5 basispunten lager is dan het beoogde percentage van 7 %, en aan de onderkant van de bandbreedte van 6 % tot 8 % ligt. Deze beoordeling is gebaseerd op de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkten sinds de ondertekening van de overeenkomst (2023) en op het feit dat de prognoses voor 2025-2035 lager zijn uitgevallen. De Commissie merkt op dat deze beoordelingen in overeenstemming zijn met de huidige prijsnoteringen op de EEX. Per 16 januari 2025 werden de volgende gemiddelde prijzen verwacht: 79,72 EUR/MWh voor 2025, 80,23 EUR/MWh voor 2026, 75,75 EUR/MWh voor 2027, 64,99 EUR/MWh voor 2028 ([161]).

(478) Ten vijfde heeft België de beoogde interne rentabiliteit vergeleken met de theoretische kapitaalkosten, op basis van twee algemeen aanvaarde methoden, namelijk de gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC) en de kosten van eigen vermogen (unlevered). België berekende dat de WACC binnen een bandbreedte van 6,2 % tot 7,4 % lag, en de kosten van eigen vermogen (unlevered) tussen 6,2 % en 7,5 %. In dit verband heeft de Commissie, om te bevestigen of de beoogde interne rentabiliteit bovendien evenredig is, de door België beoogde WACC vergeleken met een marktgebaseerde bandbreedte voor de WACC ([162]). Wanneer de beoogde interne rentabiliteit hoger ligt dan de bandbreedte, is er sprake van een onevenredig hoog rendement; wanneer de beoogde interne rentabiliteit lager ligt dan de bandbreedte, is er sprake van een onevenredig laag rendement (d.w.z. een rendement dat een marktinvesteerder niet zou aanvaarden). Bij de raming van de theoretische WACC-bandbreedte op basis van marktgegevens heeft de Commissie zich gebaseerd op de standaard WACC-formule, die ook door België wordt gebruikt en in punt 3.3.1.3.1.2.1 wordt beschreven.

(479) Voor de kosten van eigen vermogen heeft de Commissie zich gebaseerd op de standaard CAPM-formule, die ook door België wordt gebruikt en in punt 3.3.1.3.1.2.2 is beschreven, door elk van de onderdelen ervan te ramen op basis van marktgegevens, zoals hieronder uiteengezet.

(480) Voor de risicovrije rente gebruikt de Commissie, in overeenstemming met de Belgische benadering, de rendementen op Belgische overheidsobligaties (OLO's) met een looptijd van tien jaar, waarmee de in euro luidende risicovrije factor in de kredietrating van België goed kan worden benaderd en die goed aansluiten bij de looptijd van het project van tien jaar. Wat de middelingsperiode betreft, heeft de Commissie rekening gehouden met een zesmaands

([161]) Zie https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Aangezien de marktparameters die worden gebruikt voor de kosten van eigen vermogen (unlevered) en de WACC dezelfde zijn, zal de Commissie zich in dit punt concentreren op de berekening van de WACC.

en twaalfmaands voortschrijdend gemiddelde, dat in september 2024 respectievelijk 3,01 % en 3,03 % bedroeg ([163]). De geschatte bandbreedte van de risicovrije rente valt derhalve binnen de door België berekende laagste en hoogste geraamde percentages van 2,8 % en 3,11 % (op basis van het twaalfmaands voortschrijdend gemiddelde voor respectievelijk medio 2023 en eind 2023). Deze ramingen zijn ook in overeenstemming met de gemiddelde risicovrije rentes die volgens gegevens van Fernandez et al. ([164]) in België werden gebruikt voor begin 2024.

(481) Voor de marktrisicopremie gaat België uit van een bandbreedte van 5,27 % tot 5,75 % %, op basis van de gegevens van Damodaran en Kroll (zie tabel 8). Deze databanken worden algemeen erkend en gebruikt in de financiële wereld en het bedrijfsleven. De Commissie acht deze bronnen betrouwbaar en gaat in haar lage scenario uit van het gemiddelde van de gegevens van Damodaran (5,27 %) en in haar hoge scenario van het voorzichtige cijfer van België van 5,75 %. Voor haar basisscenario heeft de Commissie rekening gehouden met een derde algemeen erkende en veelgebruikte gegevensbron, namelijk de door Fernandez et al. gepubliceerde jaarlijkse enquête ([165]), waarin de marktrisicopremie begin 2024 op 5,7 % werd geraamd. Om voorzichtig te zijn, gaat de Commissie voor haar basisscenario uit van het gemiddelde van de drie bronnen (Damodaran, Kroll en Fernandez), dat 5,57 % bedraagt.

(482) Voor de unlevered bèta heeft de Commissie beide door België voorgestelde methoden beoordeeld, die gebaseerd zijn op het eenvoudige gemiddelde en de mediaan van de hefboomfinanciering (schuld/eigen vermogen) en de bèta's van vijf vergelijkbare nutsbedrijven, geraamd op basis van het vijfjarig voortschrijdend gemiddelde vanaf medio 2023, met een dagelijkse frequentie. De Commissie is van mening dat deze methode en de gegevensbron (Bloomberg) in overeenstemming zijn met algemeen erkende methoden ([166]). Voor haar basisscenario neemt de Commissie het gemiddelde van de laagste ([0,40-1,00]) en de hoogste ([0,40-1,00]) ramingen voor haar basisscenario ([0,40-1,00]). Voor de raming van de bèta's met en zonder hefboomfinanciering gebruikt de Commissie net als België de Hamada-benadering (zoals beschreven in tabel 6) en, om voorzichtig te zijn, de ondergrens van de raming van België voor de beoogde hefboomfinanciering (schuld/eigen vermogen) van 53 %.

(483) Wat het hefboomeffect betreft ([167]), merkt de Commissie op dat de bandbreedte van 34,6 % tot 35,2 % (zie tabel 6) wordt afgeleid van de beoogde hefboomfinanciering die varieert van 53 % tot 54,5 %, uitgaande van vergelijkbare ondernemingen die worden gebruikt voor de raming van de bèta's, zoals beschreven in overweging 482. Om voorzichtig te zijn, baseert de Commissie zich voor haar basisscenario op de ondergrens van de ramingen ([168]).

(484) Voor de raming van de kosten vóór belastingen van vreemd vermogen maakt België gebruik van een algemeen erkende methode waarbij bij de risicovrije rente een bedrijfsmarge wordt opgeteld (op basis van de branche waarin de onderneming actief is). In overeenstemming met deze methode telt de Commissie voor haar basisscenario bij de risicovrije rente van 3,03 % (basisscenario) het gemiddelde van de bedrijfsmarges van begin 2023 en begin 2024 van respectievelijk 2,69 % en 2,17 % op ([169]).

([163]) Gegevens die op 4 september 2024 zijn opgevraagd bij S&P Capital IQ Pro.

([164]) Algemeen erkende gegevensbron. Prof. Fernandez et al. publiceren jaarlijks een enquête over de marktrisicopremies en de risicovrije rentes die voor veel landen wordt gehanteerd. De enquête over 2024 is hier beschikbaar; daaruit blijkt dat de gemiddelde risicovrije rente 3,1 % bedraagt. "Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024", door Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín — https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Algemeen erkende gegevensbron. Prof. Fernandez et al. publiceren jaarlijks een enquête over de marktrisicopremies en de risicovrije rentes die voor veel landen wordt gehanteerd. De enquête over 2024 is hier beschikbaar; daaruit blijkt dat de gemiddelde marktrisicopremie 5,7% bedraagt: "Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 by Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín", SSRN.

([166]) Het gebruik van een vijfjarig voortschrijdend gemiddelde met een dagelijkse frequentie maakt het mogelijk de volatiliteit op korte termijn af te vlakken en een stabielere risicomaatstaf te bieden.

([167]) Het hefboomeffect (schuld/totaal kapitaal) wordt afgeleid van de beoogde hefboomfinanciering die wordt gebruikt bij het ramen van de bèta's met en zonder hefboomfinanciering, zoals beschreven in punt 3.3.1.3.1.2. Het hefboomeffect wordt berekend als (beoogde hefboomfinanciering/(1 + beoogde hefboomfinanciering)).

([168]) Het hefboomeffect is ook grotendeels in overeenstemming met de sectorale informatie van Damodaran, die het gemiddelde hefboomeffect voor de energiesector voor 2023 schat op 39,25 % (cijfers gepubliceerd in januari 2024, beschikbaar op https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Ontleend aan de website van Damodaran, de pagina "Archived data" (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), bestanden voor 1/24 en 1/23 voor Europa in de rubriek "Cost of Capital by Industry".

(485) De conclusies van de Commissie over de WACC worden hieronder weergegeven in tabel 17. De tabel toont drie scenario's voor de WACC, die het resultaat zijn van drie reeksen aannamen: "België Laag", het "Basisscenario" van de Commissie en "België Hoog".

Tabel 17

weergave van drie WACC-scenario's

Scenario's (*)	België Laag	Basisscenario COM	België Hoog
Risicovrije rentevoet	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Marktrisicopremie	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Levered bèta	[0,40 - 1,00]	[1,00 - 1,60]	[1,00 - 1,60]
Kosten van vreemd vermogen vóór belastingen	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Hefboomeffect	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Belastingtarief	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Getallen afgerond op de eerste decimaal

(486) De in tabel 17 getoonde WACC-parameters resulteren in een WACC van ongeveer 7,0 % in het basisscenario van de Commissie, een cijfer dat binnen de door België in de lage en hoge scenario's geraamde bandbreedte ligt. De beoogde interne rentabiliteit van 7 % ligt binnen deze bandbreedte. Opgemerkt moet worden dat:

a) deze cijfers geen specifieke nucleaire risicopremies of andere premies omvatten, zoals een illiquiditeitspremie, om rekening te houden met de risicobeperkingen die worden geboden door de verschillende in de bovenstaande punten beschreven maatregelen ([170]).

b) de raming van de bèta en het hefboomeffect in het Belgische "lage" scenario is gebaseerd op het eenvoudige gemiddelde van de geselecteerde vergelijkbare ondernemingen. Met name wat de bèta betreft, benadrukt België in zijn nadere toelichting over de bandbreedte van de kapitaalkostenramingen die in december 2024 werden verstrekt (zoals besproken in punt 3.3.1.3.1.2), dat met een eenvoudig gemiddelde van vergelijkbare bèta's de marktrisico's van een nutsbedrijf dat zich deels bezighoudt met de productie van kernenergie worden onderschat, aangezien hierbij eenzelfde gewicht wordt toegekend aan ondernemingen met verschillende portefeuillesamenstellingen ([171]). Daarom heeft België licht herziene ramingen van de unlevered bèta ingediend door het eenvoudige gemiddelde van alle vergelijkbare ondernemingen te nemen, met uitzondering van die met het kleinste aandeel kernenergie, wat een waarde van [0,40-1,00] oplevert, en door het gemiddelde te nemen van de unlevered bèta van twee ondernemingen met het grootste aandeel kernenergie, wat een waarde oplevert van [0,40-1,00]. De Commissie acht de opmerkingen van België gegrond. Mocht het gemiddelde ([0,40-1,00]) van de twee ramingen van de unlevered bèta in het basisscenario van de Commissie in aanmerking worden genomen voor de raming van de WACC, dan zou dit een iets hogere WACC van 7,12 % opleveren.

c) volgens de herziene prognoses voor de marktprijzen (voor elektriciteit), zoals vermeld in punt 3.3.1.3.1.3, bedraagt de geschatte gerealiseerde interne rentabiliteit in werkelijkheid 6,5 %.

(487) Ten slotte bestaat er een verband tussen de evenredigheid van de financiële submaatregelen van onderdeel 1, zoals vermeld in overweging 318 van het inleidingsbesluit, en de geschiktheid ervan. Zoals vermeld in punt 8.3.3.4.1, heeft de Commissie geconcludeerd dat het pakket financiële submaatregelen van onderdeel 1 als geschikt kan worden beschouwd om de tekortkomingen van de markt en de risico's in verband met investeringen in kernenergie aan te pakken.

([170]) Dit is in overeenstemming met het besluit over de kerncentrale in Dukovany.

([171]) Zie België, december 2024, "SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates": zo bestond 5 % van de geïnstalleerde capaciteit van Iberdrola (met een unlevered bèta van [0,00-0,60]) uit nucleaire activa en 14 % van zijn productie was afkomstig van kernenergie. Aan de andere kant was 53 % van de totale productie van Fortum afkomstig uit kernenergie; in dit geval bedroeg de bèta [0,40-1,00].

(488) Om de bovengenoemde redenen is de Commissie van oordeel dat België de evenredigheid van de opzet van het CfD en de onderliggende interne rentabiliteit voldoende heeft aangetoond.

8.3.3.5.1.3. Evenredigheid van de EMSA

(489) Ten slotte heeft België tijdens de formele onderzoeksprocedure bevestigd dat er een aanbesteding voor de selectie van de EMSA-partner zal worden georganiseerd; ook heeft het de criteria en de voorwaarden die zullen worden toegepast bij de selectie van de EMSA-partner verder verduidelijkt (zie punt 3.3.1.5.1). De Commissie is van mening dat de biedprocedure concurrerend is, aangezien deze open, duidelijk, transparant en niet-discriminerend is en gebaseerd op objectieve criteria die vooraf zijn vastgesteld in overeenstemming met de doelstelling van de maatregel en die het risico van strategische biedingen tot een minimum beperken. De selectiecriteria werden ook gepubliceerd op de relevante Belgische en EU-platforms, ruim vóór de uiterste datum voor het indienen van de inschrijvingen, om daadwerkelijke concurrentie mogelijk te maken. België heeft zelfs aanvullende bepalingen en waarborgen vastgesteld om ervoor te zorgen dat de doelstellingen van de EMSA worden bereikt en de verwachte diensten naar behoren worden verleend (bv. verzoek om inlichtingen, een verzoek om een verklaring van kandidaten, zoals uiteengezet in punt 3.3.1.5.1).

(490) België heeft ook maatregelen genomen om potentiële belangenconflicten met Engie tijdens het opzetten van de aanbestedingsprocedure doeltreffend te identificeren en te voorkomen.

(491) Om tegemoet te komen aan de bezwaren van de Commissie in overweging 328 van het inleidingsbesluit, heeft België ook de opzet van het CfD gewijzigd door de beslissingsbevoegdheid met betrekking tot economische modulaties over te dragen aan de EMSA-partner, die — door de gewijzigde vergoedingsformule — over de juiste prikkels beschikt om economische modulatiebesluiten te nemen in overeenstemming met de marktomstandigheden, waardoor een optimale dispatching en optimaal onderhoud van de LTO-eenheden wordt gewaarborgd en de prikkels om te produceren in perioden van negatieve prijzen worden verminderd (zie punt 8.3.3.4.1). Bijgevolg is de Commissie van mening dat de EMSA-partner niet zal worden gestimuleerd om de volledige capaciteit van de LTO-eenheden op de day-aheadmarkt aan te bieden tegen de laagste toegestane prijs.

(492) De gewijzigde vergoedingsformule voor de EMSA-partner zorgt ook voor een goed evenwicht tussen de toegenomen risico's van stilleggingen en het behoud van de juiste stimulansen voor de EMSA-partner om te streven naar een balans. De Commissie is derhalve van mening dat de EMSA-aanbesteding voldoende inschrijvers zal aantrekken.

(493) Daarnaast heeft België verduidelijkt dat er specifieke bepalingen en maatregelen voorzien zijn in het geval van deelname en selectie van GEMS bij de aanbesteding of in het geval dat GEMS tijdelijk als EMSA-partner moet optreden omdat de aanbestedingsprocedure niet succesvol is (zie punt 3.3.1.5.3). De Commissie is van mening dat deze maatregelen toereikend zijn om de onafhankelijkheid van de EMSA-partner onder alle omstandigheden te waarborgen.

(494) Om de hierboven uiteengezette redenen is de Commissie van oordeel dat België de evenredigheid van de EMSA voldoende heeft aangetoond.

8.3.3.5.2. Evenredigheid van onderdeel 2

(495) Om te bepalen of de overdracht van de verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof evenredig is, heeft de Commissie nagegaan of de voorwaarden waaronder de overdracht van deze verplichtingen plaatsvindt zodanig zijn gedefinieerd dat het risico op kostenoverschrijdingen voor de staat en de daarmee samenhangende onzekerheid zoveel mogelijk worden beperkt. Gezien de aard van het beheer van radioactief afval en de resterende onzekerheid over de keuze van de locatie en de bergingskosten, hoeft dit niet zo ver te gaan dat elke mogelijkheid van kostenoverschrijding volledig wordt uitgesloten, zoals erkend in eerdere besluiten van de Commissie betreffende de verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof (zie voetnoot 149).

(496) De Commissie heeft er in eerdere zaken ook op gewezen dat het beheer van radioactief afval wordt gekenmerkt door lange termijnen, die een vorm van overheidsinterventie nodig kunnen maken. België heeft ook aangevoerd dat de noodzaak van overheidsinterventie om een verantwoord en veilig beheer van radioactief afval te waarborgen, is vastgelegd in artikel 4, lid 1, van Richtlijn 2011/70/Euratom, dat voorziet in de uiteindelijke verantwoordelijkheid van de staat in dit verband, alsook in het Gezamenlijk Verdrag inzake de veiligheid van het beheer van bestraalde splijtstof en inzake de veiligheid van het beheer van radioactief afval. België stelt dat overheidsinterventie gerechtvaardigd kan zijn om het risico van grotere toekomstige lasten voor de staat te voorkomen indien er geen actie wordt ondernomen.

(497) België heeft ook aangevoerd dat de Belgische nucleaire exploitant, overeenkomstig het beginsel dat de vervuiler betaalt, zoals vastgelegd in Euratom-aanbeveling 2006/851, voldoende financiële middelen heeft gereserveerd voor de kosten van het beheer van verbruikte splijtstof en radioactief afval tijdens de levensduur van de zeven kernreactoren. De CNV heeft de toereikendheid van deze financiële middelen regelmatig geëvalueerd. Daarnaast voert België aan dat het beginsel "de vervuiler betaalt" ook in de huidige afvalstoffenovereenkomst wordt geëerbiedigd en dat deze voldoet aan de vereisten van artikel 4, lid 3, punt e), artikel 5, lid 1, punt f), en artikel 9 van Richtlijn 2011/70/Euratom, en wel om de volgende redenen:

a) de nucleaire exploitant blijft verantwoordelijk voor de ontmanteling en moet ervoor te zorgen dat het radioactief afval en de verbruikte splijtstof voldoen aan de contractuele overdrachtscriteria. Voorts voert België aan dat deze overdrachtscriteria als zeer strikt kunnen worden beschouwd, waardoor het door de Belgische staat genomen risico verder wordt beperkt. De staat draagt ook geen financiële of andere verantwoordelijkheid voor het beheer voorafgaand aan de overdracht, dat voor rekening komt van de nucleaire exploitant.

b) de hoeveelheid afval is vooraf vastgesteld en de nucleaire exploitant draagt het volumerisico als er meer afval wordt geproduceerd dan overeengekomen, door middel van de vergoeding voor volumeaanpassing; daarentegen wordt er niets terugbetaald als er minder afval wordt geproduceerd.

c) in de forfaitaire som is een risicopremie opgenomen ter dekking van onzekerheden waarvoor, overeenkomstig IAS 37 (International Accounting Standards), nog geen voorzieningen waren getroffen.

d) de betaling van het forfaitaire bedrag van 15 miljard EUR door Electrabel vindt onmiddellijk plaats in plaats van over een periode van enkele decennia. Dit bedrag wordt beheerd en geïnvesteerd door een onafhankelijk overheidsorgaan (Hedera), waarbij de middelen voor het beoogde doel worden veiliggesteld en de kosten in verband met de overgedragen verplichtingen worden gecontroleerd, beide onder toezicht van een onafhankelijk overheidsorgaan (CNV). Dit zorgt ervoor dat de financiële middelen beschikbaar zijn wanneer het radioactief afval definitief wordt geborgen, en vermindert de risico's in verband met een mogelijke insolventie van Electrabel. Door de voorafgaande forfaitaire betaling voor de plafonnering van de aansprakelijkheid zal de Belgische Staat gelijk over de financiële middelen kunnen beschikken en zal hij niet langer afhankelijk zijn van een particuliere nucleaire exploitant die mogelijk in de verre toekomst niet meer zal bestaan.

(498) De Commissie heeft in de overwegingen 337 tot en met 340 van het inleidingsbesluit erkend dat de afvalstoffenovereenkomst tussen België en Engie vele positieve kenmerken vertoont, zoals: i) de onmiddellijke betaling in contanten, op basis van de huidige nucleaire voorzieningen (gecertificeerd door internationale accountants) en met inbegrip van een risicopremie, waardoor de Belgische staat wordt beschermd tegen mogelijke insolventie van de nucleaire exploitant; ii) de opname van een vergoeding voor volumeaanpassing indien de hoeveelheid kernafval hoger uitvalt dan momenteel is voorzien, en iii) de opname van strikte contractuele overdrachtscriteria.

(499) De Commissie is van oordeel dat de overdracht van de verplichtingen inzake het kernafval aan het Hedera-fonds, een afzonderlijk overheidsorgaan dat de middelen voor hun beoogde doel veiligstelt en de kosten in verband met de overgedragen verplichtingen controleert, beide onder toezicht van een onafhankelijk overheidsorgaan (CNV), rechtvaardigt dat de niet-Europese activa van Electrabel uit de perimeter van Electrabel worden vrijgegeven (en daarmee worden onttrokken aan het bijbehorende toezicht door de CNV), en de evenredigheid van de overdracht van de verplichtingen inzake het radioactief afval en de verbruikte splijtstof waarborgt, aangezien is vastgesteld dat na sluiting van de transactie ten minste 4 miljard EUR aan activa binnen de perimeter van Electrabel blijft. Bovendien kan, zoals reeds vermeld in overweging 334 van het inleidingsbesluit, de vrijgave als evenredig worden beschouwd, aangezien Engie als moedermaatschappij een onbeperkte en permanente garantie verleent ter dekking van: i) de ontmantelingsverplichtingen van Electrabel (met inbegrip van het risico dat de waarde van de voorzieningen ontoereikend is); ii) het volumerisico in het kader van de "waste cap"-overeenkomst, en iii) de terugbetaling van leningen aan Synatom.

(500) Tot slot heeft België ook verduidelijkt dat in het financieel model bij ondertekening rekening wordt gehouden met de afvalkosten en de beheers- of back-endkosten voor verbruikte splijtstof van de LTO-eenheden, geraamd op ongeveer 0,9 miljoen EUR per splijtstofpakket (in waarden van 2022) (zie overweging 177), zodat deze waarden van het afval alleen kunnen worden toegeschreven aan de verlenging van de levensduur en niet in aanmerking worden genomen in de afvalstoffenovereenkomst.

(501) Wat de evenredigheid van onderdeel 2 betreft, was in het inleidingsbesluit sprake van drie belangrijke aandachtspunten die voor de beoordeling van de Commissie van belang zijn:

a) de hoogte van de disconteringsvoet voor de berekening van de contante waarde van de overgedragen verplichtingen inzake het kernafval, die mogelijk de risico's op zeer lange termijn die verband houden met een volledige overdracht van alle afvalverplichtingen aan de Belgische staat niet goed weergeeft (zoals opgemerkt door de CNV in haar advies);

b) de hoogte van de risicopremie, en

c) de waarde van de overdracht van aanvullende ontmantelingsverplichtingen die voortvloeien uit het LTO-project, die ten tijde van de beoordeling in het inleidingsbesluit nog niet bekend was.

(502) Ten eerste heeft België voor de berekening van de contante waarde van de verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof gekozen voor één enkele nominale disconteringsfactor van 3 %, op basis van een inflatiepercentage van 2 % en een reëel percentage van 1 %, in afwijking van het advies van de CNV om een tweestappenbenadering toe te passen, waarbij voor de eerste dertig jaar een disconteringsvoet van 3,17 % wordt gebruikt (op basis van de rente op OLO's met een looptijd van dertig jaar) en een disconteringsvoet van 2,17 % voor de periode daarna (op basis van het risicovrije percentage). De Commissie vroeg zich af waarom België is afgeweken van de CNV-benadering.

(503) Zoals uiteengezet in punt 3.3.2.3.1, heeft België uitgelegd dat de disconteringsvoet van 3 % een conservatief langetermijnpercentage is vergeleken met de gesimuleerde unieke disconteringsvoet die gelijkwaardig is aan de tweestappenbenadering van de CNV (berekend op verschillende tijdstippen) en het "ultimate forward rate" ("UFR") van Eiopa. Zoals blijkt uit tabel 14, als de disconteringsvoet van 3 % wordt vergeleken met deze andere referentiepercentages die op verschillende tijdstippen na de ondertekening van de uitvoeringsovereenkomst worden bepaald, bevindt het percentage van 3 % zich aan de onderkant van de bandbreedte.

(504) Het percentage van 3 % komt ook overeen met de rente op Belgische OLO's met een looptijd van dertig jaar en zou de beste beschikbare schatting zijn, uitgaande van de gebruikelijke marktpraktijk, gezien de langere periode en het feit dat het percentage van 3 % al aan de ondergrens van de verschillende ramingen ligt. Het percentage is ook aanzienlijk lager dan de disconteringsvoet van 4,58 % die Duitsland in een soortgelijk geval heeft gehanteerd en die door de Commissie in zaak SA.45296 werd goedgekeurd.

(505) België gaat bij de berekening van de "waste cap" uit van een constante inflatie van 2 %, hetgeen de inflatiedoelstelling op lange termijn van de ECB is. De CNV heeft zich bezorgd getoond over het feit dat de werkelijke inflatie van de nucleaire bouwkosten (op basis van de ABEX-index) hoger zou kunnen zijn dan de inflatiedoelstelling van 2 % van de ECB (zie overweging 278). België voert aan dat de inflatiedoelstelling van de ECB van 2 % het juiste inflatiecijfer voor de berekening van de "waste cap" is, aangezien: i) de ABEX-index slechts een zwakke indicator is voor de nucleaire bouwkosten, aangezien deze alleen betrekking heeft op de bouw van woningen, en ii) de onderliggende structurele trends van de ABEX-index en de consumentenprijsindex vergelijkbaar zijn. De Commissie is het eens met de argumentering van België om het streefpercentage van de ECB van 2 % in overeenstemming met de marktpraktijk als het toepasselijke inflatiepercentage te nemen.

(506) De Commissie concludeert derhalve dat een disconteringsvoet van 3 % als conservatief en daarmee als evenredig kan worden beschouwd.

(507) Ten tweede, wat de hoogte van de risicopremie betreft, heeft België verduidelijkt dat bij het basisbedrag van 9 815 miljoen EUR een aanzienlijke aanvullende risicopremie van 5 185 miljoen EUR is opgeteld om de resterende onzekerheden te dekken, op basis van een technische nota van de NIRAS.

(508) België heeft tijdens de formele onderzoeksfase verduidelijkt hoe de onzekerheden en risico's in verband met de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid voor het beheer van radioactief afval en verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales naar de Belgische Staat, zoals vastgesteld in de nota van de NIRAS, in aanmerking zijn genomen bij de berekening van de risicopremie (zie tabel 15).

(509) De Commissie erkent dat het niet eenvoudig is al deze risico's te kwantificeren en de waarschijnlijkheid ervan te beoordelen. Niettemin is de Commissie van mening dat de risicopremie in de "waste cap"-overeenkomst bedoeld is om alle risico's te dekken die zich "waarschijnlijker wel dan niet" zullen voordoen, zoals vastgesteld in de nota van de NIRAS, en acht zij de risicopremie van 5 185 miljoen EUR daarom evenredig.

(510) Ten derde neemt de Commissie met betrekking tot de berekening van de ontmantelingsdyssynergieën nota van het advies van de CNV om het door Engie voorgestelde bedrag te verlagen tot [100-500] miljoen EUR (in nominale termen) (zie overweging 200). Zij beschouwt dit bedrag als evenredig.

(511) Gelet op de bovenstaande overwegingen en de nadere toelichting die België heeft verstrekt, is de Commissie van oordeel dat onderdeel 2 van de maatregel evenredig is.

8.3.3.5.3. Evenredigheid van onderdeel 3

(512) In de met Engie overeengekomen bepalingen inzake rechtsbescherming is voorzien dat de Belgische staat Engie schadeloos zal stellen voor de directe verliezen die het daadwerkelijk lijdt wanneer er nieuwe regelgeving betreffende nucleaire exploitanten in België of de nucleaire activiteiten van Electrabel wordt vastgesteld die een negatief effect heeft op de voorwaarden van de transactie.

(513) In het geval van een eenzijdige handeling van de Belgische staat die leidt tot de voortijdige sluiting van de kernreactoren Doel 4 en Tihange 3 of tot wijziging van de in de overeenkomsten vastgestelde economische parameters, kunnen de eigenaren van de kerncentrales de in de overeenkomsten opgenomen compensatieclausules inroepen en een rechtbank of scheidsgerecht om schadevergoeding verzoeken. De eiser moet zijn vordering bewijzen en de hoogte van de vergoeding wordt niet bepaald door de Belgische staat of door de eigenaren van de kernreactoren, maar door een derde partij.

(514) Zoals reeds vermeld in het inleidingsbesluit moet de gerechtelijke of arbitrageprocedure om de hoogte van de schadevergoeding vast te stellen, ervoor zorgen dat het steunbedrag tot een minimum beperkt blijft en derhalve evenredig is.

8.3.3.5.4. Conclusie over de evenredigheid van de maatregel

(515) De Commissie is van oordeel dat de wijzigingen van de maatregel, waaronder een wijziging van de opzet van het CfD, de versterking van de MPRA en het plafond voor de MOCP, alsook de nadere toelichting over de combinatie van de submaatregelen, de Commissie voldoende basis bieden om een conclusie te trekken over de evenredigheid van onderdeel 1. De Commissie houdt daarbij ook rekening met de specifieke omstandigheden van de zaak, die betrekking heeft op een investering voor een beperkte periode van tien jaar in bestaande kerncentrales die gebruikmaken van oude technologie. Daarnaast is de Commissie van mening dat de nadere toelichting over de berekening van de disconteringsvoet en de risicopremie voldoende zijn om conclusies te kunnen trekken over de evenredigheid van onderdeel 2 van de maatregel. Tot slot, wat onderdeel 3 betreft, heeft het formele onderzoek geen redenen opgeleverd om af te wijken van de eerdere conclusie van de Commissie dat onderdeel 3 evenredig is.

(516) In het licht van het bovenstaande beschouwt de Commissie de submaatregelen van de onderdelen 1, 2 en 3 als een geschikt middel om het LTO-project te steunen.

8.3.3.6. Combinatie van de drie onderdelen en mogelijke cumulatieve effecten

(517) Als reactie op het inleidingsbesluit (zie punt 4.4.4) heeft België aangevoerd dat de onderdelen 1, 2 en 3 van de maatregel, hoewel zij hetzelfde doel dienen als de verlenging van de levensduur van de LTO-eenheden en op hetzelfde moment zijn overeengekomen, verschillen wat betreft onderwerp, aard, doel en begunstigden. Alle onderdelen en subonderdelen van de maatregel kunnen dus als complementair worden beschouwd, waardoor mogelijke cumulatieve effecten beperkt blijven.

(518) Wat betreft het argument van België (zie de overwegingen 517 en 419) dat elk van de drie onderdelen van het LTO-project betrekking heeft op een specifiek risico (of specifieke reeks risico's) en specifieke tekortkomingen van de markt, zoals beschreven in overweging 418, heeft de Commissie in eerdere besluiten inzake kernenergie erkend dat de combinatie van die specifieke risico's en tekortkomingen uniek is voor nucleaire technologie ([172]) en kenmerkend is voor alle markten in de EU, met inbegrip van de Belgische elektriciteitsmarkt.

(519) De Commissie is van oordeel dat elk van de drie onderdelen van de maatregel gericht is op een afzonderlijk risico en een afzonderlijke tekortkoming van de markt en dat er in die zin geen sprake is van overlappingen tussen de drie onderdelen. De Commissie concludeert daarom dat de combinatie van de drie onderdelen van de maatregel (onderdelen 1, 2 en 3) noodzakelijk en geschikt is om alle vastgestelde risico's in verband met nucleaire technologie (technische risico's, risico's bij het projectbeheer, markt- en investeringsrisico's, langetermijnrisico's in verband met het beheer van kernafval en de buitengebruikstelling en ontmanteling van de centrales, regelgevings- en beleidsrisico's) te dekken.

(520) Wat de evenredigheid van de gecombineerde maatregelen betreft, was de Commissie in het inleidingsbesluit van oordeel dat België het onderlinge effect van de drie onderdelen van de maatregel niet voldoende had aangetoond, met name wat betreft de evenredigheid van alle gecombineerde submaatregelen.

(521) België heeft tijdens het formele onderzoek enerzijds verduidelijkt dat het financiële model waarop de financiële steunmaatregelen van onderdeel 1 gebaseerd zijn ook de extra kosten omvat die verband houden met het beheer van het afval en de verbruikte splijtstof die tijdens de verlengde exploitatieperiode door de LTO-eenheden worden geproduceerd, alsook de extra ontmantelingskosten die uit het project voortvloeien (die door de Belgische staat worden gedragen), terwijl anderzijds de afvalstoffenovereenkomst niet alleen betrekking heeft op de LTO-eenheden, maar op alle zeven kernreactoren in België en rekening houdt met alle nucleaire voorzieningen die moeten worden getroffen tot de oorspronkelijke wettelijke sluitingsdatum van de zeven kernreactoren (zie punt 3.3.2.5). Daarom is de Commissie het ermee eens dat de kosten van het beheer van het kernafval en de verbruikte splijtstof waar nodig zijn meegenomen in het financiële model van onderdeel 1 waarop de specifieke invulling van de financiële submaatregelen van onderdeel 1 is gebaseerd, en dat het grootste deel van de afvalstoffenovereenkomst in onderdeel 2 (gezien de overdracht van de verplichtingen met betrekking tot het kernafval en de verbruikte splijtstof tot de oorspronkelijke wettelijke sluitingsdatum van de zeven kernreactoren) geen overlappingen vertoont met de financiële submaatregelen van onderdeel 1. De Commissie concludeert derhalve dat bij de analyse van de evenredigheid van onderdeel 1 naar behoren rekening is gehouden met het effect van de submaatregelen van onderdeel 2.

(522) België erkent dat de onderdelen 2 en 3 van de maatregel het risicoprofiel van Electrabel (mogelijk) wijzigen. Volgens België wijzigen de onderdelen 2 en 3 het risicoprofiel van BE-NUC, de belangrijkste begunstigde van onderdeel 1, niet. Daarom is het risicoprofiel van BE-NUC de relevante factor voor de beoordeling van de evenredigheid van onderdeel 1. Zoals vermeld in punt 3.4, is de Commissie het ermee eens dat de begunstigden van de drie onderdelen van de maatregel telkens enigszins verschillend zijn en dat het effect van elk onderdeel van de maatregel moet worden beoordeeld voor iedere relevante begunstigde. BE-NUC en Electrabel zijn in dit verband de belangrijkste begunstigden van de onderdelen 1 en 3. Het door de rechtsbeschermingsmaatregelen van onderdeel 3 verminderde risicoprofiel van Electrabel en BE-NUC is bijvoorbeeld in aanmerking genomen bij de beoordeling van de financiële submaatregelen van onderdeel 1, aangezien de beoogde interne rentabiliteit van het LTO-project op grond van de geactualiseerde benchmarkingexercitie wordt geacht zich aan de lage kant van het spectrum te bevinden (zie punt 3.3.1.3.1.1), waardoor deze in de buurt komt van de rentabiliteit van ondernemingen met een verminderd risicoprofiel. Bovendien is er in overeenstemming met het verminderde risicoprofiel geen aanvullende premie (of liquiditeitspremie) voor nucleaire risico's berekend (zie overweging 486, punt a)). Tot slot, hoewel de beoogde interne rentabiliteit 7 % is, bedraagt de verwachte effectieve interne rentabiliteit 6,5 %, en zou deze zelfs nog veel lager kunnen uitvallen, gezien het feit dat zich ieder jaar zeer waarschijnlijk onverwachte gebeurtenissen zullen voordoen die een negatief effect zullen hebben op het rendement van het project (zie punt 3.3.1.3.1.3).

([172]) Zie bijvoorbeeld het besluit van de Commissie van 8 oktober 2014, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Verenigd Koninkrijk, Steun aan de kerncentrale Hinkley Point C (PB L/2015/109 van 28.4.2015, blz. 44), overweging 385; besluit van de Commissie van 6 maart 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Hongarije, Ontwikkeling van twee kernreactoren in de kerncentrale Paks II (PB L/2017/317 van 1.12.2017, blz. 45), overweging 322); besluit tot inleiding van de procedure van 30.6.2022, SA.58207 (2021/N), Tsjechië, Steun voor Dukovany II, een nieuwe kerncentrale in Tsjechië (PB C/2022/299 van 5.8.2022, blz. 5), overwegingen 182 tot en met 184.

(523) De Commissie stelt daarom vast dat het cumulatieve effect van de drie onderdelen van de maatregel waar nodig in aanmerking is genomen bij de beoordeling van de evenredigheid, en concludeert derhalve dat ook de combinatie van de drie onderdelen van de maatregel evenredig is.

8.3.3.7. Vermijden van ongewenste negatieve effecten op de mededinging en het handelsverkeer

(524) Wil de maatregel verenigbaar zijn met de interne markt, dan moeten de negatieve effecten van de maatregel in termen van ongerechtvaardigde verstoringen van de mededinging en beïnvloeding van het handelsverkeer tussen lidstaten beperkt zijn en mogen zij niet opwegen tegen de positieve effecten van de steun.

(525) Om de gevolgen voor de markt te analyseren, heeft de Commissie de gevolgen voor de mededinging onderzocht van het feit dat de bestaande en enige exploitant van de twee LTO-eenheden, Electrabel, en de tweede onderneming op de Belgische elektriciteitsmarkt (naar marktaandeel), Luminus, de belangrijkste begunstigden van de aangemelde maatregel zijn. Gezien de sterke positie van Electrabel op de sterk geconcentreerde Belgische elektriciteitsmarkt (zie punt 2.5) riep de selectie van Electrabel als belangrijkste begunstigde van de steun vragen op over een mogelijk buitensporige verstoring van de marktstructuur.

(526) In punt 4.3.3.1 van het inleidingsbesluit heeft de Commissie het feit beoordeeld dat Electrabel (als belangrijke begunstigde van het LTO-project en enige exploitant van de LTO-eenheden) is gekozen zonder een aanbestedings- of selectieprocedure of een openbare oproep tot het indienen van blijken van belangstelling. Hierdoor was het niet duidelijk of ook andere potentiële exploitanten in aanmerking waren genomen, wat de vraag opwierp of Electrabel de meest efficiënte exploitant zou zijn en op welke technische of economische gronden Electrabel was geselecteerd.

(527) De Commissie kwam in het inleidingsbesluit op grond van de volgende argumenten tot de conclusie dat de selectie van Electrabel, zonder een aanbesteding, niet tot een mogelijk buitensporige verstoring van de marktstructuur zou leiden:

a) Electrabel is altijd de enige exploitant van kerncentrales in België geweest en heeft daarom de vereiste ervaring met de exploitatie van de bestaande Belgische kerncentrales en beschikt over de vereiste vergunningen. Daarom is er geen alternatieve exploitant die geschikter zou zijn om als exploitant van de kernreactoren te fungeren (zie overweging 22).

b) in andere zaken, die betrekking hadden op de bouw van nieuwe kernreactoren (bv. Paks II ([173])), werd de begunstigde van de steun voor de exploitatie van de centrales niet geselecteerd via een aanbesteding.

c) de steun wordt verleend voor een beperkte periode (tien jaar) en ondersteunt alleen de langere exploitatie van de twee kerncentrales en geen nieuwe investeringen.

(528) In het inleidingsbesluit wees de Commissie ook op de sterke positie van Engie op de Belgische elektriciteitsmarkt en uitte zij haar bezorgdheid over mogelijke buitensporige verstoringen van de marktstructuur als gevolg van de onderzochte steunmaatregel. De Commissie had in dit verband bezwaren en vragen, met name met betrekking tot:

a) het ontwerp van het CfD;

b) de onafhankelijkheid van de EMSA-partner die wordt aangewezen om de nucleaire elektriciteit te verkopen;

c) de potentiële verdringing van alternatieve investeringen als gevolg van de maatregel.

([173]) Zie voetnoot 145.

(529) Ten eerste heeft België, zoals nader toegelicht in punt 3.3.1.3.2 en beoordeeld in punt 8.3.3.4.1, de opzet van het CfD gewijzigd door de beslissingsbevoegdheid inzake modulaties toe te kennen aan de EMSA-partner, die — door middel van een gewijzigde vergoedingsformule — wordt gestimuleerd om te vragen om economische modulatie wanneer de marktprijzen lager zijn en dat niet te doen wanneer de marktprijzen hoger zijn (in tegenstelling tot de oorspronkelijke opzet van het CfD, waarbij de nucleaire exploitant werd gestimuleerd om voortdurend te produceren). De Commissie plaatste ook vraagtekens bij het gebruik van de day-aheadmarktprijs als marktreferentieprijs in de CfD-formule. België heeft de marktreferentieprijs niet gewijzigd. Het voerde in dit verband aan dat het gebruik van een langetermijnproduct in het CfD minder geschikt is vanwege de lagere productie tijdens de herstartfase van het LTO-project (wanneer er werkzaamheden aan de LTO-eenheden worden verricht) en het risico op uitval gedurende de gehele levensduur van het LTO-project, terwijl tegelijkertijd het totale aantal kernreactoren zal worden teruggebracht van zeven tot twee (zie overweging 98). België heeft de vrijheid om de gekozen marktreferentieprijs na drieënhalf jaar te herzien (zie overweging 100). België bevestigt ook dat de CfD-tegenpartij (BE-WATT) een risicobeheerstrategie voor haar open positie zal ontwikkelen, zoals wettelijk is voorzien, en dat de uitvoering ervan zal bijdragen tot de liquiditeit van de termijnmarkten voor elektriciteit (zie overweging 99).

(530) Ten tweede heeft België bevestigd dat de EMSA zal worden gegund via een openbare aanbestedingsprocedure om een onafhankelijke EMSA-partner voor de verkoop van de door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit te selecteren. Het feit dat er een aanbesteding wordt georganiseerd, heeft de twijfels van de Commissie over de procedure voor de gunning van de EMSA weggenomen. Wat betreft de zorgen van de Commissie over de onafhankelijkheid van de EMSA-partner, met name in het geval de aanbesteding geen resultaat oplevert en GEMS, het handelsplatform van Engie, in het eerste jaar de verkoop van de elektriciteit voor zijn rekening zou nemen, of indien GEMS via de aanbesteding als EMSA-partner zou worden geselecteerd, heeft België meer in detail uitgelegd welke aanvullende waarborgen in die gevallen zullen worden geboden (zie punt 3.3.1.5.3).

(531) Tot slot vreesde de Commissie, zoals reeds vermeld in het inleidingsbesluit, dat het LTO-project te weinig ruimte zou laten voor andere investeringsprojecten in de energiesector. In een aantal opmerkingen van derde partijen werd ook gewezen op de mogelijke negatieve gevolgen van het LTO-project voor investeringen in hernieuwbare energie in het bijzonder (zie punt 6.2.3.1). De Commissie meent dat de argumenten van derde partijen onvoldoende waren onderbouwd en is van mening dat het LTO-project onvoldoende elektriciteit zal genereren om volledig te voorzien in de benodigde aanvullende productiecapaciteit voor de periode 2025-2035, om de volgende redenen:

a) in zijn meest recente studie naar de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening (national resource adequacy assessment 2023, NRAA) merkt Elia op dat de extra capaciteit van 2 GW van de LTO-eenheden niet zal volstaan om te voldoen aan de verwachte toename van de vraag naar elektriciteit in de komende tien jaar.

b) via het Belgische capaciteitsmechanisme krijgen andere nieuwe en bestaande opwekkingstechnologieën (met name thermische opwekking, vraagrespons en opslag) gedurende een korte of langere periode toegang tot financiering (capaciteitscontracten worden toegekend voor 1, 3, 8 of 15 jaar). Daarom zal het LTO-project de situatie van andere opwekkingstechnologieën in België niet nadelig beïnvloeden en investeringen in nieuwe thermische installaties, vraagrespons en opslag tot 2035 niet ontmoedigen.

c) er zijn geen aanwijzingen dat België de ontwikkeling van nieuwe opwekkingscapaciteit uit hernieuwbare energiebronnen niet langer zou ondersteunen. Zo heeft de Commissie in 2024 de plannen van België voor de ontwikkeling van windmolenparken in de Noordzee goedgekeurd via het Prinses Elisabeth-project voor offshorewindenergie (zie voetnoot 148).

(532) Om bovengenoemde redenen beschikt de Commissie niet over aanwijzingen dat het LTO-project nieuwe spelers zal beletten de markt te betreden om in België elektriciteit te produceren en/of andere spelers zal beletten nieuwe opwekkingscapaciteit te ontwikkelen. Bijgevolg zal het effect van het LTO-project op de detailhandelsmarkt naar verwachting ook beperkt blijven.

(533) Voorts merkt de Commissie op dat de marktconcentratie van de Belgische energiemarkt de afgelopen jaren licht is afgenomen (zie punt 2.5), en dat de parallelle ontmanteling van de andere kernreactoren van Engie in België deze trend zou kunnen versterken.

(534) Met betrekking tot onderdeel 2 merkte de Commissie in overweging 372 van het inleidingsbesluit op dat de overdracht van verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof niet onmiddellijk zal leiden tot een verbetering van de concurrentiepositie van de begunstigden ten opzichte van hun concurrenten. In eerste instantie zal dit onderdeel van de maatregel de nucleaire exploitant dwingen een hoger bedrag in contanten te betalen dan wat momenteel op de balans is opgebouwd. De vergoeding voor volumeaanpassing, die garandeert dat de nucleaire exploitant een extra bedrag betaalt indien er meer kernafval wordt geproduceerd dan oorspronkelijk voorzien, fungeert hierbij als waarborg. Bovendien heeft de Commissie na het formele onderzoek — op basis van de aanvullende elementen die België heeft verstrekt, zoals uiteengezet in punt 3.3.2.3 — geconcludeerd dat de voorafgaande forfaitaire betaling van 15 miljard EUR het risico dat de Belgische staat neemt door de overname van de verplichtingen inzake kernafval van Electrabel, voldoende zal beperken en derhalve evenredig is. Ook de andere submaatregelen van onderdeel 2 zijn evenredig bevonden (zie punt 8.3.3.5.2). Derhalve hebben de submaatregelen van onderdeel 2 geen potentiële negatieve gevolgen voor de mededinging en het handelsverkeer tussen de lidstaten.

(535) Ten slotte, wat onderdeel 3 betreft, zijn de rechtsbeschermingsclausules, voor zover van toepassing, zoals vermeld in overweging 373 van het inleidingsbesluit, louter compenserend van aard. Derhalve is de Commissie van oordeel dat zij geen potentiële negatieve gevolgen voor de mededinging en het handelsverkeer tussen de lidstaten hebben.

(536) Concluderend is de Commissie, gezien de wijzigingen in de opzet van het CfD, de aanbesteding van de EMSA (inclusief de wijzigingen in de vergoeding voor de EMSA-partner) en de garanties voor de onafhankelijkheid van de EMSA-partner, het ontbreken van aanwijzingen dat het LTO-project de ontwikkeling van andere technologieën voor elektriciteitsopwekking in België zal belemmeren, alsook de evenredigheid van de overgedragen verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof en de rechtsbescherming, van mening dat de mogelijke ongerechtvaardigde verstoringen van de Belgische markt beperkt zullen blijven.

8.3.4. *Afweging tussen de positieve effecten van de steun en de negatieve effecten ervan op de mededinging en het handelsverkeer*

(537) Op grond van de beoordeling in punt 8.3.2 van dit besluit erkent de Commissie dat het pakket maatregelen gericht is op het bevorderen van een investering in kernenergie en derhalve bijdraagt tot de ontwikkeling van een vorm van economische bedrijvigheid, namelijk de opwekking van elektriciteit uit kernenergie, en tegelijkertijd bijdraagt tot de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening, alsook tot een vermindering van de Belgische afhankelijkheid van fossiele brandstoffen (en daarmee tot verwezenlijking van de decarbonisatiedoelstellingen van België).

(538) De Commissie erkent dat zonder de steun, met inbegrip van alle drie de onderdelen die de maatregel vormen, niet kon worden verwacht dat de investering zou worden uitgevoerd. De steun is derhalve noodzakelijk voor de ontwikkeling van deze economische activiteit en heeft een stimulerend effect.

(539) De Commissie heeft vastgesteld dat het tweerichtings-CfD, alsook de aanvullende financiële maatregelen ter ondersteuning van de financiële levensvatbaarheid van de joint venture, de overeenkomst over de overdracht van verplichtingen inzake kernafval en verbruikte splijtstof en de bepalingen over rechtsbescherming geschikte instrumenten zijn. Uit het formele onderzoek is niet gebleken dat andere maatregelen even doeltreffend zouden zijn geweest en minder verstorende effecten zouden hebben gehad, met name gezien de bijzondere omstandigheden van deze zaak, die betrekking heeft op de verlenging van de levensduur van bestaande centrales voor een beperkte periode.

(540) De steun zal op evenredige wijze worden verleend, aangezien de begunstigde er niet meer winst aan zal overhouden dan wat strikt noodzakelijk is om een rendabele exploitatie en de levensvatbaarheid van de kerncentrale te waarborgen. De gewijzigde opzet van het CfD en de gewijzigde vergoedingsformule voor de EMSA-partner (waarvan de parameters over drie jaar zullen worden herzien), alsook het plafond voor de MOCP, zorgen ervoor dat de LTO-eenheden elektriciteit produceren rekening houdend met de marktsignalen, dat de nucleaire exploitant en de joint venture meer worden blootgesteld aan marktrisico's, terwijl de blootstelling van de Belgische staat is verminderd.

(541) De regelmatige evaluatie van een duidelijk omschreven reeks inputwaarden voor het financiële model, die mogelijkheden biedt voor bijstelling naar boven en naar beneden, zorgt ervoor dat de aanzienlijke onzekerheden die momenteel bestaan met betrekking tot de kapitaal- en exploitatiekosten niet zullen leiden tot overcompensatie voor de begunstigden. De toepassing van een (intensiever) mechanisme voor het delen van winsten en verliezen zorgt er verder voor dat er prikkels bestaan om de LTO-eenheden zo efficiënt mogelijk te exploiteren, terwijl de lasten ook met de Belgische staat worden gedeeld indien de marktprijzen hoger of lager zijn dan verwacht.

(542) Het rendement op eigen vermogen van 6 % tot 8 % (met een streefpercentage van 7 %) is aan de lage kant vergeleken met de als benchmark gebruikte projecten en is in overeenstemming met de kapitaalkosten, en wordt daarom als evenredig beschouwd. Dit geldt met name gezien de omstandigheden van het LTO-project, dat betrekking heeft op de verlenging van de levensduur van bestaande centrales die gebruikmaken van oude technologie voor een beperkte periode van tien jaar.

(543) De Commissie merkt ook op dat noch Electrabel, noch BE-NUC zeggenschap heeft over de verkoop van door de LTO-eenheden geproduceerde elektriciteit, maar dat een onafhankelijke EMSA-partner alle elektriciteit op de markt zal verkopen. Dit zal ertoe bijdragen dat de marktpositie van Engie op de Belgische markt niet wordt versterkt.

(544) Bovendien beschikt de Commissie niet over aanwijzingen dat het LTO-project nieuwe spelers zal beletten de markt voor elektriciteitsproductie in België te betreden en/of andere spelers zal beletten nieuwe productiecapaciteit te ontwikkelen. Op basis van de overwegingen in punt 8.3.3 concludeert zij derhalve dat de potentiële buitensporige verstoringen van de mededinging over het algemeen beperkt zullen zijn.

(545) Na een grondige afweging en rekening houdend met de geboden toezeggingen is de Commissie tot de conclusie gekomen dat de buitensporige verstoringen van de mededinging als gevolg van de maatregel tot het noodzakelijke minimum beperkt blijven en gecompenseerd worden door de positieve effecten van de maatregel.

8.3.5. *Conclusie over de verenigbaarheid van de steun*

(546) Op basis van de in dit besluit uitgevoerde beoordeling en in het licht van de specifieke omstandigheden van deze zaak, namelijk de verlenging van de levensduur van bestaande kernreactoren die gebruikmaken van een oude technologie met beperkte flexibiliteit, en dit voor een beperkte periode van tien jaar, is de Commissie van oordeel dat het pakket maatregelen dat door de Belgische autoriteiten is aangemeld en vervolgens gewijzigd, met inbegrip van de geboden herzieningsmogelijkheden en toezeggingen, verenigbaar is met de interne markt overeenkomstig artikel 107, lid 3, punt c), VWEU.

9. **CONCLUSIE**

(547) De maatregel, zoals gewijzigd, is verenigbaar met de interne markt op grond van artikel 107, lid 3, punt c), VWEU.

(548) De Commissie merkt op dat de uitvoeringsovereenkomst en de begeleidende documenten ter beoordeling zijn voorgelegd, samen met de voorwaarden van de EMSA en het financieel model bij ondertekening. België heeft toegezegd dat de overeenkomsten waarvoor de definitieve voorwaarden nog niet zijn vastgesteld (bv. de voorwaarden van de ASA, aandeelhoudersleningen, SDC-leningen, WCF) standaardclausules zullen bevatten die elke investeerder bij een soortgelijk project zou willen opnemen en dat de voorwaarden marktconform zullen zijn. België heeft toegezegd om, indien de definitieve voorwaarden in deze documenten wijzigingen met zich meebrengen in de aangemelde maatregel zoals beschreven in dit besluit, deze aan de Commissie mee te delen.

HEEFT HET VOLGENDE BESLUIT VASTGESTELD:

Artikel 1

De maatregel die België voornemens is uit te voeren ter ondersteuning van de verlenging van de levensduur van twee kernreactoren in België, te weten Doel 4 en Tihange 3, is verenigbaar met de interne markt.

De uitvoering van de maatregel is daarom toegestaan.

Artikel 2

Dit besluit is gericht tot het Koninkrijk België.

Gedaan te Brussel, 21 februari 2025.

Voor de Commissie
Teresa RIBERA
Uitvoerend vicevoorzitter