2025/2370

16.12.2025

KOMMISSIONENS AFGØRELSE (EU) 2025/2370

af 21. februar 2025

om statsstøtteforanstaltning SA.106107 (2024/N), som Belgien planlægger at gennemføre med henblik på forlængelse af levetiden for to atomreaktorer (Doel 4 og Tihange 3)

(meddelt under nummer C(2025)1070)

(Kun den engelske udgave er autentisk)

(EØS-relevant tekst)

EUROPA-KOMMISSIONEN HAR —

under henvisning til traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde, særlig artikel 108, stk. 2, første afsnit,

under henvisning til aftalen om Det Europæiske Økonomiske Samarbejdsområde, særlig artikel 62, stk. 1, litra a),

efter at have opfordret interesserede parter til at fremsætte bemærkninger i henhold til disse bestemmelser ([1]), under hensyntagen til deres bemærkninger og

ud fra følgende betragtninger:

1. SAGSFORLØB

(1) Ved brev af 21. juni 2024 underrettede Belgien Kommissionen om foranstaltningen til støtte for forlængelsen af levetiden for to atomreaktorer i Belgien (Doel 4 (»D4«) og Tihange 3 (»T3«), tilsammen benævnt LTO-enhederne (»LTO«: »long-term operation«, langsigtet drift)). Belgien fremsendte yderligere oplysninger til Kommissionen ved brev af 9. og 10. juli 2024 efter Kommissionens anmodning om oplysninger af 4. juli 2024.

(2) Ved brev af 22. juli 2024 meddelte Kommissionen de belgiske myndigheder, at den havde besluttet at indlede proceduren efter artikel 108, stk. 2, i traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde (»TEUF«) over for denne støtte (»åbningsafgørelsen«).

(3) Belgien fremsatte sine bemærkninger til åbningsafgørelsen den 22. august 2024.

(4) Kommissionens afgørelse om at indlede proceduren blev offentliggjort i *Den Europæiske Unions Tidende* ([2]). Kommissionen opfordrede de interesserede parter til at fremsætte bemærkninger.

(5) Kommissionen modtog bemærkninger fra de interesserede parter. Kommissionen videresendte bemærkningerne til Belgien, som fik mulighed for at reagere på dem. Kommissionen modtog Belgiens bemærkninger hertil ved brev af 30. oktober 2024.

(6) Belgien fremsendte yderligere oplysninger den 2. september 2024, den 23., 27. og 30. oktober 2024, den 8., 14., 18., 22., 25., 27. og 30. november 2024, den 2., 4., 5., 12., 13., 17. og 20. december 2024, den 7., 9., 17., 18., 20., 27., 29., 30. og 31. januar 2025, den 1. februar 2025 ([3]).

(7) Ved brev af 24. oktober 2024 indvilgede Belgien undtagelsesvis i at give afkald på sin ret ifølge artikel 342 i TEUF, sammenholdt med artikel 3 i forordning nr. 1/1958 ([4]), og om at lade denne afgørelse vedtage og offentliggøre på engelsk.

([1]) Statsstøtte — Belgien — Statsstøtte SA.106107 (2024/N) — Forlængelse af levetiden for to atomreaktorer (Doel 4 og Tihange 3) — Opfordring til at fremsætte bemærkninger efter artikel 108, stk. 2, i traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde (EUT C, 2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Jf. fodnote 1.
([3]) Visse tekniske, finansielle, økonomiske eller operationelle input blev udarbejdet på grundlag af oplysninger fra Electrabel.
([4]) Forordning nr. 1 om den ordning, der skal gælde for Det Europæiske Økonomiske Fællesskab på det sproglige område (EFT 17 af 6.10.1958, s. 385/58, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DETALJERET BESKRIVELSE AF KONTEKSTEN

2.1. Atomkraft Belgien

(8) Indtil 2022 havde Belgien syv atomreaktorer, herunder fire beliggende i Flandern (Doel) og tre i Vallonien (Tihange). Alle reaktorer blev sat i drift mellem 1975 og 1985 ([5]) og blev bygget af offentlige forsyningsvirksomheder (Ebes, Intercom og Unerg), som senere blev fusioneret i Electrabel SA (majoritetsejet af Tractebel) i 1990 (»Electrabel«). I 1996 blev Société Générale de Belgique (»SGB«) hovedaktionær i Tractebel, og i 1999 erhvervede Suez næsten 100 % af SGB. Efter fusionen mellem Suez og Gaz de France (»GDF«) i 2008 har den endelige ejer af Electrabel været Engie S.A. (»Engie«).

(9) Electrabel, der er et 100 % ejet datterselskab af Engie, har været nuklear operatør og majoritetsejer af de syv belgiske atomreaktorer, siden de blev sat i drift. I dag er ejerskabet af de belgiske atomreaktorer som følger:

— Electrabel ejer 100 % af Doel 1 og Doel 2, 89,807 % af Doel 3, Doel 4, Tihange 2 og Tihange 3 og 50 % af Tihange 1.

— Luminus, et datterselskab af EDF Belgium, ejer 10,193 % af Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 og Doel 4.

— EDF Belgien ([6]) ejer de resterende 50 % af Tihange 1.

(10) LTO-enhedernes kapacitet (se Tabel 2):

— Doel 4 har i øjeblikket en nominel kapacitet på 1 038 MW i 2022 (1 026 MW i 2023) og producerede 8,940 TWh elektricitet i 2022 ([7]), hvilket udgør en andel på ca. 11 % af den samlede efterspørgsel efter elektricitet i Belgien i 2022 (82,9 TWh ([8])).

— Tihange 3 har i øjeblikket en nominel kapacitet på 1 038 MW i 2022 (1 030 MW i 2023) og producerede 7,366 TWh elektricitet i 2022 ([9]), hvilket udgør en andel på ca. 9 % af den samlede efterspørgsel efter elektricitet i Belgien i 2022 (82,9 TWh ([10])).

(11) Belgien forklarer, at alle belgiske atomreaktorer, herunder LTO-enhederne, er blevet designet og drevet som grundlastenheder baseret på den teknologi, der anvendes i trykvandsreaktorer. Designet stammer fra 1970'erne og er typisk for grundlastenheder, som ældre atomreaktorer rundt om i verden. Disse enheder drives almindeligvis ved maksimal nominel kapacitet, når de er online, i modsætning til nyere teknologier (generation III), som kan køre fleksibel drift, herunder ændring af produktionen over tid (»ramping« eller »lastfølgedrift« (»load following«)) samt frekvensregulering og driftsreserver ([11]). Ved grundlastdrift reduceres eller lukkes strømmen normalt kun, når det er nødvendigt for planlagt optankning og/eller periodisk vedligeholdelse, ikkeplanlagt akut vedligeholdelse for at rette op på problemer med anlæggets udstyr eller uventede design- og/eller sikkerhedsbegrænsninger. Reduktionen af elproduktionen er således snarere drevet af den nukleare operatørs eller transmissionssystemoperatørens behov end af markedssignaler.

([5]) Doel 1, Doel 2 og Tihange 1 i 1975, Doel 3 og Tihange 2 i henholdsvis 1982 og 1983, Doel 4 og Tihange 3 i 1985.
([6]) EDF Belgium og Luminus er separate juridiske enheder. De er begge en del af EDF-koncernen. EDF Belgium ejer 68,6 % af aktierne i Luminus. De øvrige aktionærer i Luminus er Ethias, Publilec, Socofe og Nethys.
([7]) Kilde: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Kilde: »Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)« af Elia Group — Issuu (s. 42).
([9]) Kilde: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Kilde: »Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)« af Elia Group — Issuu (s. 42).
([11]) Kilde: 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*, bind 222, 2018, s. 872-884.

(12) Belgien præciserer, at de belgiske atomreaktorer er teknisk begrænset af deres design, der i høj grad begrænser mulighederne for at modulere produktionen, som i lang tid var begrænset til netregulering. Dette skyldes, at belgiske atomreaktorer udelukkende er udstyret med sorte reaktorkontrolstænger, som stærkt begrænser evnen til at modulere i modsætning til de grå kontrolstænger ([12]). I modsætning hertil er nogle af de nyeste franske atomreaktorer udstyret med både sorte og grå kontrolstænger, så de er designet og bygget til modulation og lastfølgedrift. På grund af designet baseret på sorte kontrolstænger i de belgiske atomreaktorer har det belgiske agentur for nuklear sikkerhed (»AFCN/FANC«) indtil for nylig forbudt modulering af økonomiske årsager ([13]). Det var kun tilladt, hvis det skete af tekniske årsager eller efter anmodning fra den belgiske TSO (Elia) for at undgå strømafbrydelse ([14]).

(13) Belgien anfører imidlertid, at der som reaktion på den generelle udvikling på elektricitetsmarkederne og behovet for at indføre fleksibilitet i driften blev gennemført undersøgelser vedrørende tilladelse til visse tilfælde af modulation af økonomiske årsager (»økonomisk modulation«). I 2015 iværksatte Engie, Electrabel og de belgiske tilsynsmyndigheder sikkerhedsundersøgelser ([15]) for at analysere, hvilke betingelser der skal opfyldes for at tillade visse modulationer af økonomiske årsager, ved bl.a. at se på virkningen af en sådan modulation på det nukleare brændsel. Undersøgelsen konkluderede, at højst 30 økonomiske modulationer pr. brændselscyklus kunne accepteres for Tihange 3 og Doel 4, forudsat at en række tekniske betingelser — hovedsagelig knyttet til opvarmning og nedkøling af brændselselementet — blev overholdt:

— ramp-down- og ramp-up-hastighed begrænset til 1 %/min.

— minimumseffekt på 50 % af nominel effekt ([16])

— mindst to timer (tre timer, hvis modulation udløses inden for samme dag) og højst 72 timer for én modulation

— mindst 72 timer mellem to modulationer på samme reaktor med henblik på stabilisering.

(14) Modulationer vil desuden ikke være mulige i visse perioder ([17]), som f.eks.:

a) ved afslutningen af en brændselscyklus i løbet af de sidste to måneder, når borkoncentrationen i det primære kredsløb er lav (borsyrekoncentration på mindre end 200 ppm), og

b) når reaktoroperatøren anmoder om ikke at modulere for at undgå en transient i en bestemt situation (f.eks. månedlige neutronfluxtest, potentiel ventillækage, inspektion af reaktorbygning osv.) eller på grund af tekniske problemer.

([12]) »Sorte« reaktorkontrolstænger (som er fremstillet af borcarbid) absorberer alle indfaldende neutroner. De er designet til at lukke reaktoren ned og kan derfor skabe en kraftig termisk gradient og stress i brændselselementerne under modulering. »Grå« kontrolstænger (som er fremstillet af sølv-indium-cadmium) absorberer kun en del af de indfaldende neutroner og er designet til fleksibel elproduktion, da de forårsager meget mindre reduktioner i neutronflux og effektfordeling i nærheden af stængerne og derfor ikke giver de samme problemer med overophedning af brændslet.

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

([14]) Sådanne anmodninger om modulation fra Elia kan opdeles i to kategorier afhængigt af, hvor kritisk situationen er: »Varslingsfase«: Elia anmoder om modulation med en uges varsel, fordi den forventer en kritisk situation på nettet. »Kritisk fase«: Elia anmoder direkte kontrolrummet om modulation for de nukleare enheder for straks at aflaste nettet.

([15]) Kilde: 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«, i *Proceedings of WRFPM*, 2014, dokument nr. 100136, Sendai, Japan, 14.-17. september.

([16]) I praksis tilbydes der normalt en kapacitet på op til 400 MW til økonomiske modulationer efter anmodning fra anlægsoperatørerne i stedet for en kapacitet på 500 MW (50 % af den nominelle effekt), hvilket kræver mere manuel drift og dermed øger risikoen for automatisk nedlukning.

([17]) Se »Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation«, ZST.10010883175.000_06, bilag Q1, afsnit 3.1 og 3.2, s. 4-6.

(15) Efter disse undersøgelser gav AFNC/FANC operatøren tilladelse til at udføre op til 30 modulationer pr. cyklus ([18]), hvilket svarer til det maksimale antal modulationer, der kan udføres i henhold til den nuværende driftslicens. I betragtning af disse begrænsninger påpegede Engie, at hver eneste beslutning om modulering vurderes grundigt af operatøren, da den indebærer flere risici (f.eks. at der opstår flydende spildevand på grund af modulering, hurtigere ældning af anlæggene, risiko for automatisk nedlukning, potentielle skader, der ville gøre det umuligt at genstarte reaktoren osv.), hvilket er bredt dokumenteret i den akademiske litteratur ([19]).

(16) Ifølge Belgien (baseret på oplysninger fra Electrabel) findes der på det nuværende vidensniveau ingen teknologiske løsninger til at øge fleksibiliteten til en rimelig pris og inden for en rimelig tidsramme. Den tekniske opgradering, der skal til for at omdanne en grundlastreaktor til et anlæg med lastfølgedrift og give mulighed for større fleksibilitet, ville kræve en fuldstændig ændring af designet og navnlig udskiftning af topdækslet til reaktortrykbeholderen, hvilket er en meget tidskrævende og kompleks opgave. Desuden ville det kræve nye undersøgelser til sikkerhedsanalyserapporter (SAR) og en betydelig ændring af deres driftstilladelse, som skulle udstedes af de belgiske nukleare sikkerhedsmyndigheder.

(17) Desuden forklarer Belgien (baseret på oplysninger fra Electrabel), at reaktorernes fleksibilitet også er begrænset af deres brændsels specificitet og håndteringen af afbrydelser:

a) Brændsel er skræddersyet til en bestemt cyklusvarighed og et vist antal mulige modulationer. Øget fleksibilitet i reaktorerne vil kræve en ændring af brændselsberigningen, hvilket ikke er muligt, da brændslet allerede er bestilt for hele projektets varighed. Hvis LTO-enhederne »opgraderes« for at øge antallet af mulige modulationer, skal der bestilles nyt brændsel, hvilket vil være urimeligt dyrt.

b) På grund af de tekniske og juridiske begrænsninger, som AFNC/FANC pålægger ([20]), har den nukleare operatør kun meget begrænset råderum til at planlægge afbrydelser i forbindelse med vedligeholdelse, arbejde og optankning. Planlagte afbrydelser er meget komplekse at gennemføre og skal forberedes måneder eller endda år i forvejen. I henhold til REMIT ([21]) skal markedsdeltageren offentliggøre datoerne for afbrydelserne i god tid — f.eks. gennem NordPools platform for hastende markedsmeddelelser (UMM) ([22]) — generelt i praksis tre år i forvejen. Desuden kan datoer for afbrydelser meget vanskeligt ændres, når de først er meldt ud (i betragtning af de driftsmæssige begrænsninger såsom tilgængeligheden af dele og leverandører), og disse ændringer kan anfægtes af TSO'en, der, hvis den mener, at afvigelsen medfører en forstyrrelse af nettet, kan anmode om kompensation fra den nukleare operatør. Under alle omstændigheder kan datoerne ikke ændres efter midten af juli i det foregående år uden TSO'ens forudgående godkendelse.

c) På driftssiden vil LTO-enhederne blive drevet i 12-måneders brændselscyklusser (i stedet for de nuværende på 18 måneder). Denne beslutning træffes på grundlag af en økonomisk afvejning:

— For det første maksimering af produktionsperioden for LTO-enhederne i løbet af de kommende vintre, hvor efterspørgslen efter elektricitet er på sit højeste — og også priserne, mens produktionen af vedvarende elektricitet er lavere. Det blev derfor aftalt, at LTO-enhederne skulle drives i en 12-måneders brændselscyklus, således at periodiske afbrydelser som følge af optankning kunne synkroniseres og ligge i løbet af sommeren hvert år.

([18]) Belgien fremlagde tilladelserne fra den administrerende direktør for BelV, en underorganisation af AFNC/FANC, til økonomiske modulationer op til 30 gange pr. cyklus:
Vedrørende Doel 4, se BelV, 3078/2739/POI.851, »Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties«, 26. juli 2017.
For Tihange 3, se BelV, 2018-0330, »Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues«, 28. august 2018.

([19]) Se f.eks. 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*, bind 151, 2018, s. 289-296, iii) Alexey Lokhov, »Suivi de charge dans les centrales nucléaires«, *AEN Infos*, 2011, nr. 29.2.

([20]) Se fodnote 18.

([21]) Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne (EUT L 326 af 8.12.2011, s. 1), artikel 2, nr. 1), litra b).

([22]) Følgende link indeholder alle meddelelser om fremtidige afbrydelser for Tihange 3 og Doel 4 på UMM-platformen: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— For det andet er det for at tage hensyn til markedssignalerne på mellemlang og lang sigt almindelig praksis i den nukleare industri at planlægge afbrydelserne i måneder med lavere priser. Derfor er den overordnede planlægning af afbrydelser i Doel 4 og Tihange 3 fra starten blevet optimeret for så vidt muligt at begrænse indvirkningen på markedsprisen på grund af skiftet fra en 18-måneders til en 12-måneders brændselscyklus (som forklaret i punkt — ovenfor).

2.2. Udfasning af atomkraft i Belgien

(18) Som beskrevet i afsnit 2.1 i åbningsafgørelsen vedtog det belgiske føderale parlament i 2003 en lov, der forbød opførelse af nye nukleare enheder med henblik på industriel elproduktion ved nuklear fission i Belgien og begrænsede driften af de allerede eksisterende reaktorer til 40 år, hvorved der blev indført en nuklear udfasning mellem 2015 og 2025 (»loven fra 2003« eller »lov om nuklear udfasning«) ([23]). Som oprindeligt fastsat i lov om nuklear udfasning blev Doel 3 og Tihange 2 permanent frakoblet nettet henholdsvis den 23. september 2022 og den 31. januar 2023. Ved lov af 18. december 2013 og af 28. juni 2015 ([24]) blev lov om nuklear udfasning ændret, og levetiden for de tre ældste reaktorer, Tihange 1, Doel 1 og Doel 2, blev forlænget med ti år indtil henholdsvis den 30. september 2025, den 14. februar 2025 og den 30. november 2025 (levetidsforlængelse på ti år) ([25]).

(19) Ifølge lov om udfasning af atomkraft skulle Doel 4 og Tihange 3 lukkes senest i 2025. Som følge heraf har Engies strategiske mål vedrørende nukleare aktiviteter siden 2020 været i) at trække sig ud af atomkraftproduktionsaktiviteter i Belgien for at mindske risikoen for, at virksomheden som nuklear operatør udsættes for markedsprisvolatilitet, og ii) ikke længere at have atomkraftproduktion som en del af Engies kerneaktiviteter. Siden 2020 har denne tilbagetrækning resulteret i et stop for alle undersøgelser vedrørende udvidelsen af virksomhedens atomkraftværker (alle beliggende i Belgien). Engies finansielle kommunikation siden 2020 afspejler dette strategiske mål om tilbagetrækning og er taget i betragtning i de regnskabsmæssige antagelser, der anvendes ved udarbejdelsen af koncernregnskabet, navnlig i test for værdiforringelse ([26]).

(20) Tabel 1 giver et overblik over de syv belgiske atomreaktorer, herunder deres ejerskabsstatus, nettokapacitet og oprindelige deaktiveringsdatoer i henhold til lov om nuklear udfasning og de efterfølgende revisioner.

Tabel 1

Oversigt over atomkraftværker i Belgien

Atomreaktor	Ejer	Nettokapacitet i 2023 (MWe)	Deaktiveringsdato (lov om nuklear udfasning)	Deaktiveringsdato (revideret)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15. februar 2015	14. februar 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1. december 2015	30. november 2025

([23]) Se den 31. januar 2003, Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie/Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. I henhold til lov om udfasning af atomkraft ville slutdatoerne for atomkraftværkerne i Belgien have været den 15. februar 2015 (Doel 1), den 1. december 2015 (Doel 2), den 1. oktober 2022 (Doel 3), den 1. juli 2025 (Doel 4), den 1. oktober 2015 (Tihange 1), den 1. februar 2023 (Tihange 2) og den 1. september 2025 (Tihange 3).

([24]) Den 5. marts 2020 blev lov af 28. juni 2015 annulleret af forfatningsdomstolen (sag 34/2020) — efter en præjudiciel afgørelse fra Den Europæiske Unions Domstol (sag C-411/17), fordi forpligtelserne vedrørende miljøkonsekvensvurderingen ikke blev overholdt, mens loven fortsat ville have virkning indtil den 31. december 2022. Den 11. oktober 2022 blev der efter en miljøkonsekvensvurdering vedtaget en »reparationslov«, der ændrede deaktiveringsdatoerne. Ved reparationsloven blev deaktiveringen af Doel 1, Doel 2 og Tihange 1 udsat til 2025.

([25]) Se Kommissionens afgørelse af 17. marts 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, Forlængelse af levetiden for kernekraftværkerne Tihange 1, Doel 1 og Doel 2 (EUT C 142 af 5.5.2017, s. 1).

([26]) Se dokumentationen i fodnote 7 og 8 i åbningsafgørelsen.

Atomreaktor	Ejer	Nettokapacitet i 2023 (MWe)	Deaktiveringsdato (lov om nuklear udfasning)	Deaktiveringsdato (revideret)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1. oktober 2022	*Deaktivering den 23. september 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1. juli 2025	31. oktober 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1. oktober 2015	30. september 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1. februar 2023	*Deaktivering den 31. januar 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1. september 2025	31. oktober 2035 (*)

Kilde: *De belgiske myndigheder — Der henvises til webstedet for den føderale myndighed for økonomi om atomkraftproduktion i Belgien. Senest tilgået den 18. juni 2024:* Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Som beskrevet er Doel 3 og Tihange 2 blevet lukket ned. Følgende rapport tager hensyn til deres tidligere nettokapacitet: Den Internationale Atomenergiorganisation, »Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States« IAEA, Wien (2022) (tilgængelig via den føderale myndighed for økonomis websted).

(*) Revideret deaktiveringsdato, når atomreaktorerne er i drift den 1. november 2025. Sidste mulige deaktiveringsdato er den 31. december 2037.

2.3. Belgiens beslutning om at fortsætte med atomenergi

(21) Den 18. marts 2022 besluttede den belgiske forbundsregering (i det følgende også benævnt »den belgiske regering«) at revurdere den nukleare udfasning ved at tillade en forlængelse af driftslevetiden (den langsigtede drift (»LTO«)) for de to nyeste atomreaktorer, Doel 4 og Tihange 3, i en periode på ti år (»LTO-projektet«). Belgiens beslutning blev truffet i forbindelse med den europæiske reaktion på den russiske krig mod Ukraine (herunder behovet for, at EU's medlemsstater reducerer deres gasforbrug og gasafhængighed) og den deraf følgende gaskrise samt de allerede eksisterende betænkeligheder med hensyn til forsyningssikkerheden i Belgien (se også afsnit 2.4 nedenfor) i betragtning af de øgede elektrificeringsbehov (for at muliggøre energiomstillingen) og det lave aktivitetsniveau for de franske atomkraftværker i 2021-2022 (på grund af uforudsete korrosionsproblemer og omfattende vedligeholdelse for at forlænge deres driftslevetid) ([27]).

(22) Efterfølgende indledte den belgiske regering i 2022 forhandlinger med den belgiske nukleare operatør, Electrabel, om gennemførelsen af levetidsforlængelsen. Årsagerne til ikke at have afholdt et udbud, som blev fremlagt af Belgien, og som Kommissionen ikke rejste tvivl om i åbningsafgørelsen, er nævnt i betragtning 38 i åbningsafgørelsen og omfatter:

a) Besiddelse af den nødvendige knowhow og de nødvendige tilladelser: Adgang til nuklear produktionskapacitet kræver særlig, herunder landespecifik, knowhow, som ikke er tilgængelig for alle markedsaktører, hvilket Kommissionen tidligere har anerkendt med hensyn til Electrabel i særdeleshed (se fodnote 30 i åbningsafgørelsen) og nukleare operatører generelt (se fodnote 31 i åbningsafgørelsen). Knowhow, den intellektuelle ejendomsret og relevante tilladelser vedrørende nukleare anlæg i Belgien er unikke, og kun Electrabel har dem i øjeblikket.

([27]) Se Kommissionens afgørelse af 29. september 2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, Ændringer af kapacitetsmekanismen (EUT C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) Timing: Tiden mellem den belgiske regerings beslutning om LTO-projektet og den planlagte dato for genstarten af LTO-enhederne er meget kort, og en genstart senest i september (for Tihange 3) og november (for Doel 4) 2025 kræver visse forberedende arbejder og gennemførlighedsundersøgelser (»udviklingsaktiviteter« (se fodnote 32 i åbningsafgørelsen)), inden arbejdet reelt påbegyndes. Electrabel var i sin egenskab af eneste nukleare operatør i Belgien den eneste virksomhed, der havde den unikke viden samt de ressourcer og værktøjer, der var nødvendige for at gennemføre disse aktiviteter hurtigt og effektivt. Derfor kunne ingen andre operatører end Electrabel være blevet udvalgt gennem en udbudsprocedure, og iværksættelsen af en udbudsprocedure med henblik på at udvælge operatøren af LTO-enhederne ville ikke have ført til et meningsfuldt resultat i betragtning af LTO-projektets særlige karakteristika og begrænsninger.

(23) Engie, Electrabels moderselskab, tøvede oprindeligt med at indlede forhandlinger med Belgien om LTO-projektet og hævdede, at nuklear teknologi var blevet for dyr og for risikabel, og henviste til Engies hensigt om at indstille de nukleare aktiviteter i Belgien efter 2025 (se betragtning 19). Den belgiske stat aftalte derfor med Engie at oprette en mekanisme til på en afbalanceret og gennemsigtig måde at dele risici og fordele i forbindelse med forlængelsen af de to reaktorers levetid. Ifølge Belgien gjorde Engie det fra starten klart, at uden en risikodelingsmekanisme og en aftale om nukleart affald, der stammer fra driften af de syv atomkraftværker i Belgien, ville Engie ikke overveje en levetidsforlængelse for de to atomreaktorer, som kræver, at Engie i væsentlig grad skal ændre sin virksomhedsstrategi og risikoeksponering ([28]).

(24) Forhandlingsprocessen er beskrevet nærmere i afsnit 3.1 i åbningsafgørelsen og førte til indgåelsen af en gennemførelsesaftale den 13. december 2023 med henblik på at genoptage driften af LTO-enhederne inden vinteren 2025-2026. Som nævnt i betragtning 36 i åbningsafgørelsen består gennemførelsesaftalen af tre hovedkomponenter, som alle har til formål at støtte gennemførelsen af LTO-projektet:

a) »Komponent 1«: rækken af delforanstaltninger vedrørende aflønning og finansielle ordninger, der sikrer stabile indtægter for de to atomreaktorer, samt ændringerne i aktionærstrukturen gennem oprettelsen af BE-NUC (se afsnit 3.3.1)

b) »Komponent 2«: rækken af delforanstaltninger vedrørende dekommissionering af atomkraftværker og langsigtet oplagring og endelig bortskaffelse af overført nukleart affald og brugt brændsel (herunder ændring af sikkerhedspakken for at overvåge den nukleare operatørs finansielle situation i forhold til den risikoprofil, der er ændret som følge af det aftalte loft) (se afsnit 3.3.2)

c) »Komponent 3«: aftalerne om risikodeling og erstatning i tilfælde af visse ændringer af lovgivningen (se afsnit 3.3.3).

(25) Gennemførelsesaftalen er blevet ændret to gange i løbet af 2024 ([29]). Dens indhold er beskrevet nærmere i afsnit 3.

(26) Nogle vigtige milepæle i LTO-projektet er følgende:

a) Efter aftalens afslutning vil der blive gjort yderligere forberedelser til at genoptage produktionen senest den 1. september (for Tihange 3) og den 1. november (for Doel 4) 2025.

b) Perioden mellem den oprindelige deaktiveringsdato for reaktorerne (som fastsat i lov om nuklear udfasning fra 2003, dvs. den 1. juli 2025 for Doel 4 og den 1. september 2025 for Tihange 3 — se Tabel 1), og datoen for genstart af produktionen vil blive anvendt til at forberede LTO-enhederne til genstart og benævnes »nedlukningsperioden«.

([28]) Se dokumentationen i fodnote 10 i åbningsafgørelsen.

([29]) Den 10. maj 2024 blev der indgået en første ændringsaftale med følgende indhold: ændring af visse vilkår for værdiansættelseseksperten RFP, udsættelse af målslutdatoen, visse bekræftelser, tekniske ændringer, rettelse af en fejl i aktiekøbsaftale II, yderligere tid til indgåelse af administrationsaftalen og aftalen om energiforvaltningstjenester. Den 15. juli 2024 blev der indgået endnu en ændringsaftale med følgende indhold: udsættelse af slutdatoen (»longstop date«) til den 21. februar 2025, aftale om udbudsbetingelserne i henhold til aftalen om energiforvaltningstjenester, visse bekræftelser, teknisk ændring af aktiekøbsaftale I.

c) Den treårige periode fra september 2025 til den 31. december 2028 (»true-up-datoen« ([30])) er »genstartsfasen« og vil blive anvendt til at bringe LTO-enhederne i overensstemmelse med kravene fra den belgiske nukleare sikkerhedsmyndighed.

d) Fra den 1. januar 2029 forventes LTO-enhederne at køre med fuld kapacitet indtil den 1. november 2035 i »driftsfasen«.

(27) Som følge heraf vil elproduktionen i perioden 2026-2028 være relativt lav på grund af flere planlagte afbrydelser end normalt af de to reaktorer i genstartsfasen (»planlagte LTO-afbrydelser«) ([31]). LTO-enhederne forventes at være utilgængelige 24 uger om året i de første tre år efter LTO-genstartdatoen under de planlagte LTO-afbrydelser.

(28) Ud over de planlagte LTO-afbrydelser forventes en årlig normal afbrydelse for atomkraftværker (»planlagte ikke-LTO-afbrydelser«) under hele perioden for levetidsforlængelsen (dvs. i genstartsfasen og driftsfasen), op til et år før afslutningen af driften for Doel 4 og indtil det sidste driftsår for Tihange 3 ([32]). Hver planlagt ikke-LTO-afbrydelse forventes at vare seks uger. Som følge heraf forventes de to atomreaktorer at blive lukket ned i 30 uger om året i løbet af de første tre år efter LTO-genstarten.

(29) Ud over de planlagte (LTO og ikke-LTO) afbrydelser kan der være uplanlagte og uforudsete problemer, som kræver yderligere nedlukning af LTO-enhederne. En tvungen afbrydelsessats (»forced outage rate«, »FOR«) på 10 % er blevet antaget i den aftalte finansielle model, der ligger til grund for aflønningsaftalen ([33]). Dette indebærer, at man for både Doel 4 og Tihange 3 har fastsat en tilgængelighedsgrad på 90 % over ti år, når der ikke tages hensyn til de planlagte LTO- og ikke-LTO-afbrydelser.

(30) Når alle planlagte og ikkeplanlagte afbrydelser medtages, er den fastsatte tilgængelighedsgrad for Doel 4 og Tihange 3 henholdsvis ca. 68,4 % og 67,4 %.

(31) Den nominelle elproduktionskapacitet, den årlige elproduktion og andelen af den nationale efterspørgsel efter elektricitet i Belgien for Doel 4 og Tihange 3 før og efter levetidsforlængelsen er sammenfattet i Tabel 2. Som det fremgår af Tabel 2, forventes LTO-enhedernes anslåede årlige elproduktion at blive fordoblet efter genstartfasen.

Tabel 2

De vigtigste egenskaber ved Doel 4 og Tihange 3 (før og efter LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Før levetidsforlængelse		
Nominel kapacitet (*tal for 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Årlig elproduktion *(tal for 2022)*	8 940 GWh	7 366 GWh
Andel af den belgiske elektricitetsefterspørgsel *(tal for 2022)*	11 %	9 %

([30]) En »true-up« er en proces, der anvendes til at sikre, at alle regnskaber og optegnelser er nøjagtige og udviser balance. Det indebærer at sammenligne de anslåede eller indledende tal med de faktiske, endelige tal og foretage de nødvendige justeringer.

([31]) »Planlagte LTO-afbrydelser« er de planlagte afbrydelser, der er nødvendige for at bringe LTO-enhederne i overensstemmelse med sikkerhedsmyndighedens krav.

([32]) »Planlagte ikke-LTO-afbrydelser« er de årlige normale afbrydelser (hovedsagelig med henblik på optankning), der påtænkes allerede fra år 1, år 2 og år 3 efter LTO-genstartsdatoen for henholdsvis Doel 4 og Tihange 3, op til et år før afslutningen af driften for Doel 4 og indtil det sidste driftsår for Tihange 3.

([33]) Den aftalte finansielle model er den model, der ligger til grund for den aflønningsaftale, der blev undertegnet den 13. december 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Efter levetidsforlængelse		
Nominel kapacitet (*tal for 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Årlig elproduktion (*skøn*)	2026-2028: 3 435 GWh efter 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh efter 2029: 7 186 GWh
Andel af den belgiske elektricitetsefterspørgsel (*skøn*)	2026-2028: 3-4 % efter 2029: 6-8 %	2026-2028: 3-4 % efter 2029: 6-8 %

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

2.4. Problemer med ressourcetilstrækkeligheden i Belgien

(32) Som nævnt i betragtning 17 i åbningsafgørelsen har den belgiske TSO, Elia, siden 2019 gennemført tre nationale ressourcetilstrækkelighedsundersøgelser (»NRAA 2019«, »NRAA 2021« og »NRAA 2023«), som alle afdækkede et behov for ny kapacitet senest i vinteren 2025-2026 som følge af den (delvise) nukleare udfasning i Belgien, som begyndte med dekommissioneringen af Doel 3 og Tihange 2 i 2022 og 2023 (se Tabel 1), forstærket af dekommissioneringen af termisk produktionskapacitet i nabolandene og problemer med de franske nukleare aktiver.

(33) For at afhjælpe disse problemer med ressourcetilstrækkelighed oprettede Belgien en kapacitetsmekanisme, som Kommissionen godkendte i 2021, og som er blevet ændret to gange siden da ([34]). Kapacitetsmekanismen er en foranstaltning, der dækker hele markedet, og som kompenserer for anlæggenes parathed til at levere elektricitet i forud fastsatte perioder, uanset om de producerer eller ej. Kapacitetsmekanismen har til formål at afhjælpe problemer med ressourcetilstrækkelighed inden for elektricitet, samtidig med at energiomstillingen støttes, og vil træde i kraft fra vinteren 2025, hvilket er det tidspunkt, hvor de to LTO-enheder også forventes at genstarte (se betragtning 26).

2.5. Elektricitetsmarkedet i Belgien

(34) Belgiens energimiks er i øjeblikket domineret af gas- og atomkraftbaseret elproduktion, selv om andelen af vedvarende energi har været støt stigende i de seneste år. I 2023 var andelen af atomkraft, gas og vedvarende energi i produktionsmikset henholdsvis 39,9 %, 21,4 % og 32,7 % ([35]).

(35) Ifølge Belgien er de vigtigste aktører på elproduktionsmarkedet med hensyn til installeret kapacitet, der er forbundet på transmissionsnetniveau, Electrabel (9,3 GW i 2023 — 65 %), Luminus (2,2 GW i 2023 — 15 %), RWE (0,7 GW i 2023 — 5 %), Eneco (0,7 GW i 2023 — 5 %) og TotalEnergies (0,6 GW i 2023 — 4 %). Belgien har anført, at HHI-indikatoren ([36]) for markedskoncentration faldt fra 5 510 i 2016 til 4 431 i 2023, hvilket til dels kan forklares ved den øgede udvikling af vedvarende energikilder (sol og vind) blandt nytilkomne markedsaktører ([37]).

([34]) Se Kommissionens afgørelse af 27. august 2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Belgien, Kapacitetsmekanisme (EUT L 117 af 19.4.2022, s. 40). Første ændringsafgørelse: Kommissionens afgørelse af 29. september 2023, SA.104336 (2023/N), Belgien, Ændringer af kapacitetsmekanismen (EUT C 265 af 18.10.2023, s. 1). Anden ændringsafgørelse: Kommissionens afgørelse af 17. september 2024, SA.114003 (2024/N), Belgien, Andet sæt ændringer af kapacitetsmekanismen (EUT C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) Belgisk oversigt over energidata (SPF Economie 2024). Nærmere oplysninger om engros- og detailmarkedet for elektricitet i Belgien og hovedaktørernes markedsposition (baseret på data fra 2022) findes i afsnit 2.2.1 og 2.2.2 i åbningsafgørelsen.

([36]) Herfindahl-Hirschman-indekset er et mål for markedskoncentration, der beregnes ved at opgøre hver enkelt konkurrerende virksomheds markedsandel på markedet og derefter lægge tallene sammen. Markeder med en HHI over 2 500 betragtes generelt som stærkt koncentrerede markeder. HHI-værdierne er taget fra de årlige CREG-rapporter og er baseret på installeret kapacitet og produktion fra anlæg, der er tilsluttet på transmissionsnetniveau.

([37]) Årsrapport CREG (2024).

(36) Ifølge Belgien er de vigtigste aktører med hensyn til elproduktion fra anlæg, der er tilsluttet transmissionsnettet i Belgien, Electrabel (39,1 TWh i 2023 — 70 %), Luminus (6,8 TWh i 2023 — 12 %), Eneco (2,5 TWh i 2023 — 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh i 2023 — 4 %) og RWE (2 TWh i 2023 — 4 %). Belgien anfører, at HHI-indikatoren for markedskoncentration faldt fra 6 372 i 2016 til 5 143 i 2023 takket være den øgede elproduktion fra vedvarende energikilder ([38]).

(37) Ifølge Belgien var der på detailniveau i alt 16 elleverandører i Belgien i 2023. De vigtigste leverandører med hensyn til leveret elektricitet er Electrabel (47 % i 2023), Luminus (18,2 % i 2023), TotalEnergies (5,5 % i 2023) og Eneco (5,3 % i 2023), mens mange aktører er meget små ([39]).

3. DETALJERET BESKRIVELSE AF FORANSTALTNINGEN

3.1. Foranstaltningens formål og markedssvigt

(38) Levetidsforlængelsen for de to LTO-enheder vil fremme udviklingen af en erhvervsgren og bidrage til at løse problemerne med ressourcetilstrækkelighed i Belgien (se afsnit 2.4). Belgien anfører desuden, at forlængelsen af atomreaktorernes levetid også har til formål at mindske afhængigheden af import generelt og af importerede fossile brændstoffer (i overensstemmelse med REPowerEU-målene) i særdeleshed og dermed også bidrage til dekarboniseringen af det belgiske elektricitetssystem samt levere grundlastkapacitet i forbindelse med de øgede elektrificeringsbehov i den nærmeste fremtid i Belgien.

(39) Belgien gør gældende, at formålet med støtteforanstaltningen er at afhjælpe en række markedssvigt, som forhindrer Electrabel i at fortsætte driften af atomreaktorerne i Belgien uden yderligere støtte fra den belgiske regering ([40]).

a) For det første gør Belgien gældende, at der er en række veldokumenterede markedssvigt på elmarkedet, som generelt forhindrer markederne i at give tilstrækkelige investeringsincitamenter til produktionskapacitet, der er nødvendig for at opfylde standarderne for ressourcetilstrækkelighed, som beskrevet mere detaljeret i Kommissionens afgørelser vedrørende den belgiske kapacitetsmekanisme (se fodnote 34).

b) For det andet anfører Belgien, at el- og kulstofmarkederne udviser yderligere markedssvigt, der navnlig påvirker incitamenterne til at investere i lavemissionsteknologier, såsom manglen på langsigtede risikoafdækningsmuligheder (dette påvirker særligt rene teknologier, som er kapitalintensive på grund af deres eksponering for volatile indtægtsstrømme), den utilstrækkelige dækning af negative eksternaliteter fra drivhusgasser (f.eks. en CO_2-pris i den europæiske emissionshandelsordning (»ETS«), der ligger under de sociale omkostninger ved kulstof, og manglen på et langsigtet forudsigeligt CO_2-prissignal på grund af den strukturelle volatilitet i EU ETS) samt manglende incitamenter til at investere i et varieret energiproduktionsmiks i betragtning af fossile (gasdrevne) kraftværkers rolle i prisfastsættelsen på elmarkederne, hvilket giver en naturlig afdækning.

c) For det tredje anfører Belgien, at nukleare investeringer er forbundet meden række specifikke risici, som er særligt vanskelige at afdække eller styre for handelsinvestorer, såsom: i) tekniske risici og projektstyringsrisici, ii) risici i forbindelse med affaldshåndtering og dekommissionering og iii) lovgivningsmæssige og politiske risici.

(40) Belgien gør gældende, at den belgiske regering i lyset af disse generelle markedssvigt i forbindelse med lavemissionsinvesteringer på elmarkederne samt de yderligere risici, som en nuklear operatør er udsat for, har behov for et tilsagn om støtte til forlængelsen af LTO-enhedernes levetid. Belgien anfører derfor, at formålet med den anmeldte foranstaltning er at afhjælpe disse markedssvigt.

([38]) Årsrapport CREG (2024).
([39]) »Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024)«.
([40]) En mere detaljeret beskrivelse af markedssvigt kan findes i betragtning 23 og 24 i åbningsafgørelsen.

3.2. Belgiens ændringer af foranstaltningen efter åbningsafgørelsen

(41) Som svar på den tvivl, som Kommissionen gav udtryk for i sin åbningsafgørelse (se afsnit 3.8), ændrede Belgien visse elementer i foranstaltningen.

(42) Disse ændringer vedrører navnlig:

a) Overdragelsen af beslutningsbeføjelsen vedrørende økonomiske modulationer fra joint venture-selskabet mellem den belgiske stat og Electrabel, benævnt BE-NUC (den enhed, der vil eje 89,807 % af LTO-enhederne, som oprindeligt var kontraktligt forpligtet til at foretage en modulation, hver gang betingelserne i aftalerne var opfyldt), til energiforvaltningspartneren (som sælger nuklear elektricitet på markedet) og indførelsen af finansielle incitamenter i vederlaget til denne partner for yderligere at sikre en effektiv anvendelse af de mulige modulationer (se afsnit 3.3.1.5). Som følge heraf er den faste på forhånd fastsatte modulationstærskel på minus 20 EUR/MWh blevet fjernet, da energiforvaltningspartneren vil have passende incitamenter til at beslutte, hvornår modulation af atomreaktoren vil være mest effektivt. Der er også taget hensyn til den ændrede aflønningsstruktur i den reviderede strategi for bud og ubalancer.

b) Intensivering af mekanismen for deling af gevinst/tab (»Market Price Risk Adjustment« — »MPRA«), således at den finansielle støtte i højere grad vil følge ændringerne i markedspriserne (gennem justering af det reelle projektafkast) (se 3.3.1.3.2).

c) Et loft over minimumsbeløbet for OPEX- og kapitalbetaling (»minimum OPEX and capital payment« — »MOCP«) for at undgå, at omkostningerne til MOCP for den belgiske stat bliver uforholdsmæssigt høje (se 3.3.1.3.3).

(43) Ovennævnte ændringer er nærmere beskrevet i afsnit 3.3 i denne afgørelse.

3.3. Detaljeret beskrivelse af foranstaltningens komponenter

(44) I dette underafsnit beskrives de forskellige komponenter i støttepakken til LTO-projektet, herunder de ændringer, som Belgien har foretaget som følge af Kommissionens tvivl i åbningsafgørelsen (se afsnit 3.3.1, 3.3.2 og 3.3.3), samt de alternative finansieringsmuligheder, som Belgien har overvejet (se afsnit 3.3.4).

3.3.1. *Komponent 1: Finansielle og strukturelle ordninger*

(45) Der er planlagt en række finansielle støttemekanismer for at gøre det muligt at finansiere en rettidig og sikker levetidsforlængelse for de to atomreaktorer. Alle delforanstaltninger under komponent 1 er beskrevet nærmere i resten af dette afsnit.

(46) Under den formelle undersøgelse fremlagde Belgien begrundelsen for alle dele af den finansielle støtte:

a) Belgien har henledt opmærksomheden på, at nukleare investeringer er store infrastrukturinvesteringer med århundredelange fodaftryk, der er kendetegnet ved store startkapitalomkostninger og anlægsperioder med betydelige risici og usikkerheder samt lange tilbagebetalingsperioder ([41]). Da investeringer i nukleare aktiver er udsat for ukontrollable risici med potentielt stor indvirkning med hensyn til politik, regulering og teknologi og har en overvejende fast omkostningsstruktur er deres finansielle resultater særligt følsomme over for den realiserede tilgængelighed og potentielle omkostningsoverskridelser. Historisk set blev atomreaktorer derfor finansieret gennem enten offentligt ejerskab og/eller en understøttende lovgivningsmæssig ramme, der reducerede eksponeringen mod risici og sikrede et langsigtet forpligtende engagement fra statens side.

([41]) Se World Nuclear Association, »Financing Nuclear Energy«, 2. maj 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) I de fleste af de seneste tilfælde af investeringer i nukleare aktiver blev finansieringen støttet gennem en række lovgivningsmæssige foranstaltninger for at afbøde den potentielle virkning af markedsrisici og særlige mekanismer, der begrænser eksponeringen for nuklearspecifik teknologi samt politiske og lovgivningsmæssige risici. Nogle projekter er f.eks. blevet udviklet efter en model med et reguleret aktivgrundlag (RAB-model) ([42]), som Belgien anser for at yde stor beskyttelse. Belgien valgte en tovejsdifferencekontrakt. For at sikre projektets økonomiske levedygtighed er pakken af foranstaltninger under LTO-projektet blevet skræddersyet til behovene i forbindelse med den pågældende nukleare investering.

c) Belgien forklarer, at det gennem de foranstaltninger, der er planlagt i aflønningsaftalen, er hensigten at yde yderligere beskyttelse i forhold til en selvstændig differencekontraktordning for at sikre mod potentiel insolvens eller konkurs. Belgien præciserer imidlertid:

— at aflønningsaftalen ikke sikrer joint venture-selskabets finansielle resultater, navnlig i tilfælde af langvarige tilgængelighedsproblemer eller betydelige omkostningsoverskridelser, f.eks. på grund af visse lovgivningsmæssige risici, og

— at aktionærerne fortsat er eksponeret for betydelige risici og finansielle incitamenter, der fremmer resultatbaseret og markedskonform adfærd, som adskiller sig fra typiske RAB-modeller, der normalt giver stærke garantier med hensyn til omkostningsdækning og investeringsafkast, ud over tilstrækkelig finansiering og likviditet.

d) Belgien bemærker endvidere, at nukleare investeringer i høj grad kontrolleres af finansielle institutioner med omfattende due diligence-krav for at vurdere de potentielle virkninger af forskellige typer risici og usikkerheder samt have et kritisk fokus på den overordnede projektstruktur. Erfaringerne i Europa tyder navnlig på, at det er en særlig udfordring at opnå finansiering til nukleare investeringer, da der ikke findes passende beskyttelsesmekanismer ([43]).

3.3.1.1. Fælles udviklingsaftale

(47) Som nævnt i betragtning 22 udpegede den nukleare operatør, Electrabel, visse udviklingsaktiviteter, som den aftalte med Belgien at gennemføre, og som er nødvendige for, at LTO-genstarten kan gennemføres i rette tid, og for at opfylde sikkerhedsmyndighedens krav og forventninger, før den endelige transaktion blev indgået. Disse udviklingsaktiviteter er fastlagt i den fælles udviklingsaftale, som senest blev ændret den 18. juli 2024 (»den ændrede fælles udviklingsaftale«) ([44]).

(48) Den ændrede fælles udviklingsaftale fastsætter betingelserne for Belgiens forfinansiering af Electrabels omkostninger og udgifter til udviklingsaktiviteter ([45]), indtil alle nødvendige lovgivningsmæssige ændringer er vedtaget og trådt i kraft (»den lovgivningsmæssige betingelse«). Kort efter at have opfyldt den lovgivningsmæssige betingelse (den 15. juli 2024) begyndte Electrabel at finansiere sine egne omkostninger og udgifter til udviklingsaktiviteterne og vil fortsat gøre det, indtil beløbet for Electrabels finansiering svarer til det beløb, som den belgiske stat har forfinansieret (forventeligt i begyndelsen af 2025), hvorefter Electrabel og den belgiske stat vil finansiere omkostningerne og udgifterne til udviklingsaktiviteterne på 50/50-basis.

([42]) RAB-modeller er udførligt beskrevet i litteraturen. Se f.eks. Meshkat, Mustafa. »Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models«, *Comparative Law Review*, 14.2 (2023), s. 1001-1022, Thomas, Steve m.fl., »The proposed RAB financing method«, *Nuclear Consult* (2019).

([43]) Belgien anfører, at, selv når der er indgået risikodelingsaftaler med staten, er forretningsbanker ikke villige til, og investorerne ofte tilbageholdende med, at blive eksponeret for nukleare aktiver, dvs. løbe den risiko, der er forbundet med store investeringer i den nukleare sektor i forbindelse med usikre politikker og regler samt teknologiske risici.

([44]) De udviklingsaktiviteter, der er beskrevet i bilag 1 til ændrede fælles udviklingsaftale, vedrører hovedsagelig tekniske undersøgelser i forbindelse med anlæggenes design og ældning, designforbedringer, ledelsens kompetencer, test- og inspektionsprogrammer, miljøkonsekvensvurderinger (herunder udarbejdelse af den nødvendige godkendelses- og tilladelsesdokumentation) og periodiske sikkerhedsgennemgange af LTO-enhederne.

([45]) Svarende til 89,807 % (dvs. ejerandelen for LTO-enhederne) af de samlede omkostninger, hvor Luminus afholder de resterende 10,193 %.

(49) Belgien gør gældende, at den belgiske stats forfinansiering af omkostninger og udgifter til udviklingsaktiviteterne er begrænset til eventuelle omkostninger og udgifter, som Electrabel faktisk har afholdt (eller skal afholde), svarende til 89,807 % af de samlede omkostninger til udviklingsaktiviteterne. Der oprettes en kontrolmekanisme samt en »true-up« ved kontraktperiodens afslutning. Belgien anfører også, at finansieringsordningerne under den ændrede fælles udviklingsaftale er baseret på armslængdeprincippet og princippet om valuta for pengene.

3.3.1.2. Joint venture-selskabet og aktionærfinansiering

(50) Den belgiske stat vil sammen med den nukleare operatør Electrabel investere i et joint venture (»joint venture-selskabet«), BE-NUC, som vil eje 89,807 % af LTO-enhederne (som Electrabel i øjeblikket gør). De resterende 10,193 % af LTO-enhederne vil forblive hos Luminus. Electrabel og den belgiske stat vil hver især eje 50 % af BE-NUC og optræde som ligeværdige aktionærer med hensyn til finansiel deltagelse (tilførsel af egenkapital og aktionærlån) og andel af indtjeningen fra elsalg. BE-NUC vil som medejer skulle foretage 89,807 % af de investeringer, der er nødvendige for at udvide operationen, og den belgiske stat vil derfor indirekte tegne sig for 44,9035 % af investeringsomkostningerne i forbindelse med LTO-projektet. De resterende 10,193 % vil blive båret af Luminus.

(51) Electrabel er og vil fortsat være den eneste operatør af de to atomreaktorer gennem en drifts- og vedligeholdelsesaftale (se afsnit 3.3.1.4). BE-NUC bliver ikke en nuklear operatør, men vil have ret til at kontrollere driftsomkostningerne gennem drifts- og vedligeholdelsesaftalen.

(52) Belgien anførte, at det ikke forventer nogen mulighed for at rejse eksterne lån til finansiering af LTO-projektet. LTO-projektet vil blive fuldt finansieret af dets aktionærer gennem egenkapital og aktionærlån (se afsnit 3.3.1.2.2 nedenfor).

3.3.1.2.1. Joint venture

(53) Den belgiske stat vil ikke købe medejerandele i LTO-enhederne, men snarere foretage en overførsel (delvis udskilning af de relevante aktiver) fra Electrabel til joint venture-selskabet i overensstemmelse med de trin, der er beskrevet i betragtning 49 i åbningsafgørelsen.

(54) Electrabel overdrager sine rettigheder på 89,807 % af LTO-enhederne (samt de tilhørende tilladelser og andre nødvendige aktiver) til BE-NUC til gengæld for udlodningen af BE-NUC-aktier til Engie (som på daværende tidspunkt vil være eneaktionær i Electrabel). Electrabels bidrag til BE-NUC vil blive vurderet under hensyntagen til bygningens scrapværdi, grundens værdi og værdien af faste installationer som beskrevet i betragtning 51 i åbningsafgørelsen.

(55) Denne værdiansættelse af Electrabels bidrag afspejles i den købspris på 24,7 mio. EUR (med forbehold af justeringer), som den belgiske stat skal betale for at erhverve nye aktier og bevare en andel på 50 % i BE-NUC. BE-NUC's bestyrelse vil anmode en (statsautoriseret) revisor eller en godkendt revisor om at udarbejde en rapport om bidraget i naturalier med en vurdering af navnlig den anvendte værdiansættelse og de værdiansættelsesmetoder, der anvendes til dette formål.

(56) Belgien har anført, at værdiansættelsen af aktiver ikke har nogen indvirkning på analysen af det kontrafaktiske scenario, og har fremlagt dokumentation for, at overførslen af aktiver (bygninger og grunde) under LTO-projektet er neutral. Ifølge Belgien sikrer anvendelsen af konservative metoder til værdiansættelse af aktiver (baseret på scrap- eller dagsværdi), at Engie ikke får nogen fordel af overførslen af aktiver.

(57) Desuden udgør de faste installationer LTO-udstyr, som købes i forbindelse med LTO-tjenesterne, drifts- og vedligeholdelsestjenesterne og de fælles udviklingstjenester, og som blev installeret og inkorporeret i LTO-enhederne forud for den delvise udskilning. Af grunde, der er knyttet til belgisk ejendomsret, og for at undgå dobbelttælling betales disse specifikke dele af LTO-udstyret ikke direkte, men tages i betragtning i den delvise udskilning sammen med grundene og bygningerne. Belgien bekræfter endvidere, at de dermed forbundne pengestrømme for disse dele af LTO-udstyret allerede er afspejlet i den aftalte finansielle model.

(58) Der blev indgået en aktionæraftale mellem Electrabel, den belgiske regering og BE-NUC med henblik på at etablere BE-NUC's virksomhedsledelse og hver af dets aktionærers rettigheder. I henhold til denne aftale består BE-NUC's bestyrelse af fire bestyrelsesmedlemmer, to udpeget efter indstilling fra den belgiske regering og to udpeget efter indstilling fra Electrabel. BE-NUC's formand og økonomichef vil altid være direktører, der udpeges af den belgiske regering. Bestyrelsen er beslutningsdygtig med simpelt flertal, og dens beslutninger vedtages med simpelt flertal. Der er indført bestemmelser om interessekonflikter.

(59) Som nævnt i betragtning 55 i åbningsafgørelsen vil ikkeeuropæiske aktiver, som Electrabel i øjeblikket besidder, blive overført til Engie. Engie garanterer som moderselskab for Electrabel, at aktiver til en værdi af mindst 4 mia. EUR forbliver i Electrabel på tidspunktet for transaktionens afslutning (baseret på en egenkapitalværdi beregnet pr. 30. juni 2023). Efter afslutningen gælder der desuden andre beskyttelsesforanstaltninger, såsom CPN/CNV's fortsatte og øgede overvågning af den nukleare operatørs finansielle stilling og Engies ubegrænsede og uopsigelige moderselskabsgaranti for visse af den nukleare operatørs forpligtelser.

(60) Belgien gør gældende, at joint venture-selskabet udgør en pari passu-investering, idet de to aktionærer indtræder i joint venture-selskabet på lige vilkår og betingelser og, som aktionærer, med samme risiko- og afkastniveau.

3.3.1.2.2. Aktionærfinansiering: egenkapitaltilførsel og aktionærlån

(61) Den belgiske stats rolle som aktionær forudsætter bl.a. finansiering af BE-NUC's kapitalomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX), forvaltning af aktier og udøvelse af aktionærrettigheder (f.eks. stemmeret) samt støtte til de to direktører for BE-NUC, der er udnævnt efter indstilling fra den belgiske stat (se betragtning 58).

(62) Aktiekapitalindskuddet består af:

a) en egenkapitaltilførsel: den belgiske regering og Electrabel vil som aktionærer i BE-NUC hver især stille egenkapital til rådighed for BE-NUC gennem en aktiekapitalforhøjelse med henblik på at finansiere eventuelle udgifter i henhold til aktionæraftalen, og

b) aktionærlån: Electrabel og den belgiske regering vil begge udstede aktionærlån til BE-NUC (henholdsvis »Electrabels aktionærlån« og »den belgiske stats aktionærlån«) til finansiering af enhver udgift, der indgår i aktionæraftalen.

(63) Belgien forklarer, at vilkårene og betingelserne for Electrabels aktionærlån og den belgiske stats aktionærlån er identiske. Begge aktionærlån vil blive ydet på markedsvilkår til rentesatser, der endnu ikke er fastsat, men som ifølge aftalerne om aktionærlån vil blive fastsat af BE-NUC's bestyrelse i overensstemmelse med aktionæraftalen med henvisning til de gældende markedsrenter og eventuel sammenlignelig fremmedkapitalfinansiering, som måtte være tilgængelig på det relevante tidspunkt. I henhold til den procedure, der er aftalt mellem den belgiske regering og Engie, har Engie udarbejdet et termsheet, der fastsætter vilkårene og betingelserne for begge aktionærlån. Heri beskrives metoden til fastsættelse af renten. Belgien anfører, at denne metode er i overensstemmelse med Engies politik for transfer pricing-lån og med OECD's BEPS-princip ([46]) og sikrer, at den rentesats, den fastsætter, er på armslængdeniveau. I henhold til termsheet forventes renten at være en variabel rente, der er fastsat til 6-måneders EURIBOR-renten (mindsterente på 0 %) plus en forventet margen på ca. [0-3] %.

(64) Belgien anfører, at indførelsen af et aktionærlån ud over egenkapitaltilførslen er baseret på finansielle og transaktionsmæssige overvejelser. På den ene side giver aktionærlånet større fleksibilitet i udarbejdelsen af udnyttelses- og tilbagebetalingsplanerne. Navnlig kan der aftales bestemmelser om tilbagebetaling af lån med færre lovgivningsmæssige begrænsninger end udbyttebetalinger eller tilbagebetaling af egenkapital. På den anden side kan lånet optimere den finansielle struktur med hensyn til skattepligtig indkomst (op til 30 % af EBITDA kan trækkes fra).

([46]) BEPS står for udhuling af skattegrundlaget (reduktion af den skattepligtige indkomst (eller skattegrundlaget) i et land) og overskudsflytning (flytning af overskud til lande, hvor skatterne er meget lavere eller ikkeeksisterende). OECD's BEPS-principper henviser til et sæt internationale retningslinjer, der er udformet med henblik på at bekæmpe multinationale selskabers skatteundgåelse. De sikrer, at virksomheder betaler skat der, hvor de rent faktisk skaber overskud og udfører deres reelle forretningsaktiviteter, i stedet for at flytte overskud til lande med lav skat.

(65) På grundlag af foreløbige beregninger i den aftalte finansielle model beløber det samlede aktiekapitalindskud (egenkapitaltilførsel og aktionærlån) sig til [2 000-2 500] mio. EUR ([47]), hvoraf 89,807 % finansieres af både den belgiske regering og Electrabel på pari passu-vilkår i [...] rater fra [...] til [...] til finansiering af bl.a. LTO-projektets kapitaludgifter (de resterende 10,193 % finansieres af Luminus). Aktiekapitalindskuddet skal tilbagebetales til BE-NUC's aktionærer gennem en række aktiekapitalnedsættelser og tilbagebetaling af aktionærlån og skal kompenseres gennem udlodning af udbytte og betaling af renter på aktionærlån. Fordelingen af aktiekapitalindskuddet ([2 000- 2 500] mio. EUR) mellem egenkapitaltilførsel og aktionærlån er endnu ikke besluttet.

(66) Belgien anfører, at aktionærfinansieringsforpligtelserne og aktionærlånet kan betragtes som pari passu-finansiering, og at aktionærlånet ydes på markedsvilkår, således at aktionærfinansieringen ikke giver støttemodtagerne en selektiv fordel.

3.3.1.3. Aflønningsaftale

(67) Der er indgået en aflønningsaftale mellem BE-NUC, Luminus og modparten i aflønningsaftalen, som vil være en selvstændig tjeneste med regnskabsmæssig uafhængighed inden for den belgiske stat (»BE-WATT«). Aflønningsaftalen har til formål at afhjælpe usikkerheden forbundet med markedsprisen og mindske risikoen for LTO-projektets indtægter for ejerne af LTO-enhederne, BE-NUC og Luminus. På denne måde bør BE-NUC og Luminus modtage tilstrækkelige indtægter fra driften af LTO-enhederne til at sikre deres sikre og pålidelige drift og økonomiske levedygtighed, samtidig med at aktionærerne får mulighed for at overveje det krævede markedskonforme finansielle afkast.

(68) Belgien præciserer navnlig, at transaktionen er underlagt følgende finansieringsprincipper:

a) LTO-projektets CAPEX-behov finansieres primært af BE-NUC's aktionærer på pari passu-basis (og af Luminus i forhold til dets medejerskab), enten gennem egenkapital eller gennem aktionærlån (se afsnit 3.3.1.2).

b) Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne ved LTO-projektet finansieres primært gennem LTO-driftsindtægterne, hvorved der sikres en strøm af driftsindtægter gennem differencekontrakten (i det omfang LTO-enhederne er tilgængelige) (se afsnit 3.3.1.3.2). Strikeprisen for differencekontrakten anslås til det niveau, hvor det forventede interne afkast (»IRR«) af LTO-projektets pengestrømme kan nå det tilsigtede interne afkast på 7 % (nominelt og efter skat) inden for tærsklen for intervallet 6-8 % (se afsnit 3.3.1.3.1).

c) MOCP og de lån, der skal dække omkostningerne under nedlukning (»Shut-Down period Cost« — »SDC-lånene«) supplerer LTO-driftsindtægterne og består af beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at BE-NUC til enhver tid har tilstrækkelig likviditet til at betale sine drifts-, vedligeholdelses- og brændselsomkostninger for at sikre en sikker og pålidelig drift af LTO-enhederne.

— Formålet med SDC-lånene er at finansiere omkostningerne forud for genstarten af LTO-enhederne og sikre tilstrækkelige likvide midler i den treårige indkøringsperiode (indtil den 31. december 2028), hvor der stadig skal udføres betydelige arbejder, og LTO-enhederne ikke kan køre på fuld kapacitet.

— MOCP udløses kun i tilfælde af, at LTO-enhederne har (væsentligt) reduceret tilgængelighed, hvorved der sikres langsigtet finansiel stabilitet i hele levetidsforlængelsesperioden. En driftskapitalfacilitet dækker perioden frem til den årlige MOCP.

(69) De finansielle støttemekanismer (differencekontrakt, MOCP og SDC-lån) forklares nærmere i afsnit 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 og 3.3.1.3.4 nedenfor.

([47]) Ekskl. moms. Tallene i den aftalte finansielle model omfatter ikke moms.

3.3.1.3.1. Afkast på LTO-projektet

(70) Generelt er det (tilsigtede) interne afkast det minimumsafkast, som investorerne accepterer som kompensation for et vist risikoniveau i et investeringsprojekt. Målet for det interne afkast benævnes ofte »det kritiske afkast« og er den tærskel, som et projekts interne afkast skal være lig med eller overstige, før projektet gennemføres. I teorien er det kritiske afkast lig med summen af kapitalomkostningerne (f.eks. vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger eller »WACC«) og en kritisk præmie. Det er med andre ord en kombination af afkastet fra sammenlignelige projekter/aktiver og justeringer for at tilpasse sig en bestemt risikoprofil, herunder projektspecifikke præmier til dækning af yderligere ikkediversificerbare risici.

(71) I den foreliggende sag svarer de samlede normaliserede omkostninger ved produktion af energi til det minimumsniveau for den gennemsnitlige elpris (eller strikeprisen i differencekontrakten), som LTO-projektet skal opnå for at nå sit mål for det interne afkast. Som nævnt i betragtning 72 i åbningsafgørelsen blev den foreløbige strikepris i den aftalte finansielle model baseret på antagelsen om omkostninger til modernisering af LTO-enhederne på ca. [2-2,5] mia. EUR, fastsat til [80-90] EUR pr. MWh (i 2022-tal). Belgien anfører, at strikeprisen, der er baseret på den aftalte finansielle model, i forbindelse med anvendelsen af den (intensiverede) mekanisme for deling af gevinst/tab (MPRA) kan variere fra [80-90] EUR pr. MWh til [80-90] EUR pr. MWh (i 2022-tal).

(72) Belgien gør gældende, at det tilsigtede interne afkast er et konservativt afkast i betragtning af LTO-projektets risikoeksponering baseret på: i) en benchmarking af afkastet af andre nukleare investeringer globalt og andre aktiver i energisektoren i Belgien (se afsnit 3.3.1.3.1.1), ii) en vurdering af BE-NUC's kapitalomkostninger (både WACC og egenkapitalomkostninger) baseret på CAPM-prismodellen (se afsnit 3.3.1.3.1.2) og iii) en simulering af det forventede MPRA-justerede interne afkast i lyset af ajourførte markedsforhold, der viser, at det forventede interne afkast af LTO-projektet er faldet i forhold til tidspunktet for forhandlingerne om gennemførelsesaftalen (se afsnit 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Benchmarking

(73) Belgien fremlagde et internationalt benchmark for målsatserne for afkast og kapitalomkostninger for virksomheder, der driver atomkraftværker i forskellige geografiske områder, samt gasfyrede kraftværker, der modtager vederlag i henhold til den belgiske kapacitetsmekanisme, og virksomheder, der driver andre former for energitransmissions- og lagringsinfrastruktur i Belgien. Benchmarkingen blev finjusteret efter vedtagelsen af åbningsafgørelsen, navnlig med hensyn til en yderligere beskrivelse af karakteren af de lovgivningsmæssige rammer og eventuelle yderligere ordninger, der påvirker risikofordelingen for de pågældende virksomheder og projekter. Tabel 3 giver et overblik over det offentlige skøn over målet for afkast eller WACC for de benchmarkede projekter og virksomheder.

Tabel 3

Offentlige WACC-skøn for benchmarkede projekter/virksomheder

Virksomhed/projekt og ejerskab	Lovgivningsmæssige rammer og relevant periode	Mål for afkast/WACC efter skat og beslutningsår ([1])	Præmie i forhold til risikofri rente ([2])
Vertikalt integrerede amerikanske forsyningsselskaber (Georgia Power og Duke Energy), primært privatejede	RAB-modellen (treårsperiode 2023-2025 for Georgia Power, fra 2023 for Duke Energy i South Carolina, fra 2024 for Duke Energy i North Carolina (slutår skal revideres))	6,36-7,06 % (2022 og 2023)	2,8-4,2 %

Virksomhed/projekt og ejerskab	Lovgivningsmæssige rammer og relevant periode	Mål for afkast/WACC efter skat og beslutningsår ([1])	Præmie i forhold til risikofri rente ([2])
Det statsejede canadiske forsyningsselskab OPG (produktionsportefølje inkl. bl.a. atom- og vandkraftværker)	RAB-modellen (5-års periode 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5-4,3 %
Det renoverede canadiske atomkraftværk Bruce A, privatejet	Tovejsdifferencekontrakt med strikepris baseret på målet for det interne afkast (25-årig kontrakt fra genoptagelse af driften)	10,6-13,8 % (2007)	6,0-9,7 %
Hinkley Point C, nyt atomkraftværk (UK), ikke ejet af den britiske stat	Tovejsdifferencekontrakt med strikepris baseret på målet for det interne afkast (35-årig kontrakt fra idriftsættelse)	9,25-9,75 % (2014)	5,8-7,5 %
Ungarns nye atomkraftværk Paks II, opførelse 100 % finansieret af staten	Markedsbaseret vederlag, statsstøtte med 100 % CAPEX-finansiering	7,38-8,4 % (2017)	3,9-5,2 %
Eksisterende franske EDF-atomaktiver, EDF 100 % statsejet	Delvis prisregulering (ARENH — under modernisering) primært eksponeret for markedet indtil 2026, derefter ukendt	7,6 % (2022)	4,9-6,2 %
Udvidelse af den belgiske Tihange 1-atomreaktor, ikke ejet af den belgiske stat	Markedsbaseret vederlag med afgift på ekstraordinære fortjenester (indtil 2025)	9,3 % (2 013)	5,9-6,9 %
Belgisk kapacitetsmekanisme (gasfyrede kraftværker)	Kapacitetskontrakt (op til 15 år for nyopført kapacitet)	7,6-8,6 % (2023) ([3])	5,5-6,5 %

Kilde: 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]) I nogle tilfælde henvises der i den pågældende virksomheds/det pågældende projekts lovbestemte beslutning til målet for afkast (f.eks. med henblik på fastsættelse af differencekontraktens strikepris) eller WACC (f.eks. jf. RAB-modellen til bestemmelse af tilladte indtægter). For hver virksomhed/hvert projekt angives enten afkastet eller WACC i den respektive lovbestemte ordning. Året i parentes henviser til det år, hvor vurderingen af målet for afkast/WACC blev foretaget/afgørelsen herom blev truffet.

([2]) Af hensyn til sammenligneligheden af resultaterne fokuserer vi på præmien i forhold til den risikofrie rente, dvs. forskellen mellem det vurderede mål for afkast/WACC efter skat og den samtidige risikofrie rente (præmie i forhold til den risikofrie rente på tidspunktet for vurderingen/tilsynsmyndighedens beslutning vedrørende det pågældende aktiv/selskab).

([3]) WACC efter skat blev beregnet på grundlag af den teknologispecifikke reelle WACC før skat (foreslået af CREG og Elia og fastsat af energiministeren) som anvendt til at bestemme kapacitetsmarkedets auktionsparametre.

(74) Tabel 4 giver et overblik over de elementer, der imødegår risici i de benchmarkede projekter eller virksomheder.

Tabel 4

Elementer til imødegåelse af risici for benchmarkede projekter/virksomheder

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Belgisk kapacitetsmekanisme	Eksisterende franske EDF-atomaktiver	Paks II	LTO-enheder	(*) OPG	Georgia Power, Duke Energy South og North Carolina (*)
Portefølje/risici	4 istandsatte atomkraftenheder	1 istandsat atomkraftenhed	1 nyt atomkraftværk (2 enheder)	/	Atom kraftværker (57 enheder)	1 nyt atom kraftværk (2 enheder)	2 istandsatte atomkraftenheder	Istandsatte atomkraftenheder og vandkraft	Vertikalt integreret, herunder netværk, nuklear og anden teknologi
Opført	Justering af strikepris	-	-	-	-	100 % statsfinansieret + EPC med et fast beløb	Justering af strikepris	RAB	RAB
Marked	Tovejsdifferencekontrakt	-	Tovejsdifferencekontrakt	Kapacitetskontrakt	ARENH (delvis prisregulering)	-	Tovejsdifferencekontrakt	RAB	RAB
Drift	Indeksregulering/tilpasning af strikepris. Overvæltning af brændselsomkostninger	-	Indeksregulering/tilpasning af strikepris	-	-	-	Indeksregulering/tilpasning af strikepris + MOCP	RAB	RAB
Finansiering	-	-	Lånegaranti	Kapacitetskontrakt	Statsejet	100 % statsfinansieret	MOCP/-SDC-lån	RAB	RAB
Politik	-	Retlig beskyt.	Retlig beskyt.	-	Statsejet	100 % statsfinansieret	Retlig beskyt.	RAB	RAB

Kilde: 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 bemærker, at de ikke kan vurdere den nøjagtige risikoprofil baseret på de lovgivningsmæssige rammer for de amerikanske og canadiske forsyningsselskaber, da de ikke har adgang til detaljerede oplysninger.

(75) Ifølge Belgien fremhæver denne benchmarkingøvelse tre elementer:

a) De regulerede virksomheder og projekter, der indgår i dette benchmark, er ikke direkte sammenlignelige med BE-NUC, da de er forskellige, enten med hensyn til de lovgivningsmæssige rammer/finansieringsordningen og den deraf følgende risikofordeling, og/eller fordi de omfatter andre typer aktiver (som diversificerer og udvander de nukleare risici). Der findes ingen direkte sammenlignelig virksomhed, men benchmarket består af et udvalg af virksomheder og projekter med relevante individuelle karakteristika såsom geografi, aktivteknologi, eksisterende/nye aktiver, marked og lovgivningsmæssige/støttemæssige rammer. Disse sammenlignelige virksomheder og projekter ligner imidlertid ikke BE-NUC i alle henseender. På trods af disse begrænsninger giver benchmarket stadig relevante oplysninger til vurdering af aflønningsparametrene (mål for afkast/WACC) under hensyntagen til de særlige forhold, der gør sig gældende for hver virksomhed eller hvert projekt og de tilknyttede risikoprofiler. Det fremlagte benchmark bør derfor forstås som relevant for at vurdere og kontekstualisere rimelige markedsbaserede intervaller for aflønningsparametrene.

b) Benchmarket fremhæver, at præmierne i forhold til den risikofrie rente falder med porteføljediversificering, lavere risikoeksponering (i forhold til bygge-, markeds-, drifts-, finansierings- og politiske risici) og muligvis ejerens/operatørens art, idet etablerede, statsejede eller statsfinansierede forsyningsvirksomheder potentielt har lavere finansieringsomkostninger (se Tabel 3 og Tabel 4).

— I den nedre ende har nordamerikanske forsyningsselskaber (OPG, Georgia Power og Duke Energy), der har diversificerede aktivporteføljer og er underlagt en RAB-model, der giver omfattende risikoafdækning, relativt lave præmier over den risikofrie rente (ca. 2,8-4,3 %).

— Paks II-atomkraftprojektet og EDF's eksisterende atomkraftværker har højere præmier (ca. 3,9-6,2 %). Deres vederlag er i det mindste delvist handelsbaseret, og de betragtede aktiver er kun atomkraftværker. Statens ejerskab/finansiering kan dog til en vis grad reducere finansieringsomkostningerne.

— Nye gasfyrede kraftværker under det belgiske kapacitetsmarked har en relativt høj risikopræmie (5,5-6,5 %). Disse nyopførte termiske anlæg er udsat for bygge-, drifts- og politiske risici, mens markedsrisiciene ofte reduceres takket være flerårige kapacitetskontrakter og betalinger.

— I den øvre ende har den enkelte atomkraftenhed Tihange 1 en høj præmie (5,9-6,9 %), da ejerne bærer investerings- og driftsrisici, mens markedsindtægterne er usikre, og der er loft over markedsfordelene. Hinkley Point C har også en relativt høj præmie (5,8-7,5 %), som kan forklares ved aktivernes art (nyt enkelt atomkraftværk) og de betydelige anlægs-/driftsmæssige risici, som aktionærerne bærer på trods af differencekontrakten og anden beskyttelse. På samme måde er risikopræmien for Bruce Power, som udelukkende beskæftiger sig med atomkraft, og som er en privat virksomhed med en differencekontrakt (herunder andre risikodelingsordninger), relativt høj (6,0-9,7 %). Når det er sagt, blev godtgørelsen for dette anlæg fastsat i 2007 i en anden finansierings- og markedskontekst.

c) Overordnet set påpeger Belgien, at BE-NUC's risikoeksponering på tværs af de forskellige dimensioner ligger mellem risikoeksponeringen for aktiver og forsyningsvirksomheder, der er omfattet af en RAB-model, og dem, der er omfattet af en differencekontrakt og/eller andre former for markedsbaseret aflønning. BE-NUC's mål for nominelt internt afkast efter skat (»projektets interne afkast«) på 7 % (og dets tærskelinterval på 6-8 %) har en præmie på 3-5 % i betragtning af en gennemsnitlig risikofri rente på ca. 3 %. På grundlag af den empiriske dokumentation ligger den implicitte præmie for projektets interne afkast i aflønningsaftalen i den nedre ende af investorens krav til de benchmarkede projekter/virksomheder og tæt på de skønnede præmier for de diversificerede forsyningsvirksomheders aktiver under RAB-ordninger, som har mindre eksponering for nuklearspecifikke risici og forventet lavere risiko for at miste deres investeringer og afkast.

(76) Belgien mener derfor, at projektets mål for det interne afkast på 6-8 % ligger inden for det sandsynlige interval for markedsbaserede afkast, som ikke vil føre til overkompensation.

3.3.1.3.1.2. Sammenligning af målet for det interne afkast med BE-NUC's kapitalomkostninger

(77) Ud over benchmarkingen fremlagde Belgien, for at bekræfte om målet for det interne afkast på 7 % ligger inden for det sandsynlige interval for markedskonforme afkast, en vurdering af kapitalomkostningerne ved hjælp af to parametre, WACC og de ugearede egenkapitalomkostninger, da BE-NUC ikke er gældsfinansieret.

(78) Belgien opnåede skøn for WACC og ugearede egenkapitalomkostninger på mellem 6,2 % og 7,4 % (hvilket svarer til en risikopræmie for projektet på 3,1 % til 4,3 % over den risikofrie rente). Ifølge Belgien viser og bekræfter dette yderligere, at målet for det interne afkast på 7 % er forholdsmæssigt og ikke medfører overkompensation. I afsnittene nedenfor forklares det mere detaljeret, hvordan intervallet for WACC og egenkapitalomkostninger blev anslået.

3.3.1.3.1.2.1. Skøn over WACC for LTO-projektet

(79) Den første parameter til estimering af kapitalomkostningerne er WACC, som repræsenterer det minimumsafkast, som projektet skal tilbyde for at tiltrække kapital. Dette minimumsafkast repræsenterer det afkast, som potentielle investorer kunne opnå, hvis de besluttede at investere i et andet projekt med tilsvarende karakteristika med hensyn til pengestrømme, timing og risiko. WACC efter skat beregnes ved hjælp af nedenstående formel:

WACC = w_E * (risikofri rente + β_E * egenkapitalrisikopræmie) + (1– w_E) * gældsomkostninger efter skat

w_E:	andel af egenkapitalfinansiering
B_E:	gearet egenkapitalbeta, dvs. virksomhedens eksponering for systematiske risici

(80) WACC er således summen af i) egenkapitalomkostninger vægtet i forhold til egenkapitalens markedsværdi inden for den samlede kapital (w_E), og ii) gældsomkostningerne (efter skat) vægtet med gældens andel af markedsværdien i den samlede kapital (1-w_E). Egenkapitalomkostningerne beregnes på grundlag af »Capital Asset Pricing Model« (»CAPM«), som er en standardmodel til måling af det afkast, som en investor kræver for at dække offeromkostningerne ved pengeværdien over en fastsat investeringshorisont (den risikofrie rente) og for eksponeringen for markedsrisiko ([48]). Eksponeringen for markedsrisiko afspejles i den gearede egenkapitalbetaværdi (β_E). På grund af parametrenes volatilitet blev inputtene til CAPM beregnet i intervaller.

(81) Med hensyn til beregningen af den gearede egenkapitalbetaværdi anfører Belgien, at eftersom joint venture-selskabet er et nyt og privatejet selskab, der ejer to eksisterende nukleare LTO-enheder med en forventet produktion i ti år, kan dets betaværdi ikke beregnes ud fra markedsdata eller historiske data og skal derfor estimeres gennem en gruppe sammenlignelige børsnoterede selskaber. Da der imidlertid ikke findes sammenlignelige forsyningsselskaber, der er 100 % eksponeret for nuklear produktion, betragtede Belgien en stikprøve på fem børsnoterede europæiske forsyningsselskaber med den største eksponering for nukleare aktiviteter, dvs. sammenlignelige projekter med 15-65 % atomkraftproduktion inden for en diversificeret portefølje (se Tabel 5).

([48]) CAPM-modellen er bredt anerkendt og accepteret i akademisk litteratur og af branchefolk som en god tilgang til estimering af egenkapitalomkostningerne.

Tabel 5

Aktivbetaværdier for sammenlignelige forsyningsselskaber med forskellig nuklear eksponering

Virksomhed	% nuklear andel 2022/23	Aktivbetaværdier (ugearede)
ČEZ-koncernen	[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]
Simpelt gennemsnit	-	[0,40-1,00]
Median	-	[0,40-1,00]

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

(82) Belgien forklarede, at hvert forsyningsselskab er et diversificeret offentligt handlet forsyningsselskab med en betydelig eksponering for RAB-regulerede netaktiver og/eller støttede vedvarende energiaktiver, i modsætning til joint venture-selskabet, som er en privat enhed med en eksponering på 100 % for nuklear produktion, der er underlagt aflønningsaftalen. De systemiske risici, der er anslået på grundlag af disse sammenlignelige virksomheder, vil derfor sandsynligvis undervurdere BE-NUC's systemiske risiko.

(83) Belgien indsatte parametrene i Tabel 6 i WACC-formlen og opnåede på grundlag af disse og yderligere input, der blev observeret i løbet af 2023, en teoretisk WACC, der ligger i intervallet 6,2-7,4 %, inklusive en præmie på 3,1-4,3 % over den risikofrie rente.

Tabel 6

BE-NUC's skøn over WACC og de vigtigste underliggende parametre

Parameter	Antagelse/tilgang	Skøn (*)
Risikofri rente	Afkastinterval i 2023 for tiårige belgiske statsobligationer (OLO'er)	2,5-3,6 %
Risikopræmie på egenkapitalmarkedet	Ekspertskøn for modne markeder	4,6-6,0 %
Betakoefficient (ugearet)	Median og gennemsnit på tværs af sammenlignelige virksomheder	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Mål for gearing	Median og gennemsnit på tværs af sammenlignelige virksomheder	53,0-54,4 %
Betakoefficient (gearet)	Hamada-formel med mål for gearing	[0,40-1,00]-[1,00-1,60]
Egenkapitalomkostninger (gearet)	CAPM	7,4-9,3 %
Gældsomkostninger før skat	Risikofri rente + risikopræmie for elselskaber	5,3-5,5 %
Gældsandel af den samlede kapital	Afledt af mål for gearing	34,6-35,2 %

Parameter	Antagelse/tilgang	Skøn (*)
Afgiftssats	Belgiens selskabsskattesats	25 %
WACC før skat	Med gearede egenkapitalomkostninger og gældsomkostninger før skat	6,7-7,9 %
WACC efter skat	Med gearede egenkapitalomkostninger og gældsomkostninger efter skat	**6,2-7,4 %**

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

(*) Intervallet svarer til den historiske udvikling fra primo til ultimo 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Skøn over LTO-projektets egenkapitalomkostninger

(84) Den anden metode er baseret på egenkapitalomkostninger, som måler det krævede aktionærprojektafkast, forudsat at der ikke er nogen lånefinansiering, som det er tilfældet for LTO-projektet. Selv om CAPM også anvendes ved tilgangen med egenkapitalomkostninger, er den baseret på ugearede egenkapitalomkostninger ([49]) (dvs. uden gearing). De ugearede egenkapitalomkostninger beregnes på følgende måde:

Egenkapitalomkostninger (ugearede) = risikofri rente +β_A × egenkapitalrisikopræmie

β_A: ugearet beta eller »aktivbeta«

(85) Følgende fremgangsmåde blev anvendt til at estimere hver parameter i ligningen for egenkapitalomkostninger (se Tabel 7):

a) Den risikofrie rente estimeres på grundlag af renten på de tiårige belgiske statsobligationer (»OLO'er«) ([50]), som svingede i hele 2023 mellem 2,5 % og 3,6 %. Til estimering af risikopræmien for egenkapitalen (markedsrisikopræmien) blev der taget hensyn til forskellige eksterne kilder, på hvilket grundlag der blev fastsat et interval på mellem 4,6 % og 6 %:

— Damodaran anslår følgende: 5,9 % pr. januar 2023 og 4,6 % pr. januar 2024.

— Kroll-skønnene ligger på mellem 5,5 % og 6 % i 2023.

b) Skønnet over (ugearet) aktivbeta var baseret på de samme antagelser som for WACC-beregningen ovenfor, hvilket førte til en median- og gennemsnitsværdi på [0,40-1,00] og [0,40-1,00] for fem børsnoterede forsyningsselskaber med en vis eksponering for nuklear produktion (se Tabel 5).

(86) Ved at indsætte ovenstående estimater i ligningen for egenkapitalomkostninger fremkommer et skøn over ugearede egenkapitalomkostninger på mellem 6,2 % og 7,5 % (se Tabel 7), herunder en præmie på 3,1 % til 4,3 % over den risikofrie rente, hvilket er i overensstemmelse med de resultater, der er opnået for WACC.

([49]) I modsætning til »gearet beta«, som også blot kaldes »beta«, og som sammenligner volatiliteten i afkastet af en virksomheds gæld og egenkapital med afkastet på det bredere marked (f.eks. har en virksomhed med en beta på 1,4 et afkast med en volatilitet på 140 % i forhold til det marked, den sammenlignes med), måler »ugearet beta«, som også kaldes »aktivbeta«, virksomhedens markedsrisiko uden at tage hensyn til gæld for at isolere risikoen, der udelukkende skyldes virksomhedens aktiver.
Ugearede egenkapitalomkostninger anvendes generelt til at vurdere projekter eller investeringer, der udelukkende finansieres med egenkapital. En sammenligning af WACC og de ugearede kapitalomkostninger giver således indsigt i gældens indvirkning på en virksomheds kapitalomkostninger.

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

Tabel 7

BE-NUC's ugearede egenkapitalomkostninger og underliggende parametre (hele intervallet)

Parameter	Antagelse/tilgang	Skøn
Risikofri rente	Afkastinterval i 2023 for tiårige OLO'er	2,5-3,6 %
Risikopræmie på egenkapitalmarkedet	Ekspertskøn for modne markeder	4,6-6,0 %
Betakoefficient (ugearet)	Median og gennemsnit på tværs af sammenlignelige virksomheder	[0,40-1,00]-[0,40-1,00]
Egenkapitalomkostninger (ugearede)	CAPM	6,2-7,5 %

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

(87) Under hensyntagen til de parametre, der er anslået ovenfor (for mulige intervaller i hele 2023), anslår Belgien tre plausible scenarier for de ugearede egenkapitalomkostninger på tidspunktet for aftalen mellem parterne i 2023, svarende til et interval på 6,8 % til 7,3 % (se Tabel 8).

Tabel 8

Tre scenarier for BE-NUC's ugearede egenkapitalomkostninger (reduceret interval)

	Nedre grænse	Basisscenario	Øvre grænse
Risikofri rente (gennemsnit for 2023)	3,11 %		
Egenkapitalrisikopræmie (gennemsnit for 2023)	5,27 % (gennemsnit ifølge Damodaran for 2023)	5,51 % (gennemsnit ifølge Damodaran og Kroll)	5,75 % (gennemsnit ifølge Kroll for 2023)
Ugearet beta (sammenligneligt gennemsnit)	[0,40-1,00] (simpelt gennemsnit, ekskl. Iberdrola)	[0,40-1,00] (median af fem virksomheder)	[0,40-1,00] (simpelt gennemsnit af Fortum og CEZ)
Gearing	0 %		
Egenkapitalomkostninger (ugearet)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Kilde: »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. Begrænsninger i de CAPM-baserede skøn over BE-NUC's kapitalomkostninger

(88) Belgien anerkender begrænsningerne i CAPM-metoden til at estimere BE-NUC's kapitalomkostninger i betragtning af manglen på direkte sammenlignelige børsnoterede selskaber og de særlige forhold, der gør sig gældende for projektets risikoprofil og finansieringstilgang ([51]). Belgien nævner navnlig den nukleare sektors særlige karakter og den begrænsede sammenlignelighed med andre grupper af aktiver.

([51]) Det er ikke altid muligt at udtrykke alle mulige markedsrisici inden for én parameter, især for private investeringer, hvis betaværdien kun kan estimeres ud fra en gruppe af aktiver med begrænset sammenlignelighed.

(89) Desuden omtaler Belgien forskellige præmier, som investorerne typisk kræver for at investere i praksis i sammenlignelige langsigtede investeringsprojekter, i forhold til WACC-skønnet, der er opnået ved hjælp af CAPM-tilgangen. Belgien anfører én mulig begrundelse for behovet for at tage højde for denne præmie i forhold til WACC-skønnet i forbindelse med risikoen for fastlåsning af kapital til langsigtede investeringsprojekter, der ikke kan diversificeres og ikke kompenseres inden for rammerne af CAPM ([52]). Et andet argument, der er fremført som begrundelse for behovet for at tage højde for en præmie, vedrører manglen på kapital til at nå energipolitiske mål i Europa, da der er betydelig konkurrence om investeringer blandt de tilgængelige projekter, hvilket betyder, at der kræves et højere afkast for at tiltrække kapital. Belgien gør gældende, at det er almindelig praksis blandt forsyningsselskaber at tillægge en præmie på mellem 1,5 % og 4 %, og giver nogle eksempler på dette ([53]). Endelig anfører Belgien også, at en anden begrundelse for at tage højde for en finansieringspræmie i forhold til WACC-skønnet er illikviditetspræmien ([54]) i betragtning af arten af denne investering, som understøttes af både akademiske undersøgelser (som peger på et relevant interval på 0,7 % til 7,3 %) ([55]) og branchefolk ([56]). Disse præmier kan lægges til de skøn over WACC eller egenkapitalomkostninger, der er udledt ved hjælp af CAPM-tilgangen, som forklaret i de foregående afsnit, og underbygge Belgiens argument om, at det tilsigtede interne afkast er et konservativt afkast i betragtning af projektets risikoeksponering.

3.3.1.3.1.3. Forventet MPRA-justeret internt afkast baseret på aktuelle markedsprisforventninger

(90) Belgien forklarer, at MPRA har den virkning, at det tilsigtede interne afkast efter MPRA-justeringen varierer dynamisk mellem 6 % og 8 %. Belgien gør gældende, at selv om målet for det interne afkast fastsættes til 7 % før MPRA-justeringen, kan der under de nuværende markedsforhold (med lavere forventede markedspriser end på tidspunktet for den finansielle model) forventes et lavere internt afkast end det, der blev anslået på tidspunktet for forhandlingerne om aflønningsaftalen.

(91) For at påvise dette fremlagde Belgien en analyse af udviklingen i markedsforventningerne i perioden 2025-2035 siden forhandlingerne om aflønningsaftalen baseret på forskellige kilder og virkningen af disse reviderede fremskrivninger på det forventede interne afkast af LTO-projektet (gennem anvendelsen af MPRA).

(92) Figur 1 viser de oprindelige priskurver ved udgangen af 2023 (dvs. på det tidspunkt, hvor aftalerne blev undertegnet). På tværs af de forskellige prisfremskrivninger begynder markedspriserne — i det centrale scenario, der vises i fuldt optrukne linjer — på 120 EUR pr. MWh i 2025 og falder i retning af en gennemsnitlig værdi på 87 EUR pr. MWh i perioden frem til 2033.

([52]) Ifølge Belgien vil det anslåede afkast fra den CAPM-baserede analyse fra de anvendte sammenlignelige virksomheder ikke kompensere for risiciene for: i) den private investering i joint venture-selskabet, ii) risici, der er specifikke for nuklear produktion, og iii) risikoprofil ifølge aflønningsaftalen.

([53]) Se f.eks. CEER, 2017: s. 115-119, ifølge hvilken kapitalomkostningspræmierne for elnettene lå på mellem 0,6 % og 3,5 % afhængigt af investeringens alder (dvs. nye investeringer) og forsyningskvaliteten. Elia, »Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024-2034«, s. 382: I tilstrækkeligheds- og fleksibilitetsundersøgelsen for Belgien blev investorernes adfærd modelleret med en risikosky tilgang ved at lægge en risikopræmie på 3,0-8,0 % til WACC for at kompensere for yderligere risici. Navnlig for nukleare projekter anslog Oxera en tillægspræmie på 2,0-4,0 %, hvoraf halvdelen kunne henføres til egenkapitalomkostningerne for enhver producent i lyset af de liberaliserede elektricitetsmarkeder og den anden halvdel til teknologiske og byggerisici (Oxera, 2005:4). Engie kræver et gennemsnitligt realiseret ugearet internt afkast på [0-5] % over deres WACC. Fortum kræver en præmie på [0-5]-[0-5] % afhængigt af teknologi. Iberdrolas målspænd i forhold til WACC er fastsat til [0-5] %.

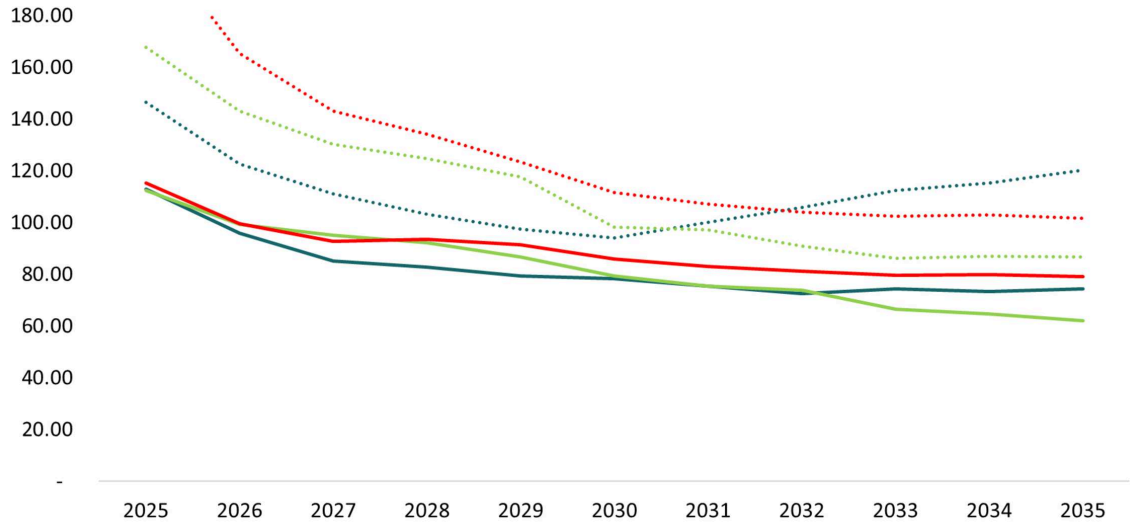
([54]) Et aktivs omsættelighed eller likviditet henviser til, i hvor høj grad det hurtigt kan konverteres til kontanter uden store transaktionsomkostninger eller prisnedsættelser. Ifølge Belgien har illikviditet betydning for investorerne, da de kræver højere afkast fra mindre likvide aktiver end fra ellers lignende mere likvide aktiver. Med andre ord kræves der højere afkast som kompensation for offeromkostningerne ved ikke at investere i et omsætteligt aktiv og for at bære risikoen for tab på den illikvide investering.

([55]) Dokumentation fra akademiske undersøgelser viser, at investorer kræver afkast for graden af illikviditet af en investering. Den belgiske stat fremlagde omfattende akademiske referencer om dette spørgsmål, herunder Nair og Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio og Surata (2014), Ilmanen, Chandra og McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) De belgiske myndigheder har lagt en illikviditetspræmie til afkastet for regulerede gasaktiver. På det seneste har CREG på grund af illikviditet og manglende notering af LNG-facilitetsoperatøren anvendt en faktor på 1,2 på den risikofrie rente og risikopræmien for reguleringsperioden 2020-2023.

Figur 1

Oprindelige grundlastpriskurver i den aftalte finansielle model (EUR/MWh) (2022-værdier)



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

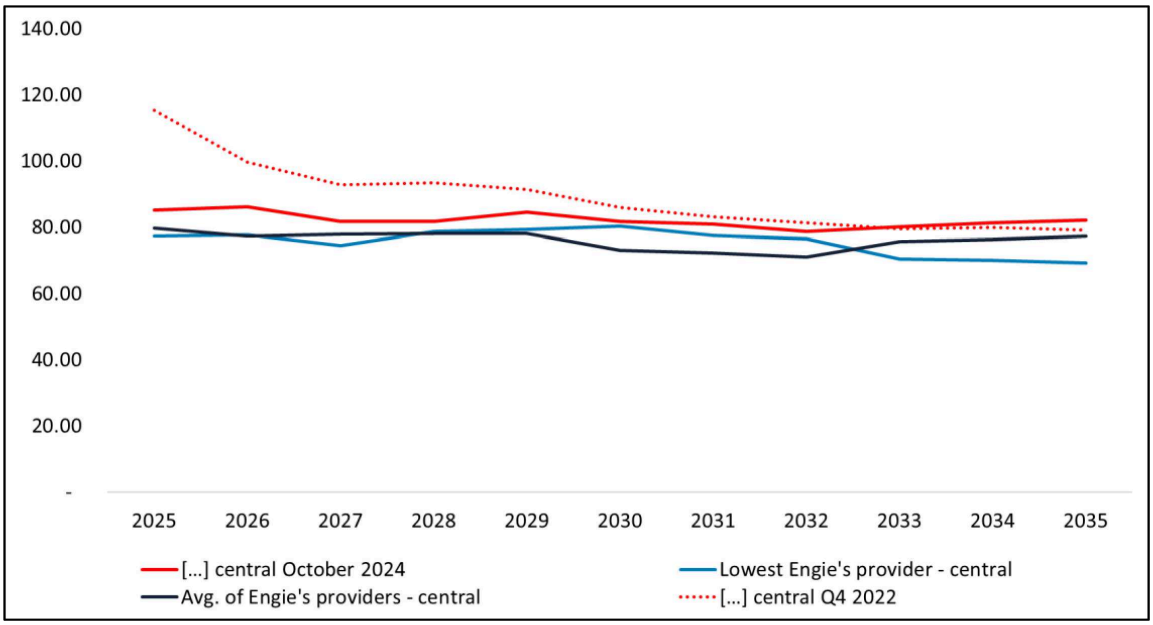
Bemærk: Navnet på de enkelte tjenesteudbydere kan ikke vises af fortrolighedshensyn. De fuldt optrukne linjer repræsenterer prisfremskrivningerne for forskellige udbydere i det centrale scenario, og stiplede linjer viser det positive scenario. Det grå område [fjernet af fortrolighedshensyn] repræsenterer priskorridoren for MPRA-justeringer af strikeprisen, dvs. det markedsprisinterval, inden for hvilket strikeprisen justeres, som oprindeligt fastsat i aflønningsaftalen, uden at tage hensyn til den ajourføring, der er nævnt i afsnit 3.3.1.3.2. Over (under) dette interval justeres strikeprisen til den øvre (nedre) grænse.

(93) Figur 2 viser, at de nuværende fremskrivninger af elpriserne ([57]) i det centrale scenario, der vises med fuldt optrukne linjer, er faldet i forhold til dem, der blev anvendt på tidspunktet for den aftalte finansielle model. Prisfremskrivningen for [...] i det centrale scenario i fjerde kvartal 2022, der bl.a. anvendes som referencekurve i den aftalte finansielle model, vises f.eks. med en rød stiplet linje i denne graf. Selv om priserne ved udgangen af 2022 forventedes at ligge på 120 EUR pr. MWh i 2025, forventes de i øjeblikket at ligge på 85 EUR pr. MWh eller endnu lavere i 2025. Markedsudviklingen siden 2022 har reduceret de forventede engrospriser på elektricitet i det næste årti, navnlig som følge af bl.a. faldende fremskrivninger af råvarepriserne (gas og CO_2). Figur 2 viser også, at de nuværende fremskrivninger i det centrale scenario forudser relativt faste priser mellem 2025 og 2035, der spænder fra 69 EUR pr. MWh til 86 EUR pr. MWh.

([57]) Dateret 3. kvartal og 4. kvartal 2022 afhængigt af udbyderen.

Figur 2

Grundlastpriskurver opdateret i efteråret 2024 (EUR/MWh) (2022-værdier)



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

Bemærk: De fuldt optrukne linjer repræsenterer prisfremskrivningerne i det centrale scenario i efteråret 2024. Til sammenligning viser den stiplede linje prisfremskrivningen for [...] i fjerde kvartal 2022, der anvendes i den aftalte finansielle model. Det grå område [fjernet af fortrolighedshensyn] *repræsenterer priskorridoren for MPRA-justeringer af strikeprisen, dvs. det markedsprisinterval, inden for hvilket strikeprisen justeres, som oprindeligt fastsat i aflønningsaftalen, uden at tage hensyn til den ajourføring, der er nævnt i afsnit 3.3.1.3.2. Over (under) dette interval justeres strikeprisen til den øvre (nedre) grænse.*

(94) Belgien konkluderer på grundlag af ovenstående figurer, at markedsprisforventningerne er faldet.

(95) Belgien anfører, at det grå område, der er vist i ovenstående figurer, repræsenterer priskorridoren (som oprindeligt fastsat i aflønningsaftalen) for MPRA-justeringer af målet for det interne afkast, dvs. det markedsprisinterval, inden for hvilket målet for det interne afkast justeres ([58]). De lavere markedsprisforventninger tyder derefter på et fald i det forventede interne afkast justeret af MPRA. Med de MPRA-parametre, der oprindeligt var fastsat i aftalen, forventes LTO-projektets forventede interne afkast i tredje kvartal 2024 at ligge på 6,7 % (hvis alle antagelserne fra den aftalte finansielle model er opfyldt). Med de ajourførte MPRA-parametre (se afsnit 3.3.1.3.2), som gør BE-NUC's indtægter og interne afkast mere følsomme over for markedsprisforholdene, vil det forventede interne afkast blive reduceret til 6,5 % (hvis alle antagelserne fra den aftalte finansielle model er opfyldt) under hensyntagen til de samme prisfremskrivninger (se Tabel 9).

([58]) Priser uden for korridoren indebærer samme justering som den nærmeste ydre grænse for korridoren. Denne justering er i overensstemmelse med et mål for internt afkast, hvor korridorens øvre grænse er fastsat til 8 % og den nedre grænse til 6 %.

Tabel 9

Forventet internt afkast (med den oprindelige og opdaterede MPRA) i forhold til målet for det interne afkast (tredje kvartal 2024)

Mål for internt afkast før MPRA-justering	Udsigter	Gennemsnitlig markedspris (EUR/MWh) (2022-værdier)	Foreløbig strikepris (EUR/MWh) (2022-værdier)	Forventet internt afkast med oprindelige MPRA-parametre (+/- 30 %)	Forventet internt afkast med ajourførte MPRA-parametre (+/- 20 %)
7 %	Gennemsnit af udbydere, centralt scenario, 3. kvartal 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

Kilde: 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. Tovejsdifferencekontrakt (»differencekontrakten«)

(96) Differencekontrakten finder anvendelse mellem den belgiske stat og BE-NUC samt mellem den belgiske stat og Luminus, som er den anden medejer af de to atomreaktorer. Det betyder, at en foruddefineret målpris (»strikeprisen«), som vil blive indekseret i hele perioden for aflønningsaftalen, vil blive garanteret af den belgiske stat for LTO-enhedernes samlede målte elproduktion. Hvis markedsreferenceprisen er højere end strikeprisen, betaler BE-NUC og Luminus den positive forskel ganget med den faktisk målte produktion til den belgiske stat. Hvis markedsreferenceprisen er lavere, betaler den belgiske stat den negative forskel ganget med den faktisk målte produktion til BE-NUC og Luminus. Betalingerne af differencen forfalder på den første elproduktionsdato (den dato, hvor den relevante LTO-enhed for første gang tilfører elektricitet til højspændingsnettet efter den oprindelige lovbestemte slutdato) og vil blive foretaget i forhold til BE-NUC's og Luminus' andel af den strøm, der produceres af LTO-enhederne.

(97) De vigtigste parametre i differencekontrakten er:

a) Markedsreferenceprisen, der henviser til spotprisen på day-ahead-markedet i det belgiske budområde.

b) Strikeprisen, som er defineret af BE-NUC på grundlag af en finansiel model, der skal godkendes af modparten i aflønningsaftalen for at afspejle BE-NUC's faktiske drifts-, kapital- og finansieringsomkostninger i forbindelse med LTO-forlængelsen fra den 21. juli 2022 (derfor anslået som de samlede normaliserede omkostninger ved produktion af energi). Strikeprisen vil i første omgang blive fastsat med henblik på at nå et gennemsnitligt mål for det interne afkast på 7 % (nominelt og efter skat) (se afsnit 3.3.1.3.1).

(98) Ifølge Belgien er det oprindelige valg af day-ahead-markedet som markedsreferenceprisen i differencekontrakten på grundlag af en uafhængig analyse foretaget af Compass Lexecon ([59]) egnet i forbindelse med LTO-projektet, navnlig i perioden med LTO-arbejde (genstartsfasen indtil den 31. december 2028). Belgien gør endvidere gældende, at den fleksibilitet, der er indbygget i aflønningsaftalen, åbner mulighed for alternative markedsreferencepriser i aftalens løbetid afhængigt af udviklingen på det belgiske marked og behovene, samtidig med at risiko/afkast-balancen i den oprindelige udformning af differencekontrakten bevares. Belgien begrunder endvidere anvendelsen af day-ahead-markedet med følgende:

a) Day-ahead-markedet er en passende reference i Belgien, da det er gennemsigtigt og robust, og da day-ahead-markedet er relativt likvidt i forhold til andre markeder i Belgien. Belgien bemærker endvidere, at day-ahead-markedet ikke overlader noget skøn til køberne, fordi mængden udbydes på en anonym auktion. Desuden koncentrerer auktionen på day-ahead-markedet udbud og efterspørgsel over en periode, hvilket maksimerer markedsdybden.

([59]) Compass Lexecon, notat af 28. maj 2024, »Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice«.

b) Den valgte markedsreferencepris i kombination med visse specifikke ordninger for differencekontrakter, såsom incitamenterne ved MPRA og modulation, bevarer incitamenterne til at operere og deltage effektivt på elmarkedet ved at fremme produktionen i tider med høje markedspriser og modulation i tider med lave priser i det omfang, det er muligt.

c) Det oprindelige valg af day-ahead-markedsprisen som markedsreferencepris sammen med markedsføringsordningerne i strategien for bud og ubalancer (se afsnit 3.3.1.5) giver mulighed for passende markedsrisikostyring for BE-NUC, fordi det er diversificeret og gør det muligt at matche markedsreferenceprisen med de registrerede priser på day-ahead-markedet. I den forbindelse er day-ahead-markedsprisen særlig velegnet som markedsreferencepris i den indledende periode med LTO-arbejde, navnlig sammenlignet med langsigtede produkter. Ifølge Belgien mindsker salget på day-ahead-markedet markedsrisikoen for BE-NUC sammenlignet med anvendelsen af futures, da det gør det muligt bedre at matche, hvornår LTO-enhederne specifikt er tilgængelige under det indledende LTO-arbejde. Anvendelse af futures kan medføre yderligere markedsrisici for BE-NUC på grund af den højere risiko for uplanlagte afbrydelser under den indledende periode med LTO-arbejde (dvs. hvis den elektricitet, der er solgt på forhånd, ikke kan leveres og skal tilbagekøbes, eventuelt til en højere markedspris, f.eks. på day-ahead-markedet).

(99) Den føderale myndighed for økonomi har bestilt en undersøgelse af strategien for markedsrisikostyring i BE-WATT (modparten i differencekontrakten). Denne undersøgelse, som i øjeblikket er i gang, har til formål at tage de indledende skridt i operationaliseringen af BE-WATT, navnlig med hensyn til denne enheds risikostyringsopgave. Navnlig gælder følgende:

a) Undersøgelsen vil identificere og analysere de vigtigste markedsrisici, som BE-WATT står over for i forbindelse med sine kommende differencekontrakter vedrørende atomkraft og offshorevindkraft, med fokus på mængde- og prisrisici.

b) Undersøgelsen vil identificere og analysere en række potentielle risikostyringsstrategier for BE-WATT (portefølje af afdækningsinstrumenter/-produkter, andel, varighed, afdækningstidspunkt, designmuligheder), navnlig under hensyntagen til i) deres potentielle rolle med hensyn til styring af markedsrisici som følge af BE-WATT's åbne position på grund af differencekontrakterne, og ii) deres potentielle bidrag til markedslikviditet og markedsudvikling. Undersøgelsen omhandler primært to typer afdækningsprodukter: i) elkøbsaftaler og ii) terminskontrakter, hvor sidstnævnte hovedsagelig er i form af standardiserede instrumenter, der handles på organiserede markedspladser, normalt kaldet »futures«. I begge tilfælde tages finansielle kontrakter i betragtning.

c) Afdækningsstrategier, der er baseret på terminskontrakter, vil bidrage til likviditeten på det belgiske terminsmarked på tværs af en række løbetider (uger, måneder, år) i betragtning af de betydelige mængder, der er på spil (flere GW nuklear- og offshorevindkapacitet i henhold til differencekontrakten). Den nøjagtige indvirkning på terminsmarkedets likviditet vil afhænge af mængden af kontrakter, som BE-WATT sælger for de forskellige løbetider.

(100) Den belgiske regering kan som modpart i aflønningsaftalen tage det oprindelige valg af markedsreferenceprisen op til fornyet overvejelse op til tre gange i løbet af kontraktens løbetid med forbehold af BE-NUC's og Luminus' samtykke fra udløbet af den indledende periode for LTO-arbejdet — f.eks. afhængigt af udviklingen på det belgiske marked og behovene, samtidig med at balancen mellem risiko og afkast i den oprindelige udformning af differencekontrakten opretholdes.

(101) Strikeprisen vil blive indeksreguleret årligt på grundlag af en vægtet indekseringsberegning og kan revideres på bestemte tidspunkter:

a) »Foreløbig strikepris«: I basisscenariet antager Belgien, at omkostningerne til modernisering af LTO-enhederne beløber sig til ca. [2-2,5] mia. EUR, hvilket sammen med andre omkostninger i forbindelse med LTO-projektet (f.eks. drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i LTO-perioden), resulterer i en foreløbig strikepris på [80-90] EUR pr. MWh.

b) »Oprindelig strikepris«: Den faktiske værdi af strikeprisen vil blive fastsat af BE-NUC på grundlag af en finansiel model, der er godkendt af modparten i aflønningsaftalen i løbet af 2025, forud for LTO-genstartsdatoen, baseret på omkostningerne ved at udvide driften efter nukleare sikkerhedskrav (omfanget af sidstnævnte defineres af det belgiske agentur for nuklear sikkerhed) samt baseret på ikkesikkerhedsrelaterede omkostninger, som begge anslås på grundlag af tilbud fra kontrahenter eller vurderes af den nukleare operatørs tekniske teams.

c) »Revideret strikepris«: Den oprindelige strikepris vil blive genberegnet så hurtigt som muligt efter den 31. december 2028 (»true-up-datoen«) for at afspejle den faktiske tidsplan for genstart, LTO-afbrydelser, drifts-, kapital- og finansieringsomkostninger frem til denne dato (baseret på de faktiske fakturaer) og reviderede fremskrivninger af disse omkostninger for resten af den tiårige forlængelsesperiode) i form af en skriftlig aftale mellem BE-NUC og modparten i aflønningsaftalen.

d) »Genåbningshændelser«: Efter true-up-datoen vil strikeprisen i princippet blive fastsat og vil ikke blive genberegnet, undtagen under specifikke kvalificerende hændelser, genåbningshændelserne.

(102) Strikeprisen beregnes ved hjælp af oplysninger fra den detaljerede finansielle model, som BE-NUC udarbejder og ajourfører inden for de parametre, som Belgien har meddelt. Den finansielle model (og eventuelle ajourføringer heraf) skal godkendes af modparten i aflønningsaftalen. Hvis en sådan godkendelse nægtes, kan BE-NUC og modparten i aflønningsaftalen henvise dette spørgsmål om den finansielle model til en uafhængig ekspert i overensstemmelse med en nærmere angivet procedure for ekspertvurderinger.

(103) Belgien anfører, at differencekontrakten mindsker BE-NUC's eksponering for markedsrisiko og udsving i markedspriserne.

a) Betalinger fra modparten i aflønningsaftalen til BE-NUC foretages, når markedsreferenceprisen er under strikeprisen, og BE-NUC hæfter for betalinger til modparten, når markedsreferenceprisen er højere end strikeprisen.

b) Modellen i henhold til aflønningsaftalen giver et rimeligt mål for afkastet for LTO-projektet: Strikeprisen er fastsat med henblik på at nå et mål for det interne afkast inden for intervallet 6-8 %, hvilket er i overensstemmelse med branchens benchmarks (se Tabel 3) samt i overensstemmelse med overslagene over LTO-projektets WACC (se Tabel 6) og egenkapitalomkostninger (se Tabel 7).

(104) Belgien anfører, at selv om differencekontrakten reducerer BE-NUC's eksponering for markedsrisici og markedsprisudsving, omfatter den risikodelingsmekanismer, som bør sikre, at BE-NUC stadig er eksponeret for visse markedsrisici og incitamenter. Aflønningsaftalen omfatter navnlig en mekanisme for deling af gevinst/tab (MPRA), når markedspriserne viser sig at være lavere eller højere end strikeprisen.

a) Når markedsreferenceprisen ligger mellem strikeprisen og en defineret bundgrænse, falder målafkastet (i form af en lavere strikepris) fra et internt afkast på 7 % til et minimum internt afkast på 6 %.

b) Når markedsreferenceprisen ligger mellem strikeprisen og et defineret loft, stiger målafkastet (i form af en højere strikepris) til et maksimalt internt afkast på 8 %.

(105) Formålet med MPRA er at tilskynde BE-NUC til at optimere sin omkostningsstruktur forud for fastsættelsen og revisionen af strikeprisen (2025/2029), maksimere reaktorernes output, når der forventes høje priser, og elsystemet nærmer sig knaphed, samt afbøde ekstraordinære fortjenester.

(106) MPRA udledes og beregnes som følger:

a) For det første beregnes strikeprisen med et mål for det nominelle interne afkast efter skat på 7 %, en hypotetisk lavere strikepris med et mål for det interne afkast på 6 % (nedre tærskel) og en hypotetisk øvre strikepris med et mål for det interne afkast på 8 % (øvre tærskel).

b) Derefter opdeles intervallet mellem strikeprisen og den øvre (henholdsvis nedre) tærskel i 20 positive (henholdsvis negative) værdier (»MPRA-værdier«). Disse værdier anvendes til at justere strikeprisen for afregning af differencebetalingen i henhold til differencekontrakten.

c) Justeringen af strikeprisen afhænger af forholdet mellem markedsreferenceprisen og strikeprisen:

— Hvis forholdet er 1,20 eller højere, hæves MPRA-strikeprisen til den øvre tærskel ved at lægge de 20 positive MPRA-værdier til strikeprisen.

— Hvis forholdet er 0,80 eller derunder, nedsættes det til den nedre tærskel.

— Mellem disse tærskler justeres den MPRA-justerede strikepris inden for det beregnede interval. For eksempel fører et forhold på 1,19 til en opjustering med 19 MPRA-værdier, mens et forhold på 1,10 fører til en justering med ti MPRA-værdier.

d) Når markedsreferenceprisen er højere end strikeprisen, fører den MPRA-justerede strikepris derfor til et højere internt afkast for projektet på op til 8 % med de samme antagelser i basisscenariet.

e) Alternativt gælder det, at når markedsreferenceprisen er lavere end strikeprisen, fører den MPRA-justerede strikepris til et lavere internt afkast for projektet på helt ned til 6 %.

(107) I den oprindelige udformning af MPRA (»den oprindelige MPRA«) blev intervallet mellem strikeprisen og den øvre (henholdsvis nedre) tærskel opdelt i 30 positive (henholdsvis negative) værdier (»MPRA-værdier«). Sammenlignet med den oprindelige MPRA udløses den ajourførte MPRA hurtigere, dvs. mekanismen for deling af gevinst/tab svarer til en markedspriskorridor med intervaller på +/-20 % i stedet for +/-30 %.

(108) Som følge heraf anfører Belgien, at den (ajourførte) MPRA giver BE-NUC stærkere incitamenter til:

a) Optimering af omkostningsstrukturen inden fastsættelse og revision af strikeprisen. En revision af strikeprisen vil finde sted henholdsvis før LTO-genstartdatoen (2025) og efter true-up-datoen (2028). Belgien anfører, at en lavere omkostning fører til en lavere strikepris og en større sandsynlighed for, at markedsprisen vil være højere end strikeprisen, og dermed giver et højere internt afkast (og reducerer det beløb, som den belgiske stat potentielt skal betale i differencebetalinger).

b) Planlægning af vedligeholdelse i de forventede laveste prisperioder.

c) Afbødning af potentielle ekstraordinære fortjenester. Som Belgien har forklaret, fastsættes MPRA inden for et forudbestemt interval (forhold mellem markedsreferenceprisen og strikeprisen på 0,80 og 1,20). Enhver markedsreferencepris uden for dette interval fører ikke yderligere til en justering af strikeprisen og bliver derfor fuldt ud en del af differencebetalingen. Derved kan ekstraordinære fortjenester ikke realiseres fra høje markedspriser.

(109) Belgien gør endvidere gældende, at i den ændrede udformning af differencekontrakten overføres beslutningsmyndigheden med hensyn til, hvornår der skal træffes en beslutning om økonomisk modulation, til energiforvaltningspartneren (se afsnit 3.3.1.5). Energiforvaltningsvederlaget vil ikke blot blive fastsat som oprindeligt planlagt, men vil ud over en fast del blive gjort variabelt, og der vil således blive givet incitamenter til at gøre bedst mulig brug af det begrænsede antal modulationer på 30 pr. brændselscyklus (se betragtning 13). Sammenlignet med den oprindelige udformning af differencekontrakten, hvor modulationsbeslutninger blev truffet på grundlag af en fast modulationstærskel, er differencekontrakten i sin nye udformning ikke længere baseret på en fast modulationstærskel, men tilskynder til, at modulering udføres på de tidspunkter, hvor de bedst kan betale sig (dvs. når priserne forventes at være meget negative i en tilstrækkelig lang periode). Energiforvaltningsvederlaget er nærmere beskrevet i afsnit 3.3.1.5.2.

(110) Endelig anfører Belgien, at differencekontrakten af de grunde, der er anført i betragtning 80 i åbningsafgørelsen, er et hensigtsmæssigt og forholdsmæssigt instrument til at tackle de konstaterede markedssvigt og specifikke nukleare risici og dermed opfylde foranstaltningens mål, samtidig med at effektive markedssignaler bevares. Belgien præciserer, at eventuelle indtægter fra differencekontrakten vil blive overført til det almindelige statsbudget, men vil blive bogført særskilt. De vil primært blive anvendt til at finansiere modparten i aflønningsaftalens betalinger i henhold til differencekontrakten. Hvis differencekontraktens indtægter overstiger de beløb, der er nødvendige for at finansiere omkostningerne ved differencekontrakten, kan de derefter anvendes til at finansiere omkostningerne ved en anden differencekontrakt. Belgien giver tilsagn om, at eventuelle resterende indtægter fra differencekontrakten vil blive fordelt til virksomhederne. Belgien har endvidere givet tilsagn om, at det vil underrette Kommissionen, hvis indtægterne fordeles til virksomhederne, og om nødvendigt anmelde en sådan foranstaltning. Belgien har ligeledes bekræfte at have medtaget klausuler om konventionalbod i tilfælde af uberettiget ensidig førtidig opsigelse af differencekontrakten.

3.3.1.3.3. MOCP og driftskapitalfaciliteten

(111) Hvis BE-NUC's indtægter ikke er tilstrækkelige til at dække de omkostninger, der skal betales i en given måned ifølge drifts- og vedligeholdelsesaftalen, samt alle andre kapitaludgifter forbundet med drift, brændsel og vedligeholdelse, der er nødvendige for driften af LTO-enhederne, skal modparten i aflønningsaftalen foretage en ekstra betaling til BE-NUC for at sikre tilstrækkelig likviditet til at dække disse omkostninger med henblik på at sikre joint ventureselskabet økonomiske levedygtighed på lang sigt ([60]).

([60]) BE-NUC skal i den forbindelse forelægge en årlig afstemningsrapport. Hvis beløbet i denne rapport er mindre end de samlede minimumsdriftsomkostninger, betaler modparten i aflønningsaftalen BE-NUC et beløb svarende til den absolutte værdi af differencen. En tilsvarende betaling vil blive foretaget til Luminus.

(112) MOCP består af to komponenter: Minimumsbeløbet for OPEX: i) en betaling til dækning af manglende indtægter for at sikre tilstrækkelige pengestrømme til at dække de omkostninger, der er nødvendige for driften af LTO-enhederne, og sikre joint venture-selskabets langsigtede økonomiske levedygtighed og ii) en omkostningsbeskyttelse på 50 % af den investerede kapital i forhold til de amortiserede kapitalomkostninger ved LTO-forlængelsen (hvert tredje år).

(113) Belgien gør gældende, at enhver enkeltstående hændelse, der ville reducere tilgængeligheden af LTO-enhederne i en betydelig periode i løbet af året og/eller gentagne afbrydelser over flere år, kan medføre betydelige tab for BE-NUC.

(114) Belgien anmodede Electrabel om at vurdere risikoen for større uventede hændelser i LTO-enhedernes levetid på grundlag af historiske data. Electrabel hævder, at der er stor sandsynlighed for en væsentlig uplanlagt hændelse ([61]) i den forlængede levetid for LTO-enhederne på ti år. For at dokumentere dette identificerede Electrabel historiske tilfælde af manglende tilgængelighed for hver af de syv atomreaktorer i løbet af den 11-årige periode mellem 2012 og 2022 (se Tabel 10). Electrabel gør gældende, at denne historiske tilgang giver nyttig indsigt af følgende grunde:

a) Der findes ingen fælles definition/metode til estimering eller beregning af sandsynligheden for uplanlagte utilgængelighedshændelser eller til estimering af varigheden af den utilgængelighedsperiode, der er forbundet med sådanne hændelser.

b) Der findes kun homogene data for perioden 2012-2022. Der har imidlertid altid været væsentlige utilgængelighedshændelser/-perioder på den belgiske atomkraftværker siden idriftsættelsen.

c) Ifølge belgisk lovgivning skal der foretages en sikkerhedsvurdering hvert tiende år fra det tidspunkt, hvor atomkraftværket får tilladelse til drift ved fuld kapacitet. Denne vurdering kaldes periodisk sikkerhedskontrol eller tiårskontrol ([62]). De seneste periodiske sikkerhedskontroller på Tihange 3 og Doel 4 blev gennemført i 2015 i den betragtede periode (2012-2022) med henblik på risikoanalysen. Da den 11-årige periode 2012-2022, hvor der blev udført en periodisk sikkerhedskontrol for hver reaktor, mere eller mindre svarer til varigheden af levetidsforlængelsen for LTO-enhederne, anses denne periode for passende som sammenligningsgrundlag.

Tabel 10

Uventede utilgængelighedshændelser i de syv belgiske atomkraftenheder (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] %

Kilde: SA.106107 — Technical meeting with the European Commission Necessity, appropriateness and proportionality of the SDC Loan and MOCP, 8. oktober 2024

([61]) En »væsentlig uplanlagt utilgængelighedshændelse« defineres som enhver uforudset hændelse, der medfører, at anlægget er utilgængeligt mere end 30 % om året, svarende til 3,6 måneder.

([62]) Detaljerede oplysninger om den omfattende periodiske sikkerhedskontrol, der udføres hvert tiende år, findes på FANC/AFCN's websted: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Dataene i Tabel 10 viser, at der var hændelser med væsentlig uplanlagt utilgængelighed uden for den nukleare operatørs kontrol i alle syv nukleare enheder i perioden 2012-2022, som resulterede i en gennemsnitlig utilgængelighed på 59 % pr. enhed (ud over planlagte afbrydelser), hvilket svarer til en gennemsnitlig utilgængelighed på syv måneder pr. hændelse. For de syv belgiske atomkraftenheder under ét var der 11 tilfælde af væsentlig uplanlagt utilgængelighed i perioden 2012-2022. Årsagerne til uventede utilgængelighedshændelser omfattede brintrevner i reaktortrykbeholderen, nedbrydning af beton (krævede vigtige reparationer), udstyrsfejl, lækager og sabotage. Belgien anfører derfor, at der i gennemsnit var ca. 1,6 (11/7) væsentlige uplanlagte utilgængelighedshændelser pr. reaktor pr. årti.

(116) Belgien anfører, at når der er flere nukleare enheder (eller en atomflåde) i drift, kan indtægtstabet i en periode, hvor en eller flere enheder er brudt sammen, delvis opvejes af de indtægter, der genereres af de andre enheder. I forbindelse med LTO-projektet forventes disse systemiske risici (for utilgængelighedshændelser, der påvirker de fleste enheder på samme tid) imidlertid at blive intensiveret, efterhånden som Belgiens atomkraftværker bliver færre fra 2025 og fremefter og bliver mindre diversificeret, især da de to LTO-enheder er baseret på samme teknologi. En større hændelse, der påvirker begge LTO-enheder i en væsentlig del af året, anses derfor ikke for usandsynlig.

(117) Sandsynligheden på 59 % for, at enheden ikke er tilgængelig, hvilket svarer til ca. syv måneder, svarer til den gennemsnitlige varighed af en væsentlig uplanlagt utilgængelighedshændelse. Electrabel anser denne varighed for at være et realistisk skøn baseret på sine egne erfaringer med driften af LTO-enhederne i Belgien, da væsentlige hændelser kræver et større ingeniørarbejde, indkøb af reservedele, en sikkerhedskonsekvensanalyse og omfattende drøftelser med den nukleare sikkerhedsmyndighed, inden atomreaktorerne kan sættes i drift igen.

(118) Belgien har endvidere forklaret, at de periodiske sikkerhedskontroller, der er baseret på IAEA's retningslinje SSG-25 ([63]), og som er blevet udført hvert tiende år fra idriftsættelsen, har resulteret i betydelige designopgraderinger og investeringer for at håndtere de nukleare enheders aldring og forældelse og bidrage til at opretholde deres sikkerhed og pålidelighed. Ikke desto mindre kan den nukleare operatør på trods af disse periodiske kontroller ikke udelukke muligheden for, at der vil opstå nye problemer, som udløser væsentlige utilgængelighedsperioder for de nukleare enheder.

(119) Med henblik på at anslå indvirkningen på BE-NUC af forekomsten af en væsentlig uplanlagt utilgængelighedshændelse i perioden for LTO-enhedernes levetidsforlængelse og virkningen af MOCP overvejede Belgien plausible scenarier for større utilgængelighedshændelser (se Tabel 11) baseret på data fra Tabel 10. Som det var tilfældet med andre vurderinger, baserede Belgien sig i forbindelse med de illustrative beregninger på den aftalte finansielle model af 13. december 2023.

a) I scenario 1 antages en gennemsnitlig utilgængelighed på 59 % ud over planlagte afbrydelser, separat i Doel 4 og Tihange 3 i forskellige år (2030 og 2033). I dette scenario ville MOCP ikke blive udløst. LTO-projektet ville stadig generere et årligt overskud (over omkostninger) på [0-200] mio. EUR for Doel 4 og [0-200] mio. EUR for Tihange 3, men projektets interne afkast ville ikke overstige [0-5] %.

b) Scenario 2 vedrører et scenario, hvor begge LTO-enheder samtidig er utilgængelige i et helt år i perioden 2029-2035 (dvs. fuld produktion efter LTO-arbejdet). I dette tilfælde udløses MOCP og vil beløbe sig til betalinger til BE-NUC på [700-1 000] mio. EUR til [1 000-1 300] mio. EUR årligt, afhængigt af hvilket år det drejer sig om. Belgien fremlagde to konkrete eksempler (mere eller mindre negativt scenario) for at simulere indvirkningen på LTO-projektet:

— I 2029 (et mere negativt scenarie) ville LTO-projektet generere en negativ nettonutidsværdi (»NNV«) på [0-200] mio. EUR, hvilket ville resultere i et internt afkast på [0-5] %.

— I 2034 (mindre negativt scenarie) vil virkningen af en væsentlig uplanlagt utilgængelighedshændelse for joint venture-selskabets aktionærer og BE-NUC være relativt lavere, da LTO-projektet har nået slutningen af den tiårige periode. LTO-projektet vil generere en negativ NNV på [0-200] mio. EUR, hvilket resulterer i et internt afkast på [5-10] %.

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

c) Scenario 3 vedrører et scenario, hvor begge LTO-enheder samtidig er utilgængelige i et helt år i genstartsfasen, dvs. perioden 2026-2028, der er kendetegnet ved begrænset produktion under det LTO-relaterede arbejde. I denne periode forventes LTO-enhederne at operere med mindre end 50 % af deres kapacitet, og det er mere sandsynligt (end i driftsfasen), at enhver yderligere uforudset utilgængelighed vil betyde, at LTO-enhederne er utilgængelige hele året, hvorved eventuelle tab først vil blive dækket af SDC-lånet. I dette tilfælde udløses MOCP, men hverken BE-NUC eller Luminus forventes at generere overskud i genstartfasen. Der vil ikke være nogen yderligere indvirkning fra uforudsete hændelser på rentabiliteten.

Tabel 11

Illustrativ indvirkning af tre plausible scenarier med væsentlige uplanlagte utilgængelighedshændelser på BE-NUC og modparten i aflønningsaftalen baseret på den aftalte finansielle model

	Indvirkning på BE-NUC		Indvirkning på betalingen af MOCP fra modparten i aflønningsaftalen
	Resultat af LTO-enhederne	Internt afkast	
Scenario 1: 59 % utilgængelighed for T3 i 2030 og D4 i 2033	2030: Indtægtsoverskud i forhold til omkostningerne på [0-200] mio. EUR 2033: Indtægtsoverskud i forhold til omkostningerne på [0-200] mio. EUR (NNV på minus [100-300] mio. EUR)	[0-5] %	Ikke udløst
Scenario 2: Afsmittende virkning på begge enheder på én gang i et helt år i løbet af driftsfasen	**2029**		
	Ingen markedsindtægter i 2029 (NNV på minus [0-200] mio. EUR)	[0-5] %	Udløst: [700-1 000] mio. EUR Uden MOCP: BE-NUC konkurs
	2034		
	Ingen markedsindtægter i 2034 (NNV på minus [0-200] mio. EUR)	[5-10] %	Udløst: [1 000-1 300] mio. EUR Uden MOCP: BE-NUC konkurs
Scenario 3: Afsmittende virkning på begge enheder på én gang i et helt år (2028) i løbet af opstartsfasen	Markedsindtægter i 2028 (NNV på 0 mio. EUR)	[5-10] %	Udløst: [600-800] mio. EUR Uden MOCP: BE-NUC konkurs

Kilde: SA.106107 — Technical meeting with the European Commission 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 (ajourført version)

(120) Belgien anfører, at ovenstående analyse viser, at MOCP er udformet til at dække virkningerne af potentielle større hændelser, der truer joint venture-selskabets økonomiske levedygtighed, og lader joint venture-selskabet bære mange risici for manglende tilgængelighed: I scenario 1 udløses MOCP ikke, hvis en gennemsnitlig større hændelse finder sted, og garanterer ikke afkastet til de aktionærer, der fortsat bærer risikoen for ikke at inddrive deres investeringer.

(121) MOCP kan i nogle scenarier potentielt føre til en relativt betydelig udgift for den belgiske stat, da den vil blive udløst for at afhjælpe de alvorlige utilgængelighedshændelser, som illustreret ovenfor. For at imødekomme denne bekymring indførte Belgien et loft over MOCP-betalingerne. Modparten i aflønningsaftalen (den belgiske stat) vil derfor udøve sin opsigelsesret i henhold til aflønningsaftalen ([64]), hvis MOCP når op på et udbetalt beløb på 2 mia. EUR (»MOCP-triggeren«), forudsat at dette forekommer hensigtsmæssigt i lyset af bl.a.:

— årsagerne til MOCP-triggeren

— de potentielle konsekvenser heraf på kort og længere sigt

— de gældende udsigter i forbindelse med MOCP-betalingerne i overensstemmelse med aflønningsaftalen (ingen opsigelse)

— det (forventede) skyldige opsigelsesvederlag

— konsekvenserne for forsyningssikkerheden.

(122) Belgien anfører, at der er omstændigheder, hvor en opsigelse ikke ville være hensigtsmæssig:

— når det relevante (eventuelle) opsigelsesvederlag, afhængigt af hvilken opsigelsesret der finder anvendelse, overstiger de forventede fremtidige MOCP-betalinger,

— når byrden og omkostningerne, bl.a. for den belgiske stat, ved erstatningskapacitet overstiger de forventede MOCP-betalinger, og

— når erstatningskapacitet ikke er til rådighed.

(123) Hvis modparten i aflønningsaftalen beslutter ikke at udøve sin opsigelsesret, forelægger Belgien sin begrundelse for Kommissionen med henblik på evaluering.

(124) Beløbet for MOCP-triggeren svarer til den øvre grænse for MOCP-betalinger i et scenario, hvor begge LTO-enheder er utilgængelige samtidig i to på hinanden følgende år. De forventede MOCP-betalinger fra toårige nedlukninger vil faktisk afhænge af det år, hvor de nævnte nedlukninger finder sted. Belgien fremlagde årlige beregninger for årlige MOCP-betalinger og samlede beløb over to på hinanden følgende år (se Tabel 12) baseret på foreløbige prognoser fra den aftalte finansielle model af 13. december 2023.

Tabel 12

Simulering af MOCP-betalinger

Periode med 100 % utilgængelighed	MOCP-omkostninger år 1 (mio. EUR)	MOCP-omkostninger år 2 (mio. EUR)	MOCP-omkostninger i alt (mio. EUR)
2026-2027	[600-800]	[600-800]	[1 100-1 300]
2027-2028	[600-800]	[600-800]	[1 200-1 400]
2028-2029	[600-800]	[800-1 000]	[1 400-1 600]
2029-2030	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 600-1 800]
2030-2031	[800-1 000]	[1 000-1 100]	[1 800-2 000]
2031-2032	[900-1 100]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2032-2033	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2033-2034	[800-1 000]	[1 000-1 200]	[1 900-2 100]
2034-2035	[1 000-1 200]	[600-800]	[1 700-1 900]

Kilde: De belgiske myndigheder

([64]) Belgien fremlagde en detaljeret oversigt over opsigelsesrettighederne i henhold til aflønningsaftalen og anførte, at aflønningsaftalen ud over opsigelsesrettighederne også omfatter en »protokol for én LTO-enhed«, som på mange måder afspejler ordningen for opsigelsesrettigheder, men udelukkende finder anvendelse i en situation, hvor én LTO-enhed fjernes fra aflønningsaftalens anvendelsesområde forud for LTO-genstartsdatoen.

(125) For at anslå den toårige referenceperiode, der anvendes til at beregne det foreslåede loft på 2 mia. EUR for MOCP, giver Belgien nogle eksempler på atomreaktorer, der er blevet permanent lukket ned af tekniske årsager i USA (eftersom dette hidtil aldrig er sket i Europa) ([65]). Ifølge Belgien viser disse eksempler, at den toårige referenceperiode er i overensstemmelse med den industrielle virkelighed, da en periode på to år efter opdagelsen af et problem, der kræver nedlukning af begge LTO-enheder, normalt kan betragtes som rimelig tid til at tage stilling til, om man fortsat skal reparere eller overveje endelig nedlukning.

(126) For at anvende MOCP vil BE-NUC enten fra sine aktionærer eller en ekstern part anskaffe en driftskapitalfacilitet senest på datoen for den første LTO-genstart. Driftskapitalfaciliteten skal finansiere den driftskapital, der kræves til driften af LTO-enhederne. BE-NUC vil kunne trække på faciliteten, hvis forskellen mellem virksomhedens indgående og udgående pengestrømme er mindre end de anslåede driftsudgifter for den kommende udgiftsperiode, der er fastsat i aflønningsaftalen. Driftskapitalfacilitetens størrelse skal mindst svare til de gennemsnitlige samlede anslåede driftsudgifter i en periode på tre måneder. Faciliteten fungerer faktisk ved at dække perioden frem til den årlige MOCP og er en revolverende kreditfacilitet, der vil blive tilbagebetalt årligt, hvis den udnyttes, af den MOCP, som Belgien har stillet til rådighed.

(127) Betingelserne for driftskapitalfaciliteten, som skal indgås på markedsvilkår senest på datoen for den første LTO-genstart, er endnu ikke kendt. Belgien præciserede imidlertid yderligere, at renten på faciliteten vil blive fastsat efter samme metode som den, der blev aftalt for aktionærlånene (se betragtning 63).

3.3.1.3.4. SDC-lån

(128) Ud over MOCP, som sikrer finansiel stabilitet i hele den tiårige periode for levetidsforlængelsen, vil den belgiske regering i de første tre år af LTO-projektet (genstartfasen) yde et lån til BE-NUC og Luminus på identiske vilkår. Lånenes størrelse vil være baseret på deres forholdsmæssige andel af LTO-enhederne og dermed deres respektive andel af nedluknings- og driftsomkostningerne pr. 1. juli 2025. Som nævnt af Belgien ydes SDC-lånene for at sikre likviditet frem til 2028, da driftsomkostningerne ikke kan finansieres gennem pengestrømme som følge af LTO-arbejdet.

(129) SDC-lånene, som ydes til en rentesats med et loft og skal tilbagebetales i henhold til en bestemt tilbagebetalingsplan, består af to forskellige faciliteter (dvs. en pr. LTO-enhed), der hver består af to trancher:

a) En tranche vedrørende den relevante enheds nedlukningsomkostninger afholdt af BE-NUC og Luminus fra den lovbestemte nedlukningsdato til genstartsdatoen for den relevante enhed: Denne tranche skal finansiere og betale for de omkostninger, der er nødvendige for at opretholde LTO-enhederne indtil genstartsdatoen. Hvis omkostningerne i nedlukningsperioden er større end forventet, skal modparten i aflønningsaftalen sikre, at tranchen ændres.

b) En tranche vedrørende dækning af driftsomkostninger og en del af de kapitaludgifter, der er afholdt med hensyn til den relevante enhed indtil true-up-datoen den 31. december 2028: Denne tranche skal anvendes til at dække likviditetsunderskud i forbindelse med driften, der indtræffer inden den 31. december 2028. Eventuelle yderligere tab som følge af ikkeplanlagte afbrydelser skal dog dækkes af MOCP.

(130) Vilkårene for SDC-lånene er beskrevet i betragtning 96 i åbningsafgørelsen og er ikke blevet ændret. SDC-lånene skal tilbagebetales med en rente på op til 6 % og pari passu med aktionærernes afkast. Med hensyn til den metode, der blev anvendt til at fastsætte rentesatsen, har Belgien anført, at dette var resultatet af en forhandling mellem parterne i aflønningsaftalen, og at maksimumssatsen på 6 % svarer til den nedre grænse for målintervallet for det interne afkast på 6-8 % (under hensyntagen til MPRA).

([65]) For eksempel blev Crystal River 3 permanent lukket ned i 2013, 3½ år efter opdagelsen af et alvorligt problem. Ligeledes blev San Onofre 2 og 3 lukket ned i 2013, 1½ år efter opdagelsen af et alvorligt problem.

(131) Som anført i betragtning 97 i åbningsafgørelsen forventes SDC-lånene at blive udnyttet til et samlet beløb på [500-700] mio. EUR i [...] rater fra [...] til [...], tilbagebetalt i tre rater fra [...] til [...], inklusive kapitaliserede renter. Disse beregninger og beløb vil blive ajourført i den finansielle model, der er godkendt af modparten i aflønningsaftalen i løbet af 2025, forud for LTO-genstartsdatoen, på grundlag af omkostningerne ved at udvide driften i henhold til de nukleare sikkerhedskrav, der er fastsat af det belgiske agentur for nuklear sikkerhed, og som anslås på grundlag af tilbud fra kontrahenterne.

(132) Belgien gør gældende, at SDC-lånene ikke i uforholdsmæssig grad kommer aktionærerne til gode: Risikoen for ikke at realisere det forventede afkast deles forholdsmæssigt mellem joint venture-aktionærerne og modparten i aflønningsaftalen, da både det interne afkast af LTO-projektet og SDC-lånene vil falde. Faktisk vil SDC-lånene kun blive tilbagebetalt, hvis LTO-projektet ikke genererer tilstrækkeligt overskud til at betale eventuelle afkast af aktionærernes investering ([66]). Belgien gør derfor gældende, at SDC-lånene ikke medfører yderligere risici for udbyderen i aflønningsaftalen ud over risiciene i forbindelse med LTO-projektets resultater og rentabilitet, da faciliteten ikke anvendes til at finansiere kapitaludgifterne (kun de amortiserede kapitalomkostninger ved LTO-forlængelsen i genstartfasen).

3.3.1.4. Drifts- og vedligeholdelsesaftale

(133) I henhold til drifts- og vedligeholdelsesaftalen skal Electrabel udføre følgende for BE-NUC:

a) »LTO-tjenester«: fra transaktionens afslutningsdato det bygge- og anlægsarbejde og de tjenesteydelser, der er nødvendige for at forlænge hver LTO-enheds driftslevetid med ti år, og

b) »drifts-og vedligeholdelsestjenester«: fra udløbet af hver enkelt LTO-enheds oprindelige lovbestemte levetid tjenesterne til drift og vedligeholdelse af LTO-enhederne, de fælles systemer og fælles aktiver i det omfang, de anvendes i forbindelse med LTO-enhederne (herunder affaldshåndteringstjenester).

(134) Visse tjenesteydelser er udtrykkeligt udelukket fra drifts- og vedligeholdelsesaftalen, herunder tjenesteydelser, arbejde eller aktiviteter i forbindelse med dekommissionering og demontering af LTO-enhederne, som fortsat vil være Electrabels ansvar (se afsnit 3.3.2.4).

(135) I henhold til artikel 12.1 i drifts- og vedligeholdelsesaftalen og med forbehold af visse justeringer og undtagelser betaler BE-NUC Electrabel 89,807 % (svarende til Luminus' andel på 10,193 % af LTO-enhederne) af alle omkostninger i forbindelse med leveringen af LTO-tjenester og drifts- og vedligeholdelsestjenester plus den relevante margen, dvs.:

— [0-5] % til forsikringsomkostninger samt skatter og afgifter

— [0-5] % til varer og tjenesteydelser leveret af Engie-koncernens medlemmer og

— [10-20] % til alle andre omkostninger.

(136) Belgien anfører, at margenniveauerne er i overensstemmelse med dem, der anvendes i LTO-partnerskabsaftalen med Luminus (som dækker en bred vifte af tjenester, herunder, men ikke begrænset til drift og vedligeholdelse). Den oprindelige aftale om lignende tjenester til en tredjepart, Luminus, der blev indgået den 26. juni 2003 og bekræftet på ny den 13. december 2023, er en relevant reference til støtte for det synspunkt, at drifts- og vedligeholdelsesaftalen afspejler armslængdeomkostningerne ved nuklear drift. Belgien gør desuden gældende, at de finansielle risici, som Electrabel bærer, er større end i partnerskabsaftalen med Luminus, da Electrabels margen i drifts- og vedligeholdelsesaftalen vil blive reduceret i tilfælde af omkostningsoverskridelser (som Electrabel kan drages til ansvar for, dvs. omkostninger, der ikke er medtaget i budgettet som foreslået af Electrabel og godkendt af parterne), og hvis anlægget ikke er tilgængeligt ud over et vist mål.

(137) Belgien gør desuden gældende, at drifts- og vedligeholdelsesaftalen omfatter visse omkostningskontroller, herunder BE-NUC's ret til at revidere Electrabels beregning af vederlagene og udførelsen af tjenesterne og til at anmode om en benchmarkrevision af de priser, som Electrabel opkræver for tekniske tillægstjenester.

([66]) Dette ville kun være tilfældet, hvis der var flere år med væsentlig utilgængelighed, f.eks. mindre end 60 % hvert år fra 2029 til 2035.

(138) Endelig vil Electrabel som (ene)operatør af LTO-enhederne og tjenesteyder til BE-NUC i henhold til drifts- og vedligeholdelsesaftalen blive tilskyndet til at sikre, at LTO-enhedernes tekniske og økonomiske resultater bliver opnået. Navnlig gælder følgende i henhold til drifts- og vedligeholdelsesaftalen:

a) Electrabel er forpligtet til at betale konventionalbod, hvis tilgængeligheden af LTO-enhederne i løbet af et kontraktår er mindre end [90-100] % (eksklusive LTO-afbrydelser, normale afbrydelser og hændelser, som Electrabel ikke kan drages til ansvar for). Som følge af betalingen af denne konventionalbod falder den margen, som Electrabel opnåede for det pågældende kontraktår, på en glidende skala fra [10-20] % til [0-5] %.

b) I tilfælde af omkostningsoverskridelser er Electrabel ikke berettiget til at modtage nogen relevant margen i forbindelse med og i forhold til omfanget af en eventuel omkostningsoverskridelse, bortset fra en omkostningsoverskridelse, som Electrabel ikke kan drages til ansvar.

c) Kun i tilfælde af omkostningsoverskridelser i genstartfasen vil der blive pålagt sanktioner for Electrabels margen (op til [50-60] % af margenen på drifts- og vedligeholdelsestjenesterne og op til [70-80] % af margenen på LTO-tjenesterne).

(139) Belgien konkluderer derfor, at drifts- og vedligeholdelsesaftalen er begrænset til dækning af afholdte omkostninger, og at de finansielle betingelser i drifts- og vedligeholdelsesaftalen skal afspejle markedsvilkårene.

3.3.1.5. Aftalen om energiforvaltningstjenester

(140) Selv om BE-NUC bliver teknisk ejer af 89,807 % af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne (de resterende 10,193 % ejes af Luminus), overdrager BE-NUC ejendomsretten til denne elektricitet til energiforvalteren, som sælger den ([67]). Med henblik herpå vil BE-NUC indgå en energiforvaltningsaftale med en partner, der køber og sælger elektriciteten fra BE-NUC.

(141) I aftalen om energiforvaltningstjenester vil der blive fastsat centrale vilkår, betingelser og bestemmelser om risikofordeling, og der vil derfor på en detaljeret måde blive fastsat en strategi for bud og ubalancer og energisalgsforvalterens (»energiforvaltningspartneren«) rolle i forbindelse hermed inden for de fastsatte parametre. Den energiforvaltningspartner, der udpeges inden for rammerne af aftalen om energiforvaltningstjenester, vil være køber og ejer af BE-NUC's andel af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne, og er underlagt en foruddefineret strategi for bud og ubalancer. Strategien kan til enhver tid revideres og ændres efter en procedure, der er beskrevet i aflønningsaftalen. Den belgiske regering (BE-WATT) kan i sin egenskab af modpart i aflønningsaftalen anvende strategien for bud og ubalancer, i det omfang den overholder betingelserne for strategien som fastsat i aflønningsaftalen. Energiforvaltningspartneren spiller en rådgivende rolle.

(142) For at bringe den producerede elektricitet ind på engrosmarkedet for elektricitet på en konkurrencedygtig og gennemsigtig måde har Electrabel og den belgiske stat indvilliget i at gennemføre et offentligt udbud vedrørende disse tjenester for at sikre gennemsigtighed og konkurrence (se afsnit 3.3.1.5.1). Lovgivningen om offentlige udbud og alle dertil knyttede nødvendige beskyttelsesforanstaltninger finder anvendelse på udbudsproceduren.

3.3.1.5.1. Udbudsprocedure

(143) Belgien har gjort gældende, at udbudsproceduren gennemføres frivilligt i overensstemmelse med den belgiske lov om offentlige udbud af 17. juni 2016 og kongeligt dekret af 18. juni 2017 om offentlige udbud for forsyningssektoren ([68]).

([67]) Luminus ejer sin andel (på 10,193 %) af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne. Luminus forvalter salget af elektriciteten uafhængigt og er ikke knyttet til aftalen om energiforvaltningstjenester, som har til formål at sælge BE-NUC's andel af LTO-enhedernes produktion.

([68]) Loi relative aux marches publics. Findes på: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Lov af 17. juni 2016 om offentlige kontrakter gennemfører Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2014/25/EU af 26. februar 2014 om fremgangsmåderne ved indgåelse af kontrakter inden for vand- og energiforsyning, transport samt posttjenester og om ophævelse af direktiv 2004/17/EF.

(144) Aftalen om energiforvaltningstjenester tildeles ved udbud med forhandling med forudgående offentliggørelse ([69]), hvilket er en standardprocedure i forsyningssektoren. Udbuddet blev offentliggjort på den relevante belgiske platform ([70]) og EU-platforme ([71]), hvilket giver alle potentielle ansøgere mulighed for at deltage i udbudsproceduren.

(145) I betragtning af betydningen af den udbudte tjeneste og følsomheden ud fra et konkurrencemæssigt synspunkt har Belgien gennemført yderligere bestemmelser og beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at målene i aftalen om energiforvaltningstjenester vil blive nået, og at de forventede tjenester vil blive leveret på passende vis:

a) Forud for udarbejdelsen af udbudsdokumenterne blev der den 3. september 2024 (indtil den 2. oktober 2024) iværksat en anmodning om oplysninger om aftalen om energiforvaltningstjenester for at indhente synspunkter fra markedet om flere emner vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester ([72]). Anmodningen har to vigtige mål: i) at give markedet forhåndsmeddelelse om den kommende udbudsprocedure og dermed sikre, at interesserede ansøgere har tilstrækkelig tid til at forberede deres deltagelse ([73]), og skabe yderligere gennemsigtighed, ii) når det er relevant, tages der hensyn til resultaterne af anmodningen om oplysninger ved udarbejdelsen af udbudsdokumenterne, hvilket hjælper BE-NUC med at foreslå et raffineret, markedstestet udbud, samtidig med at kriterierne bliver klarere, og det sikres, at eventuelle betingelser eller kriterier ikke er diskriminerende. Anmodningen om oplysninger afslørede f.eks., at der ikke bør afholdes særskilte udbud for hver LTO-enhed, men at de kan udbydes som en pakke.

b) Den 11. december 2024 blev der udstedt en indkaldelse af interessetilkendegivelser, hvori interesserede parter blev opfordret til at tilkendegive deres interesse i at deltage i udbuddet senest den 13. januar 2025. Efter anmodning fra flere parter blev fristen for indgivelse af tilbud udsat til den 3. februar 2025 for at sikre tilstrækkelig konkurrence i udbudsproceduren. Derefter vil interesserede parter blive opfordret til at afgive deres tilbud på grundlag af de fremtidige kontraktdokumenter (herunder den ændrede aflønningsstruktur som forklaret i Figur 3). Belgien gør gældende, at den detaljerede beskrivelse af de udbudte tjenester gør det muligt at have et enkelt tildelingskriterium baseret på pris. Da kontrakten tildeles ved udbud med forhandling, kan den ordregivende myndighed, når ansøgerne har afgivet deres tilbud som svar på anmodningen om forslag (herunder udkastet til aftalen om energiforvaltningstjenester og eventuelle tilhørende dokumenter), opfordre ansøgerne til at afgive et bedre tilbud, som sikrer det mest konkurrencedygtige resultat.

(146) Belgien gør desuden gældende, at udbuddet indeholder en række udvælgelseskriterier for at sikre, at alle tilbudsgivere opfylder betingelserne for professionalisme og den nødvendige infrastruktur til en velordnet gennemførelse af aftalen om energiforvaltningstjenester. Disse kvalifikationskriterier er imidlertid begrænset til det mindst mulige, idet de hver især henviser til et nødvendigt krav til de planlagte tjenester for at sikre maksimal konkurrence under udbuddet.

(147) Sammenlignet med de oplysninger, som Kommissionen rådede over på tidspunktet for åbningsafgørelsen, fremlagde Belgien flere oplysninger om kvalifikationskriterierne. Tilbudsgiveren (eller for de første fire kriterier, der er beskrevet nedenfor, den anden enhed, hvis kapacitet tilbudsgiveren har baseret sig på) skal:

a) fremlægge mindst to referencer for at dokumentere erfaring (mindst ét års drift) med energiforvaltning af en samlet portefølje af termiske eller nukleare produktionsaktiver på mindst 1 000 MW (dvs. under hensyntagen til alle referencer), beliggende i lande i Den Europæiske Union, Det Forenede Kongerige eller EFTA-landene ([74])

([69]) I overensstemmelse med artikel 120 i den belgiske lov om offentlige udbud af 17. juni 2016.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications.
([71]) Tillæg til *Den Europæiske Unions Tidende*.
([72]) Disse emner omfatter bl.a. risikoprofilen, garantier i forbindelse med modparten og modpartsrisikoen, prismekanismen, betalingsbetingelser, faktureringshyppighed og morarenter, strategien for bud og ubalancer, interne porteføljebalanceringsreserver, opdelingen af udbuddet i to lots (ét pr. aktiv), kredit og tilhørende garantistruktur og sammenlægning af balanceansvarlige parter (»BRP«).
([73]) Den belgiske stat udpegede aktivt relevante markedsdeltagere, som den ønsker at kontakte og tilskynde til at deltage i anmodningen om oplysninger samt den efterfølgende udbudsprocedure.
([74]) Kriteriet om 1 000 MW sikrer, at de kvalificerede/udvalgte deltagere er økonomisk i stand til at håndtere de anmodninger, der vil blive tildelt, hvilket vil variere mellem 1 000 og 2 000 MW.

b) fremlægge mindst to referencer inden for energistyring (mindst ét års drift) af termiske eller nukleare produktionsaktiver. Hver reference vedrører et aktiv på mindst 350 MW beliggende i lande i Den Europæiske Union, Det Forenede Kongerige eller EFTA-landene ([75])

c) fremlægge mindst én reference inden for energistyring (mindst ét års drift) for en tredjepart for en produktionskapacitet på mindst 350 MW for et produktionsaktiv beliggende i lande i Den Europæiske Union, Det Forenede Kongerige eller EFTA-landene ([76])

d) have en »investment grade«-kreditvurdering, dvs. følgende kreditvurdering hos et af følgende kreditvurderingsbureauer (eller tilsvarende): i) Fitch: mindst BBB-, ii) S&P: mindst BBB-, iii) Moody's: mindst Baa3 ([77]) og

e) have et aktivt medlemskab af mindst én udpeget elektricitetsmarkedsoperatør (»NEMO«), der er aktiv i Belgien, med henblik på handel med elektricitet ([78]).

(148) I aftalen om energiforvaltningstjenesters løbetid gælder bl.a. følgende betingelser for energiforvaltningspartneren:

a) skal have en kontrakt om balanceansvarlig part (»BRP«) i Belgien med Elia

b) skal have en »investment grade«-kreditvurdering, dvs. følgende kreditvurdering hos et af følgende kreditvurderingsbureauer (eller tilsvarende): i) Fitch: mindst BBB-, ii) S&P: mindst BBB-, iii) Moody's: mindst Baa3

c) skal have aktivt medlemskab af mindst én NEMO, der er aktiv i Belgien, med henblik på handel med elektricitet.

(149) Med hensyn til tidsplanen for udbuddet anfører Belgien, at det sigter mod at afslutte udbuddet i god tid, senest den 15. maj 2025, således at energiforvaltningspartneren har tilstrækkelig tid til at foretage de nødvendige forberedelser inden genstarten af LTO-enhederne.

(150) De udbudte tjenester omfatter i forbindelse med elaktiverne bl.a. i) repræsentationstjenester for elaktiver på terminsmarkedet og realiserede elaktiver, ii) optimerings- og driftstjenester på day-ahead- og intraday-markedet, iii) tjenester vedrørende reguleringsmæssige forpligtelser på markedet, iv) tjenester vedrørende den belgiske TSO-kontrakt og v) handel, markedsadgang og markedsanalyse. På grund af den indbyrdes afhængighed mellem disse forskellige opgaver og den almindelige markedspraksis med at kombinere disse tjenester i én kommerciel kontrakt for at sikre operationel effektivitet, vil disse tjenester blive integreret i én definition af energiforvaltningstjenesterne.

3.3.1.5.2. Salg af LTO-el og vederlag til energiforvaltningspartneren

(151) Belgien har præciseret, at energiforvaltningspartneren ikke handler som agent eller på vegne af BE-NUC, men sælger den købte elektricitet, da den er ejer heraf. I den ændrede udformning af differencekontrakten bemyndiges energiforvaltningspartneren desuden til at træffe beslutninger med hensyn til økonomiske modulationer for at tilskynde til en effektiv anvendelse af det begrænsede antal modulationer og for bedre at kunne reagere på markedssignaler (se betragtning 153 ff.).

([75]) Forvaltningen af vigtige enkelte fejlpunkter på markedet kræver en specifik operationel struktur med særligt uddannede medarbejdere. I en standardtilgang for mindre, decentrale aktiver pålægges en dispatcher, når der opstår et problem, blot at skaffe den manglende mængde så hurtigt som muligt på intraday-markedet, men en sådan tilgang er ikke tilstrækkelig for aktiver af større størrelse.
([76]) Dette kriterium sikrer, at modparten er i stand til at levere ydelser for en tredjepart og har en solid kontraktmæssig ramme.
([77]) Kriteriet indføres for at sikre, at energiforvaltningspartneren har en rimelig god kapacitet til at opfylde sine finansielle forpligtelser.
([78]) Medlemskab af en NEMO (Epexspot og Nord Pool i Belgien), dvs. en organisation, der har mandat til at drive de integrerede day-ahead- og intraday-elektricitetsmarkeder, sikrer markedsadgang til elektricitetsmarkederne. Dette kriterium sikrer, at kandidaten kan få adgang til handelsmarkederne rettidigt og har tilstrækkelig og ajourført erfaring med, hvordan det europæiske marked fungerer.

(152) Belgien har anført, at aftalen mellem energiforvaltningspartneren og BE-NUC er baseret på day-ahead-markedet for at begrænse basisrisikoen for BE-NUC, da dette indebærer, at BE-NUC i kombination med BE-NUC's difference-betaling gennem en differencekontrakt, hvor markedsreferenceprisen er day-ahead-markedsprisen, modtager strikeprisen (se afsnit 3.3.1.3.2) ([79]). Belgien har bekræftet, at energiforvaltningspartneren frit kan handle på et marked efter eget valg og ikke er forpligtet til at byde på day-ahead-markedet.

(153) Som forklaret i afsnit 2.1 og betragtning 109 er vederlaget til energiforvaltningspartneren blevet ændret for at skabe incitamenter til at gøre bedst mulig brug af den begrænsede mængde godkendte modulationer, eftersom LTO-enhederne er begrænset til 30 modulationer pr. cyklus, og det derfor ikke er teknisk og lovgivningsmæssigt muligt at ændre deres output på noget tidspunkt. I stedet for blot at have et fast vederlag (fastsat gennem udbuddet) omfatter den ændrede aflønningsformel også et variabelt vederlag (baseret på en forudbestemt formel og afhængigt af modulationen og korrektionsafregningen). Et sådant vederlag udsætter energiforvaltningspartneren for en del af de potentielle indtægtsstigninger ved modulering i perioder med negative priser (samt en del af de potentielle indtægtsreduktioner ved modulering i perioder med positive priser, hvis sådanne forekommer), samtidig med at energiforvaltningspartneren udsættes direkte for ubalancer og intraday-omkostninger som beskrevet nedenfor. Det variable vederlag vil derfor bestå af en fast procentdel (»alfa«) af de indtægtsstigninger, der udløser en modulation på day ahead-markedet, og en differentieret procentdel (»beta«) af day-ahead- og ubalanceomkostninger og -indtægter, dvs. korrektionsafregning (som kan omfatte indtægtsstigninger fra udløsning af en modulation på intraday-markedet), hvorved følgende gælder:

a) Alfa er på forhånd fastsat til 20 %. Alfa er sat højt nok til at give tilstrækkelige incitamenter til optimale modulationsbeslutninger, men ikke for højt til at undgå at afskrække risikosky tilbudsgivere.

b) Indtægterne fra modulationer opgøres efterfølgende som produktet af den tilbagekøbte mængde på day-ahead-markedet med henblik på modulation og forskellen mellem nul og day-ahead-markedsprisen.

c) Beta er differentieret, men også fastsat på forhånd og afspejler energiforvaltningspartnerens finansielle ansvar som balanceansvarlig part i tilfælde af ubalancer. I den forbindelse gør Belgien gældende, at reaktorerne er relativt gamle, og at det arbejde, der er nødvendigt for LTO-projektet, samt modulationerne potentielt øger risikoen for uplanlagte nedlukninger, som skaber ubalancer. Desuden er anlæggene underlagt særligt høje sikkerhedskrav, hvilket yderligere øger risikoen for nedlukninger. Samtidig er de belgiske intraday- og balancemarkeder, selv om de i stigende grad integreres med nabomarkeder, fortsat forholdsvis små i forhold til størrelsen af de to reaktorer. Som følge heraf vil enhver nedlukning mindske den balanceansvarlige parts chance for at finde modparter til at afbøde virkningen af nedlukningen og vil i uforholdsmæssig grad øge risikoen for prisstigninger som følge af nedlukningen. Belgien gør derfor gældende, at beta bør have forskellige værdier afhængigt af arten og virkningen af den hændelse, der fører til en ubalance, samtidig med at der opretholdes passende incitamenter for energiforvaltningspartneren (som den balanceansvarlige part) til at afbøde ubalancer ([80]). Energiforvaltningspartneren er imidlertid fortsat fuldt ud finansielt eksponeret over for alle ubalancer, der hovedsagelig skyldes afvigelser i forhold til den forventede produktion eller handelsfejl.

d) Korrektionsafregningen er summen af intraday- og ubalancebetalinger, og betaen gælder for begge. For en bestemt time kan det være positivt og/eller negativt.

([79]) Energiforvaltere bruger deal capture- og positionsstyringssystemer til at strømline arbejdsgange, hvilket omfatter prognoser, optimering, budgivning på auktioner, lastfordeling i realtid og transaktionsafvikling. Disse systemer registrerer specifikt alle transaktioner mellem BE-NUC og energiforvaltningspartneren samt markedsrelateret salg og udvekslinger med TSO'en. De registrerede data behandles via et afviklingsmodul, som konverterer transaktionsmængder til økonomiske opgørelser ved hjælp af formler, som er fastsat ved kontrakt på forhånd. De opgørelser, der genereres af systemet, indsendes elektronisk til BE-NUC til gennemgang. BE-NUC kan krydstjekke dem og om nødvendigt anmode om justeringer.

([80]) Beta vil navnlig udgøre 100 % i situationer med »grundlastproduktion«, 20 % i situationer med »økonomisk modulation«, dvs. op til 30 gange om året, og 8 % ved uforudsete nedlukninger, dvs. i tilfælde af ekstraordinære hændelser med stor indvirkning, der typisk sker mindre end én gang om året og pr. enhed.

Figur 3

Ændret aflønningsformel i aftalen om energiforvaltningstjenester

Vederlag til energiforvaltningspartneren = fast vederlag + variabelt vederlag

Variabelt vederlag = alfa*indtægtsstigning + beta*korrektionsafregning
Indtægtsstigning = tilbagekøbt mængde * (0 – pris på day-ahead-markedet)
Korrektionsafregning = intraday- og ubalanceomkostninger eller -indtægter

(154) Den formel, der er fastsat i Figur 3, gælder for hele mængden under modulering, herunder hvis modulering sker, når priserne er positive (f.eks. når der rampes op/ned) og ikke kun i negative prisperioder ([81]). Det variable vederlag betales af BE-NUC under aftalen om energiforvaltningstjenester, men disse omkostninger og/eller indtægter vil blive videreført til BE-WATT i henhold til aflønningsaftalen.

(155) Ifølge Belgien tilskyndes energiforvaltningspartneren gennem den ændrede aflønningsformel bl.a. til at anvende økonomiske modulationer på en optimal måde og i hele day-ahead- og intraday-tidsrammen og til at reducere intraday- og ubalanceomkostningerne. Belgien anfører, at alfa- og betaparametrene er valgt for at bevare en effektiv markedsfunktion, samtidig med at man undgår at afskrække risikosky deltagere i udbuddet.

(156) Den ændrede aflønningsformel vil påvirke tilbudsgivernes budadfærd for det faste vederlag. Tilbudsgiverne vil indregne de forventede stigninger i forbindelse med modulation (optionsværdi) i deres bud samt omkostninger og potentielle indtægter i forbindelse med intraday-betalinger og ubalancebetalinger. Belgien anfører, at udbudsdokumenterne vil forklare aflønningsstrukturen (incitamentstrukturen), således at den ændrede aflønningsformels potentiale til stigninger og nedsættelser er gennemsigtigt for tilbudsgiverne. Belgien vil vurdere hensigtsmæssigheden af energiforvaltningspartnerens (ændrede) aflønningsformel og markedskonformiteten og effektiviteten af de incitamenter, den giver på de forskellige markeder. Evalueringen foretages senest to år efter idriftsættelsen for at muliggøre en rettidig revision af kontrakten eller tilrettelæggelse af et nyt udbud, hvilket er muligt efter 3½ år ([82]). For at opretholde passende incitamenter for energiforvaltningspartneren er det imidlertid kun muligt at opjustere parametrene alfa og beta ([83]).

(157) Belgien hævder, at tilpasningen af vederlaget i aftalen om energiforvaltningstjenester tilpasser incitamenterne hos energiforvaltningspartneren, som er bemyndiget til at træffe beslutninger om den økonomiske modulation (med forbehold af operatørens endelige afgørelse, f.eks. i tilfælde af sikkerheds- eller reguleringsmæssige betænkeligheder), til markedssignaler, hvorved der tages hensyn til Kommissionens betænkeligheder i denne henseende. Samtidig har energiforvaltningspartneren passende incitamenter til at udføre sin opgave som balanceansvarlig part uden at være fuldt eksponeret mod ubalancer, der ligger uden for dens egen kontrol. Belgien har desuden anført, at der vil være løbende udveksling af præcise oplysninger (herunder regelmæssige opdateringer om LTO-enhedernes tilgængelighed, tekniske kapacitet osv.) mellem BE-NUC, den nukleare operatør og energiforvaltningspartneren for at give energiforvaltningspartneren mulighed for at træffe informerede og effektive beslutninger om økonomisk modulation.

([81]) Dette hænger sammen med de tekniske begrænsninger i forbindelse med modulation (se betragtning 13).

([82]) Aftalen om energiforvaltningstjenester kan ensidigt opsiges af BE-NUC efter 3½ år (42 måneder) efter genstartsdatoen for den første nukleare enhed. BE-NUC kan efterfølgende indgå en ny aftale efter et nyt udbud på andre vilkår.

([83]) Evalueringen af parametrene alfa og beta baseres på: i) en vurdering af deltagelsen i og resultatet af udbuddet (indikatorerne kan være: antal og type tilbudsgivere, resultatet af udbuddet med hensyn til pris/omkostninger osv.), en vurdering af beslutninger om at modulere (eller ikke), herunder de (finansielle) konsekvenser heraf for de involverede parter under hensyntagen til (forventede og realiserede) markedsvilkår og operationelle/modulationsmæssige begrænsninger, og iii) en vurdering af handelsbeslutninger på day-ahead-markedet og intraday-markedet samt deraf følgende ubalancer i den balanceansvarlige parts område. De oplysninger, der ligger til grund for denne evaluering, vil være baseret på data indsamlet fra energiforvaltningspartneren under aftalen om energiforvaltningstjenester samt data fra operatøren Electrabel gennem BE-NUC og drifts- og vedligeholdelsesaftalen og alle relevante offentlige oplysninger/markedsoplysninger i forbindelse med ovenstående.

(158) Belgien har ligeledes bekræftet, at modparten i differencekontrakten (BE-WATT) vil udarbejde en risikostyringsstrategi for sin åbne position som fastsat i lovgivningen, og at gennemførelsen heraf vil bidrage til likviditeten på terminsmarkederne for elektricitet (se betragtning 99). Vedtagelsen af strategien er betinget af vejledning fra tilsynsmyndigheden, som vil omfatte en vurdering af strategiens indvirkning på de relevante elektricitetsmarkeder.

3.3.1.5.3. Yderligere beskyttelsesforanstaltninger vedrørende energiforvalteren

(159) Energiforvaltningspartneren vil i princippet blive udvalgt gennem et gennemsigtigt, åbent og konkurrencepræget udbud (se afsnit 3.3.1.5.1). Engies handelsenhed GEMS (Global Energy Management & Sales), som er en forretningsenhed i Engie-koncernen, der er ledelsesmæssigt uafhængig af forretningsenheden Nuclear, kan også deltage i udbuddet. Der er fastsat særlige bestemmelser og foranstaltninger, hvis GEMS deltager i udbudsproceduren, for at sikre en retfærdig proces.

(160) Belgien anfører, at der er og vil blive truffet og gennemført tilstrækkelige foranstaltninger til effektivt at afdække og forebygge potentielle interessekonflikter. Foranstaltningerne kan kort beskrives således:

a) Anmodningen om oplysninger gav mulighed for markedstest, og enhver interesseret part kunne i denne forbindelse foreslå andre vilkår og fremlægge andre forslag for at sikre, at udbuddet ikke indeholder hindringer til ulempe for en interesseret deltager i forhold til GEMS (eller et selskab i Engie-koncernen). Electrabel (eller et selskab i Engie-koncernen) er ikke og vil ikke blive inddraget i processen med at udarbejde udbudsdokumenterne (»udvidet udbudsmateriale«) efter (resultaterne af) anmodningen om oplysninger.

b) Hvis GEMS skulle deltage i udbudsproceduren, selv som underleverandør eller i enhver anden egenskab, er Electrabel (eller ethvert selskab i Engie-koncernen) og dets direktører eller agenter udelukket fra at deltage i BE-NUC's beslutninger og/eller drøftelser om buddet (f.eks. udvælgelse og tildeling).

c) Overordnet set er der i Electrabels organisation blevet og vil der fortsat blive etableret strenge informationsbarrierer og etiske barrierer mellem personer, der er ansvarlige for at afgive bud hos GEMS, og personer, der er involveret i forvaltningen af BE-NUC. De samme beskyttelsesforanstaltninger vil blive indført, hvis GEMS i sidste ende vælges som energiforvaltningspartner gennem en vellykket udbudsprocedure.

d) Hvis GEMS vælges som energiforvaltningspartner, vil det være underlagt de samme forpligtelser som en balanceansvarlig part og energiforvaltningspartner samt det samme sæt markedsincitamenter som enhver anden tilbudsgiver. Som energiforvaltningspartner vil det navnlig modtage både et fast og et variabelt vederlag, hvilket vil tilskynde til markedskonform optimering af modulationslageret og indtægterne fra salg af elektricitet. Desuden optræder GEMS som part i henhold til et præcist mandat, der er fastsat i strategien for bud og ubalancer, og som GEMS ikke må fravige. Disse beskyttelsesforanstaltninger sikrer, at GEMS, hvis det vinder energiforvaltningsudbuddet, handler på lige fod med enhver anden deltager i udbuddet og tilskyndes til at handle i overensstemmelse med markedssignalerne gennem oprettelsen af aftalen om energiforvaltningstjenester og den ændrede aflønningsformel.

(161) Hvis der ikke findes en egnet kandidat i udbudsproceduren, vil GEMS som en sidste udvej midlertidigt udføre tjenesterne ifølge aftalen om energiforvaltningstjenester, hvis der ikke er indgået en aftale om energiforvaltningstjenester rettidigt, senest den 15. maj 2025. Disse tjenester vil blive leveret i overensstemmelse med vilkår, der aftales mellem parterne i en begrænset periode, hvorefter BE-NUC kan tildele aftalen om energiforvaltningstjenester via en anden udbudsprocedure. Hvis der findes en egnet leverandør i udbudsproceduren, overtager den udførelsen af tjenesterne ifølge aftalen om energiforvaltningstjenester fra GEMS, når den periode, hvor GEMS skal udføre disse tjenester, udløber. Der er ingen begrænsning på antallet af fornyede udbud.

(162) Belgien gør gældende, at denne ordning er nødvendig og tilstrækkelig til at sikre kontinuiteten i den offentlige tjeneste (dvs. salget af den elektricitet, der produceres af atomkraftværkerne), men denne løsning er strengt tidsbegrænset og begrænset til det nødvendige minimum.

(163) Afslutningsvis anfører Belgien, at det vil sikre, at BE-NUC nøje følger lovgivningen og principperne for offentlige udbud. Den omfattende høringsproces giver yderligere garantier, der sikrer, at indkøb af tjenesteydelser foretages gennem en konkurrencepræget, gennemsigtig, ikkediskriminerende og ubetinget udbudsprocedure. Belgien mener derfor, at enhver risiko for markedsafskærmning og anden potentiel konkurrencebegrænsende praksis fra Engies side undgås, og at der er truffet alle foranstaltninger og beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at der udpeges en uafhængig energiforvaltningspartner. GEMS ville kun som et alternativ midlertidigt levere disse tjenester, som er nødvendige og tilstrækkelige til at sikre kontinuiteten i den offentlige tjeneste.

3.3.1.6. Andre delforanstaltninger

(164) To andre delforanstaltninger, der er en del af transaktionen, udgør administrationsaftalen mellem Electrabel og BE-NUC og en aftale, der fastsætter ordninger for dækning af omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås. Disse delforanstaltninger er forklaret i afsnit 3.3.10 og 3.3.11 i åbningsafgørelsen.

3.3.2. *Komponent 2: Loft over den nukleare operatørs ansvar for langsigtet oplagring og endelig bortskaffelse af nukleart affald og brugt brændsel*

3.3.2.1. Generelle principper for håndtering af nukleart affald

(165) Som forklaret i betragtning 121 i åbningsafgørelsen er de lovgivningsmæssige rammer for radioaktivt affald og brugt brændsel i EU baseret på følgende to grundlæggende principper: i) princippet om, at forureneren betaler ([84]), og ii) medlemsstaternes endelige ansvar (herunder det finansielle ansvar) for ansvarlig og sikker forvaltning (herunder bortskaffelse) af brugt brændsel og radioaktivt affald ([85]).

(166) Som forklaret i afsnit 3.4.2 i åbningsafgørelsen er den nukleare operatør i henhold til de gældende bestemmelser i Belgien finansielt (gennem det nukleare forsyningsselskab Synatom og sammen med EDF Belgium og Luminus (»de bidragende selskaber«)) og operationelt ansvarlig for dekommissioneringen af de syv atomkraftværker samt for konditioneringen og håndteringen af det radioaktive affald og det brugte brændsel og den langsigtede oplagring heraf, efter at ONDRAF/NIRAS har taget imod det, og indtil det er endeligt bortskaffet. De nukleare hensættelser til brugt brændsel og dekommissioneringsaffald finansieres af Electrabel og de bidragende selskaber, der forvaltes af Synatom, og er underlagt tilsyn fra en uafhængig offentlig myndighed, nemlig en komité for nukleare hensættelser (Commission des provisions nucléaires (»CPN/CNV«)). Som anført i betragtning 123-125 i åbningsafgørelsen anfører Belgien, at Electrabel vil bevare visse ansvarsområder som eneoperatør af LTO-enhederne som følge af i) europæisk og belgisk lovgivning og ii) kontraktlige forpligtelser i gennemførelsesaftalen under overholdelse af princippet om, at forureneren betaler.

(167) CPN/CNV og ONDRAF/NIRAS er de tilsynsførende myndigheder i Belgien:

a) ONDRAF/NIRAS udarbejder en omfattende opgørelse for alle producenter af radioaktivt affald i Belgien (hvert femte år) og evaluerer midlerne til forvaltning af de tilsvarende nukleare forpligtelser.

b) CPN/CNV gennemgår (hvert tredje år) de metoder, der anvendes til at beregne de nukleare hensættelser samt deres tilstrækkelighed og NNV af fremtidige forpligtelser i Synatoms regnskaber (revision af metoden, referencescenariet osv.).

([84]) Artikel 4, stk. 3, litra e), i Rådets direktiv 2011/70/Euratom af 19. juli 2011 om fastsættelse af en fællesskabsramme for ansvarlig og sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald (EUT L 199 af 2.8.2011, s. 48), hvori det fastsættes, at »udgifterne til håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald afholdes af dem, der frembragte disse materialer«.

([85]) Artikel 4, stk. 1, og artikel 9 i direktiv 2011/70/Euratom.

(168) Som nævnt i betragtning 129 og tabel 4 i åbningsafgørelsen, der er baseret på den seneste treårlige revision af CPN/CNV fra juli 2023, beløber det nuværende samlede beløb for hensættelser vedrørende nukleare forpligtelser sig til 18 225 mio. EUR bestående af hensættelser til demonteringsaktiviteter (8 122 mio. EUR), håndtering af brugt brændsel (9 070 mio. EUR) og driftsaffald (1 033 mio. EUR) ([86]).

3.3.2.2. Aftalen om affaldsloftet

(169) Som led i forhandlingerne om LTO-projektet nåede Engie og den belgiske stat til enighed om et loft over det langsigtede ansvar for producenter af radioaktivt affald fra produktion af elektricitet ved hjælp af atomenergi (»aftalen om affaldsloftet«) for at mindske usikkerheden i denne henseende (se afsnit 3.4.3 i åbningsafgørelsen). Aftalen om affaldsloftet indeholder bestemmelser om overførsel af finansielle forpligtelser i forbindelse med produktion, opbevaring eller ejerskab af konditioneret radioaktivt affald og brugt brændsel i alle syv belgiske nukleare enheder, med forbehold af og efter overholdelse af de relevante kontraktlige overførselskriterier, fra den nukleare operatør (Electrabel) til den belgiske stat mod betaling af et fast beløb ([87]).

(170) Dette faste beløb er fastsat pr. kategori af nukleart affald. Som forklaret i betragtning 131 i åbningsafgørelsen kan radioaktivt nukleart affald inddeles i tre kategorier i overensstemmelse med ONDRAF/NIRAS' historiske radiologiske klassificering og Den Internationale Atomenergiorganisations (»IAEA«) klassificering: kategori A-affald (kortlivet lav- eller mellemaktivt affald), kategori B-affald (langlivet lav- eller mellemaktivt affald) og kategori C-affald (kort- og langlivet højaktivt affald) og brugt brændsel.

(171) Tabel 13 nedenfor viser fordelingen af de eksisterende hensættelser på 18 225 mio. EUR mellem Electrabel (8 410 mio. EUR) og den belgiske regering (9 815 mio. EUR) i henhold til aftalen om affaldsloftet og omfatter fordelingen pr. affaldskategori.

Tabel 13

Aftalen om affaldsloftet i overblik

Beløb (mio. EUR)	Den belgiske stats ansvar (efter overførsel)				Engies ansvar	Hensættelser (ultimo 2022)
	Kat. A	Kat. B	Kat. C	I alt		
Anslåede basisomkostninger *(uden uforudsete udgifter)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Uforudsete udgifter	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Grundbeløb	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Risikopræmie	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Begrænset beløb	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Kilde: De belgiske myndigheders svar på Kommissionens anmodning om oplysninger af 1. oktober 2024

([86]) Hensættelserne til driftsaffald revideres af Engies eksterne revisorer (Deloitte) som led i deres årlige revision.

([87]) I denne afgørelse henviser aftalen om affaldsloftet til loftet over det langsigtede ansvar for producenter af radioaktivt affald, der stammer fra produktion af elektricitet ved hjælp af atomenergi, mens »affaldsaftale« henviser til kombinationen af alle delforanstaltninger under komponent 2, dvs. herunder også aftalen om demontering og dekommissionering osv.

(172) Principperne i aftalen om affaldsloftet er ikke blevet ændret og er beskrevet i betragtning 133 i åbningsafgørelsen. De kan sammenfattes som følger:

a) »Begrænsede beløb«: Der er pr. 31. december 2022 fastsat en engangsbetaling, herunder en risikopræmie, indekseret til 3 % pr. år for hver kategori af radioaktivt affald, der opfylder de kontraktlige overførselskriterier, på i alt 15 mia. EUR (3,5 mia. EUR for kategori A, 1 mia. EUR for kategori B og 10,5 mia. EUR for kategori C — se Tabel 13). Som nævnt i betragtning 134 og 135 i åbningsafgørelsen og som vist i Tabel 13 har Belgien anført, at:

— de mængder, der ligger til grund for de begrænsede beløb, er baseret på den affaldsopgørelse, der blev anvendt til CPN/CNV's revision i 2022 af de nukleare hensættelser og det industrielle referencescenario for ONDRAF/NIRAS og den nukleare operatør (som er det nuværende bedste skøn over mængden af konditioneret nukleart affald og brugt brændsel, der produceres (og skal produceres) af de syv atomkraftværker i et scenario uden LTO), og

— værdien af de begrænsede beløb er resultatet af anvendelsen af en risikopræmie på de eksisterende nukleare hensættelser.

b) »Mængdekreditter«: Det begrænsede (faste) beløb pr. affaldskategori svarer til en mængdekredit for forud fastsatte mængder, hvilket giver den nukleare operatør et incitament til at minimere produktionen af nukleart affald.

c) »Mængdejusteringsgebyrer«: Når mængdekreditten for en affaldskategori er brugt, skal der betales et yderligere beløb for hver yderligere mængdekredit, der er behov for. Beløbene fastsættes som det aritmetiske gennemsnit mellem i) det »begrænsede beløb« i affaldskategorien divideret med antallet af »mængdekreditter« i denne kategori og ii) marginalomkostningerne ved én yderligere mængdekredit.

d) »Kontraktlige overførselskriterier«: For hver type pakke af nukleart affald er der fastsat kontraktlige overførselskriterier, som definerer de kriterier, som hver affaldspakke og brugt brændsel skal opfylde, for at det økonomiske ansvar kan overføres til den offentlige enhed Hedera (se betragtning 178 nedenfor). Ansvaret (og de dermed forbundne omkostninger) for at bringe radioaktivt affald i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier påhviler fortsat den nukleare operatør.

(173) Som nævnt i betragtning 107, litra a), og nærmere forklaret i afsnit 3.4.5.1 og 3.4.5.2 i åbningsafgørelsen er fastsættelsen af de begrænsede beløb på 15 mia. EUR baseret på den nukleare operatørs nuværende nukleare hensættelser (grundbeløbet) og en risikopræmie. Belgien har præciseret, at grundbeløbet allerede omfatter margener for uforudsete udgifter, usikkerheder og andre risici, der kan opstå i forbindelse med demontering, håndtering af radioaktivt affald og håndtering af brugt brændsel. Bestemmelserne om betaling af de begrænsede beløb er forklaret i afsnit 3.4.5.3 i åbningsafgørelsen og er ikke blevet ændret.

(174) Belgien har præciseret, at de begrænsede beløb, der skal overføres til den belgiske stat, allerede omfatter alle de historiske og anslåede fremtidige forpligtelser vedrørende nukleart affald (indtil den oprindelige lovbestemte slutdato for alle de belgiske atomkraftværker i 2025). Derfor er alt nukleart affald og brugt brændsel, der produceres eller skal produceres af de belgiske kraftværker i deres lovbestemte driftslevetid, allerede taget i betragtning i de begrænsede beløb.

(175) Belgien præciserer også, at den faktiske affaldsmængde først vil blive kendt, når affaldet er konditioneret og fysisk overført til den belgiske stat. Det faste beløb på 15 mia. EUR dækker derfor kun de forud fastsatte mængder af det pågældende affald (mængdekreditter), der er aftalt i gennemførelsesaftalen. Hvis den faktiske mængde af det pågældende frembragte affald er større end mængdekreditterne, betaler Engie et mængdejusteringsgebyr for hver yderligere mængdekredit (se betragtning 133 i åbningsafgørelsen).

(176) Tilsvarende vil alt driftsaffald (»LTO-affald«) og brugt brændsel (»brugt LTO-brændsel«) som følge af forlængelsen af levetiden for LTO-enhederne blive finansieret af BE-NUC og Luminus for hver trinvist stigende affaldsmængde. For hver trinvist stigende mængde LTO-affald og brugt LTO-brændsel vil der være behov for to betalinger:

a) LTO-affald: LTO-driftsaffaldsomkostningerne som defineret i drifts- og vedligeholdelsesaftalen omfatter to typer omkostninger:

— betaling af LTO-affaldshåndteringsomkostninger, der skal betales til Electrabel for LTO-affaldshåndtering, -behandling og -konditionering af driftsaffald (»LTO-affaldshåndteringstjenester«) med henblik på udarbejdelse af en LTO-affaldspakke, og

— mængdejusteringsgebyrer for LTO-affald, som dækker betalingen af de omkostninger, der påløber efter overførslen af forpligtelserne vedrørende nukleart affald til Hedera ([88]).

b) Håndtering af brugt LTO-brændsel: back-end-omkostninger for brugt brændsel vil blive betalt på grundlag af et indekseret gebyr for eventuelt gradvist stigende brugt brændsel som følge af LTO-projektet ([89]).

(177) Belgien præciserer endvidere, at den aftalte finansielle model tager hensyn til omkostningerne til håndtering af LTO-affald og brugt LTO-brændsel eller back-end-omkostninger, der anslås til ca. 0,9 mio. EUR pr. enhed (i 2022-priser), heraf ca. 0,3 mio. EUR pr. enhed til oplagring på stedet og ca. 0,6 mio. EUR pr. enhed til mængdejusteringsgebyret for LTO-affald for brugt brændsel.

(178) Som forklaret i afsnit 3.4.4 i åbningsafgørelsen oprettede Belgien en ny offentlig sui generis-institution, Hedera, som har to opgaver:

a) forvalte og sikre de aktiver, der er afsat til finansiering af den belgiske stats langsigtede forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel og

b) følge op på og kontrollere omkostningerne ved håndtering af de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel under kontrol af en uafhængig offentlig myndighed (CPN/CNV).

(179) De mængder af affaldsloftet, som Hedera modtager, skal sikres og investeres for at generere det nødvendige afkast til at betale omkostningerne til håndtering af det overførte affald, når de forfalder. Hedera er en særskilt fond under tilsyn af CPN/CNV, som er det særlige nationale organ, der spiller en central rolle med hensyn til at sikre og gennemføre korrekt forvaltning, kontrol og anvendelse af midlerne ([90]). Dette afspejles i Hederas todelte rolle, som

([88]) Sådanne indekserede mængdejusteringsgebyrer for LTO-affald skal betales til Electrabel, så snart en LTO-affaldspakke er frembragt, eller når dette er blevet sikkert. Et sådant gebyr dækker oplagringen af LTO-affaldet. Mængdejusteringsgebyret for LTO-affald for hver affaldskategori er allerede fastsat i artikel 16-18 i Phoenix-loven.

([89]) Dette gebyr omfatter: i) alle Electrabels omkostninger til oplagring på stedet indtil 2050, inden anlægget overdrages til den belgiske stat, og ii) alle omkostninger i forbindelse med ONDRAF/NIRAS efter overdragelsen til Hedera. Omkostningerne til oplagring på stedet er allerede blevet anslået pr. enhed, og mængdejusteringsgebyret for brugt brændsel er blevet fastsat og er angivet i artikel 16-18 i Phoenix-loven.

([90]) Anvendelse af Kommissionens henstilling 2006/851/Euratom af 24. oktober 2006 om forvaltningen af de finansielle ressourcer til nedlæggelse af nukleare anlæg og til forvaltning af brugt brændsel og radioaktivt affald og den fælles konvention om sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald.

sikrer, at: i) de modtagne beløb er sikret og genererer de nødvendige afkast ([91]), og ii) der er tilstrækkelig kontrol med omkostningerne til håndtering af affaldet og det brugte brændsel og de overførte forpligtelser ([92]). Desuden skal de finansielle midler øremærkes tilstrækkeligt fra den belgiske stats almindelige budget (som fastsat i Hedera-loven), således at de kun anvendes til at betale omkostningerne til langtidsoplagring og endelig oplagring og ikke kan anvendes til andre formål eller til at absorbere eventuelle fremtidige budgetunderskud.

(180) Belgien gør gældende, at aftalen om affaldsloftet omfatter og ledsages af andre risikobegrænsende foranstaltninger, herunder:

a) Indføjelse af strenge kontraktlige overførselskriterier: Overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald er betinget af overholdelse af de kontraktlige overførselskriterier. Den faste betaling ifølge aftalen om affaldsloftet finder sted inden den faktiske overførsel af fremtidige nukleare affaldspakker til den belgiske stat og er betinget af, at den nukleare operatør overholder de kontraktlige overførselskriterier. Dette indebærer, at den nukleare operatør fortsat er ansvarlig for alle omkostninger til nukleart affald i forbindelse med manglende overholdelse af de kontraktlige overførselskriterier.

b) De kontraktlige overførselskriterier er fastsat for de enkelte affaldsstrømme for kategori A-, kategori B- og kategori C-affald: Selv om mængdekreditterne er fastsat pr. affaldskategori, skal de kontraktlige overførselskriterier overholdes for de enkelte affaldsstrømme. Dette begrænser den belgiske stats risiko for fremadrettet at skulle håndtere uforudsete affaldsstrømme og skaber samtidig sikkerhed for den nukleare operatør i de kommende årtier.

c) Kategori X-affald: Som nævnt i fodnote 69 i åbningsafgørelsen indeholder affaldsaftalen for yderligere at beskytte den belgiske stat mod uforudsete affaldsstrømme, der kan opstå under dekommissioneringen af atomreaktorerne, også en mekanisme til håndtering af alt nukleart affald, der ikke var identificeret pr. 31. december 2022. Dette affald benævnes »kategori X-affald«. Der indføres en mekanisme, der gør det muligt at overføre kategori X-affald, når der er opnået enighed om de finansielle og tekniske betingelser for overførslen.

d) Bevarelse af viden og kapacitetsopbygning hos nationale aktører: Overførslen af viden fra den nukleare operatør til det belgiske agentur for håndtering af nukleart affald (ONDRAF/NIRAS) har været et vigtigt emne i forbindelse med affaldshandlen. Opnåelse og bevarelse af den nukleare operatørs viden inden den endelige nedlukning af elproduktionen i 2035 og SF2-driften i 2050 har været en prioritet for den belgiske stat ([93]). Overførslen af historisk affald går hånd i hånd med overførslen af alle tilgængelige oplysninger om de allerede frembragte affaldspakker og alle oplysninger vedrørende deres frembringelse, herunder, men ikke begrænset til, tekniske rapporter, tekniske tegninger og modeller, der anvendes til computerberegninger. Det bliver aftalt, at ONDRAF/NIRAS og operatøren allerede skal indgå aftale om en ramme for en sådan overførsel ved afslutningen. Udveksling af knowhow og uddannelse af ONDRAF/NIRAS' personale betragtes som et fælles mål for den nukleare operatørs og den belgiske stats sikre langsigtede håndtering af nukleart affald og brugt brændsel. Langsigtet bevarelse af nuklear viden og kapacitetsopbygning hos nationale aktører vil være afgørende for at sikre, at omkostningerne ved den langsigtede håndtering af nukleart affald og brugt brændsel vil være i overensstemmelse med antagelserne i affaldshandlen.

([91]) For at sikre, at det faste beløb forhøjes tilstrækkeligt over tid, nedsættes der i Hedera et investeringsudvalg (med tre uafhængige finansielle eksperter, formanden for ledelsesudvalget for SPF Economy, Hederas investeringsrådgiver, en repræsentant for det belgiske gældsagentur og en repræsentant for SPFIM), som skal rådgive Hederas ledelsesudvalg om bl.a. investeringsstrategien og risikostyringen.

([92]) ONDRAF/NIRAS skal hvert femte år forelægge Hedera en plan til godkendelse med angivelse af de tjenester, som Hedera har påtaget sig det økonomiske ansvar for, de ressourcer og investeringer, der er nødvendige for at gennemføre denne plan, sammen med de tilhørende omkostningsberegninger. Hedera analyserer planen, anmoder om vejledning fra CPN/CNV og godkender (eller godkender ikke) femårsplanen. ONDRAF/NIRAS forelægger hvert år (i hele femårsplanens løbetid) Hedera en detaljeret årsplan for det følgende kalenderår til godkendelse. Hedera godkender planen, igen efter at have modtaget vejledning fra CPN/CNV. Desuden betaler Hedera kun de fakturaer, ONDRAF/NIRAS har sendt til selskabet, på følgende betingelser: i) de fakturerede beløb er i overensstemmelse med den gældende femårsplan og den detaljerede årsplan, ii) de fakturerede beløb er baseret på de faktiske resultater, og iii) de fakturerede beløb vedrører de faktiske omkostninger ved de udførte aktiviteter.

([93]) Som krævet i direktiv 2011/70/Euratom. I henhold til dette direktiv skal medlemsstaterne indføre uddannelsesordninger samt forsknings- og udviklingsaktiviteter for at dække de behov, der i forbindelse med det nationale program for håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald er for at opnå, opretholde og videreudvikle den nødvendige ekspertise og de nødvendige kvalifikationer og dermed muliggøre en sikker langsigtet håndtering af nukleart affald og brugt brændsel.

e) Tilsyn med de overførte midler: Betalingen af de begrænsede beløb er en engangsbetaling, der skal dække alle overførte nukleare forpligtelser indtil lukningen af det endelige depot for nukleart affald i Belgien efter 2100. Det er derfor vigtigt at kontrollere udgifterne og investeringsafkastet af det overførte beløb for at sikre, at der er tilstrækkelige finansielle ressourcer til rådighed til at dække alle de pågældende finansielle forpligtelser. Den belgiske stat fulgte i den forbindelse CPN/CNV's udtalelse på grundlag af Kommissionens henstilling 2006/851/Euratom (se fodnote 93):

— Den offentlige fond, der forvalter bestemmelserne om nukleart affald, Hedera, er et uafhængigt offentligt organ, der rapporterer direkte til det belgiske parlament, hvilket sikrer gennemsigtighed og uafhængighed.

— Hederas finansielle ressourcer er øremærket: De kan kun anvendes til det formål, hvortil de blev oprettet og forvaltet (se betragtning 179).

— Hederas budgetplanlægning er underlagt CPN/CNV's kontrol og tilsyn.

— Hedera har en diversificeret og risikosky investeringspolitik, der sikrer et positivt afkast over en lang periode.

— Hedera forelægger sine omkostningsberegninger for CPN/CNV for at sikre, at ONDRAF/NIRAS rettidigt kan få stillet tilstrækkelige finansielle ressourcer til rådighed.

f) Sikkerhedspakke for ubegrænsede nukleare forpligtelser: se afsnit 3.3.2.4.

(181) Som anført i betragtning 172 i åbningsafgørelsen anerkender Belgien, at aftalen om nukleart affald har en positiv indvirkning på den nukleare operatørs risikoprofil, da en betydelig del af dens nukleare forpligtelser vil blive dækket af de begrænsede beløb, og at denne anderledes risikoprofil berettiger og kræver en revision af pakken af foranstaltninger for at garantere sikkerheden og tilsynet med den nukleare operatørs finansielle situation: Det faste beløb på 15 mia. EUR til Hedera berettiger frigivelsen af Electrabels ikkeeuropæiske aktiver fra Electrabels område (og den ledsagende overvågning af CPN/CNV). Engie vil som Electrabels franske moderselskab sikre, at aktiver til en værdi af mindst 4 mia. EUR (egenkapitalværdi pr. 30. juni 2023) forbliver i Electrabel på tidspunktet for indgåelsen af aftalen mellem den belgiske stat og Electrabel. Desuden yder Engie en ubegrænset og uopsigelig moderselskabsgaranti som en anfordringsgaranti for i) Electrabels dekommissioneringsforpligtelser (som også omfatter risikoen for, at værdien af hensættelserne er utilstrækkelig), ii) volumenrisiko under loftet og iii) tilbagebetaling af (aktuelle eller fremtidige) lån hos Synatom.

(182) Belgien mener, at de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og de yderligere dekommissioneringsforpligtelser, der følger af LTO-projektet, ikke giver Electrabel og de bidragende selskaber en økonomisk fordel, da de i tilstrækkelig grad afspejler risikoen for efterfølgende omkostningsudsving, som staten har overtaget, og at risikooverførslen er udformet på en sådan måde, at en privat investor ville have accepteret at bære den.

3.3.2.3. Yderligere begrundelser vedrørende diskonteringsfaktoren og risikopræmien

3.3.2.3.1. Diskonteringssats

(183) Belgien anfører, at de nukleare hensættelser, der er foretaget af den nukleare operatør/Synatom før aftalen om affaldsloftet, blev beregnet ved at anvende en diskonteringsfaktor på 2,5 % for demonteringsaktiviteter (herunder demonteringsaffald) og en diskonteringsfaktor på 3 % for alle aktiviteter vedrørende brugt brændsel (som besluttet af CPN/CNV i forbindelse med den treårlige revision ved udgangen af 2022).

(184) Belgien præciserer, at anvendelsen af to forskellige diskonteringssatser til beregning af hensættelserne (demontering i forhold til forpligtelserne vedrørende brugt brændsel) er begrundet i forskellen i varighed og afspejler den tidsmæssige værdi af pengene ([94]).

([94]) Hensættelser til demontering diskonteres med en diskonteringssats på 2,5 % på grund af deres kortere tidshorisont (varighed på 11,4 år). Omvendt er hensættelser til brugt brændsel underlagt en højere diskonteringssats på 3 % for at tage højde for en længere tidshorisont (en varighed på 30 år).

(185) Som anført i betragtning 198 indebærer aftalen om affaldsloftet kun en overførsel til den belgiske stat af overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel, mens dekommissionerings- og demonteringsforpligtelserne forbliver hos den nukleare operatør (med undtagelse af de negative synergieffekter, der forårsages af LTO-projektet, jf. betragtning 199). Belgien gør derfor gældende, at der ved beregningen af nutidsværdien af de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel blev anvendt en unik diskonteringsfaktor på 3 % (1 % reel sats + 2 % inflation) for at tage højde for, at forpligtelserne vedrørende nukleart affald og brugt brændsel har en længere varighed end forpligtelserne vedrørende dekommissionering (se betragtning 148 i åbningsafgørelsen).

(186) Belgien anmodede CPN/CNV om vejledning vedrørende den mest hensigtsmæssige diskonteringsfaktor, der skal anvendes til beregning af affaldsloftet ([95]). Som nævnt i betragtning 149 i åbningsafgørelsen foreslog CPN/CNV at justere diskonteringsfaktoren for forpligtelser vedrørende nukleart affald/dekommissionering og brugt brændsel ved at anvende en tilgang i to trin, hvor der bruges en diskonteringsfaktor baseret på den faktiske 30-årige OLO-rente på 3,17 % for de første 30 år og en diskonteringsfaktor på 2,17 % ud fra et skøn baseret på OLO-renten for den risikofrie rente for de efterfølgende 30 år.

(187) Belgien minder om, at forhandlingsperioden var lang (1½ år), og at valget af en enkelt diskonteringsfaktor på 3 % var begrundet i behovet for at have en vis grad af forudsigelighed med hensyn til den diskonteringsfaktor, der blev anvendt i forhandlingerne med Engie. Dette skyldes, at diskonteringsfaktoren har en direkte indvirkning på beregningen af det faste beløb, der skal overføres. Belgien forklarer, at den metode, som CPN/CNV anvendte i sin vejledning fra 2023, senere blev anvendt sammen med den endelige forwardrente fra Den Europæiske Tilsynsmyndighed for Forsikrings- og Arbejdsmarkedspensionsordninger (»EIOPA«) ([96]) som en efterfølgende bekræftelse af, at diskonteringsfaktoren på 3 % var en forsigtig lang rentesats.

(188) For det første anmodede Belgien en uafhængig konsulent om at beregne den »enkelte« diskonteringsfaktor svarende til CPN/CNV's tilgang i to trin ved hjælp af de risikofrie rentesatser, der blev foreslået af CPN/CNV, samt ved hjælp af forskellige andre data om OLO-renten ([97]). Analysen viser, at den tilgang, der foreslås af CPN/CNV, er særlig følsom over for den periode, der lægges til grund for beregningen. F.eks. resulterer tilgangen i en ækvivalent diskonteringsfaktor på 2,8 % ved anvendelse af de risikofrie rentesatser, der foreslås af CPN/CNV, en ækvivalent sats på 3,1 % ved anvendelse af CPN/CNV-metoden med de data om OLO-renten, der var tilgængelige på tidspunktet for åbningsafgørelsen, og en ækvivalent sats på 3,2 % på tidspunktet for undertegnelsen af gennemførelsesaftalen. Som det fremgår af Tabel 14, giver den tilgang i to trin, der foreslås af CPN/CNV, to ækvivalente diskonteringssatser med en forskel på 40 basispoint, når to forskellige tidsperioder med kun ni måneders mellemrum tages i betragtning.

(189) For det andet viser Tabel 14 også sammenligningen med EIOPA's endelige forwardrente, da EIOPA-referencerenten også blev anvendt i den tyske præcedenssag (SA.45296 ([98])), hvor en diskonteringsfaktor på 4,58 % blev fundet forholdsmæssig.

([95]) Vejledning fra CPN/CNV til energiministeren af 7. marts 2023, s. 4-6 (»Advies van de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen aan de Minister van Energie betreffende de overdracht van de financiële verantwoordelijkheid van ENGIE aan de Belgische staat van het beheer van het radioactief afval en de verbruikte splijtstof van de zeven Belgische kerncentrales«).

([96]) EIOPA offentliggør den risikofrie rentekurve hver måned. Den anvendes af forsikringsselskaber inden for EØS til at værdiansætte deres forpligtelser i henhold til Solvens II-regelsættet. EIOPA-kurven er rentekurven for den risikofrie rente for løbetider på op til 150 år for EØS-landene. Renterne for løbetider op til 20 år beregnes på grundlag af swaprenter (dvs. de faste rentesatser, som markedsaktørerne er villige til at veksle variabelt forrentede forpligtelser til). Renterne for længere løbetid ekstrapoleres og konvergerer mod den endelige forwardrente på meget lang sigt.

([97]) Se notat udarbejdet af Compass Lexecon af 28. november 2024, »Response to the EC concerns on discount rate — 281124«.

([98]) Kommissionens afgørelse af 16. juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, Overførsel af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt nukleart brændsel i Tyskland (EUT C 254 af 4.8.2017, s. 1).

Tabel 14

Ækvivalent CPN-sats og udviklingen i EIOPA's sats siden CPN's vejledning fra marts 2023

	CPN/CNV's vejledning 7. marts 2023	Underskrift 13. december 2023	Anmeldelse 21. juni 2024	Åbningsafgørelse 22. juli 2024
CPN/CNV's ækvivalente sats	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Endelig forwardrente	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Kilde: Compass Lexecons analyse baseret på data fra investing.com

(190) Som det fremgår af Tabel 14, ligger den anvendte diskonteringsfaktor på 3 % mellem

a) CPN/CNV's forslag på tidspunktet for CPN's vejledning til energiministeren (7. marts 2023), der betragtes som den nedre grænse, og

b) den endelige forwardrente, der betragtes som en mere optimistisk referencesats ([99]).

(191) Desuden forekommer satsen på 3 % mere konservativ end CPN/CNV's forslag og den endelige forwardrente på tidspunktet for undertegnelsen af aftalen og derefter.

(192) Belgien anfører endvidere, at en diskonteringsfaktor på 1 % i real værdi forekommer konservativ i forhold til den forrentning, som Hedera kan forvente ved hjælp af en passende forsigtig tilgang til aktiv-passiv-styring. Som et komparativt eksempel henviser Belgien til EDF's særlige aktivportefølje for at sikre en sikker finansiering af sine langsigtede nukleare forpligtelser som beskrevet i EDF's universelle registreringsdokument for 2023 ([100]). Denne portefølje forvaltes ud fra en aktiv-passiv-tilgang og består af en portefølje af diversificerede aktiver, der kan sammenlignes med beskrivelsen af den hypotetiske portefølje, som Hedera forvalter, og for hvilken der derfor med rimelighed kan antages et sammenligneligt afkast.

(193) Endelig antager Belgien ved beregningen af affaldsloftet en konstant inflationsrate på 2 %, hvilket er Den Europæiske Centralbanks (»ECB«) udtrykkelige langsigtede inflationsmål. ECB mener, at forbrugerprisindekset (»CPI«) er et passende mål for inflationen. Som nævnt i betragtning 150, litra b), i åbningsafgørelsen udtrykte CPN/CNV bekymring for, at den faktiske inflation i omkostningerne til opførelse af atomkraftværker (baseret på ABEX-indekset) kan være højere end CPI-inflationen. Belgien gør gældende, at ECB's inflationsmål på 2 % er den korrekte indikator for inflation ved beregningen af affaldsloftet af følgende årsager:

a) Belgien har for det første gjort gældende, at ABEX-indekset dækker omkostningerne til opførelse af huse og beboelsesejendomme i Belgien og derfor kun er en svag indikator for omkostningerne til opførelse af nukleare anlæg i betragtning af de væsentlige forskelle mellem opførelsen af et nukleart projekt og huse. Belgien tilføjer endvidere, at risikoen for omkostningsstigninger i forbindelse med fremtidige nukleare anlæg til håndtering af nukleart affald indgår i de uforudsete udgifter i ONDRAF/NIRAS' industrielle scenario og derfor indgår i grundbeløbet.

b) For det andet anfører Belgien, at den historiske udvikling i ABEX-indekset ikke adskiller sig væsentligt fra den inflation, der måles ved CPI-indekset, og at forskellene mellem de to satser skyldes en række faktorer, såsom energi- og råvareomkostningerne, arbejdskraftomkostningerne og efterspørgslen efter byggeri. Belgien anfører, at disse forskelle er situationsbestemte og ikke strukturelle.

(194) Af ovennævnte grunde mener Belgien, at diskonteringsfaktoren på 3 % er en passende og konservativ sats for diskontering af langfristede forpligtelser.

([99]) EIOPA's tilgang svarer kun til markedsvilkår for korte løbetider (op til 20 år). Efter denne løbetid er metoden ikke baseret på swaprenter, men på historiske gennemsnit, der ikke nødvendigvis afspejler den aktuelle økonomiske virkelighed, hvilket kan føre til en betydelig undervurdering af de langfristede forpligtelser. Den endelige forwardrente er derfor en erstatning for den meget langsigtede risikofrie rente i nominelle værdier, der er egnet til pensionsfonde. I betragtning af varigheden af de nukleare forpligtelser og det forhold, at der betales en indledende præmie til dækning af disse forpligtelser uden forventning om yderligere bidrag (i modsætning til pensionsfonde), er det imidlertid ikke nødvendigvis relevant for den foreliggende sag.

([100]) I det universelle registreringsdokument fra 2023 (s. 354) bemærker EDF, at den forventede forrentning af denne portefølje i de næste 20 år er højere end den sats på 4,5 %, som EDF anvender til diskontering af sine nukleare forpligtelser, hvilket er 1,5 procentpoint højere end den diskonteringssats, som Belgien har anvendt.

3.3.2.3.2. Risikopræmie

(195) Som forklaret i betragtning 153 i åbningsafgørelsen anførte Belgien, at der til grundbeløbet på 9 815 mio. EUR er blevet tilføjet en betydelig yderligere risikopræmie på 5 185 mio. EUR for at dække den resterende usikkerhed. Som anført i betragtning 154 i åbningsafgørelsen er risikopræmien baseret på et teknisk notat fra ONDRAF/NIRAS ([101]), som indeholder en analyse af de usikkerheder og risici, der er forbundet med overførslen af det finansielle ansvar for håndteringen af radioaktivt affald og brugt brændsel fra de syv belgiske atomkraftværker til den belgiske stat (se fodnote 80 i åbningsafgørelsen). Som anført i betragtning 156 i åbningsafgørelsen gør Belgien gældende, at risikopræmien på 52,83 % er passende og højere end den risikopræmie på 35,47 %, der blev anvendt i den tyske sag (SA.45296 (se fodnote 101)).

(196) Ud over præciseringerne vedrørende risikopræmien i betragtning 154 i åbningsafgørelsen har Belgien under den formelle undersøgelse præciseret nærmere, hvordan risikopræmien blev beregnet på grundlag af ONDRAF/NIRAS' tekniske notat. Tabel 15 viser de detaljerede præciseringer og sammensætningen af risikopræmien, som førte til beløb på henholdsvis 5 033 mio. EUR og 5 133 mio. EUR som nedre og øvre grænse. Som led i forhandlingerne om aftalen om affaldsloftet er risikopræmien blevet fastsat til et lidt højere beløb på 5 185 mio. EUR for at nå frem til en engangsbetaling på 15 mia. EUR (se Tabel 13).

Tabel 15

Detaljeret sammensætning og beregning af risikopræmien

Risikopræmiens komponenter (beløb i mio. EUR)	Kat. A	Kat. B	Kat. C	Beskrivelse
Modtagelse af kategori A-affald	900			Alt affald, der er i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier for kategori A, kan overføres som kategori A-affald til den belgiske stat og vil sandsynligvis blive oplagret i en kategori A-oplagringsfacilitet. Men for at dække risikoen for, at en del af dette affald ikke kunne bringes i overensstemmelse kriterierne for kategori A, fulgte den belgiske stat ONDRAF/NIRAS' anbefaling om at tage behørigt hensyn til denne risiko, der oprindeligt ikke var medtaget i de nukleare bestemmelser fra 2022, som indebærer en række trin såsom efterbehandling af affaldet, yderligere forskning og udvikling, ændring af de konstruerede barrierer for overfladelagring for at tilpasse oplagringen til de særlige karakteristika ved problematisk affald og ændring af affald for at klargøre det til oplagring. Denne del af risikopræmien hænger sammen med beløbet for risikopræmiens komponent »Lovgivningsmæssig risiko — overførsel kat. A -> kat. B«.
Risici i forbindelse med oplagringsfaciliteter	500			Forskel mellem referencescenariet og det beløb, der tager højde for resterende risici og usikkerheder.
Lovgivningsmæssig risiko — overførsel kat. A -> kat. B	500	-500		Affald, der er i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier for kategori A, kan overføres som kategori A-affald til den belgiske stat BeGoV til bortskaffelse i et kategori A-anlæg til oplagring af affald. Men for at dække risikoen for, at en del af dette affald ikke er i overensstemmelse kriterierne for kategori A og skal bortskaffes i det geologiske deponeringsanlæg, omfatter risikopræmien for kategori A en komponent til dækning af denne risiko. Det går hånd i hånd med risikopræmiebeløbet for »Modtagelse af kategori A-affald«.
Oplagringsfacilitet til brugt brændsel (tørt scenario i stedet for DE-bygningen)			-367	For at mindske risikoen for overførsel af brugt brændsel til den belgiske stat i udtjente anlæg skal Electrabel erstatte »DE-bygningen« (dvs. oplagringsfaciliteten til brugt brændsel i Tihange) og overføre affaldet i en stabil form. Den tilsvarende bestemmelse om udskiftning af DE-bygningen, herunder bestemmelserne om drift indtil 2050 og efterfølgende dekommissionering, kan derfor udelukkes fra overførslen til den belgiske stat.
Lagerbygning til kategori B-affald		-100		TSC-lagerbygningen er blevet udelukket fra affaldsloftet på grund af usikkerhed med hensyn til designkravene. Omkostningerne til denne bygning var endnu ikke medtaget i de nukleare hensættelser for 2022.
Kombinerede omkostningsoverskridelser og det alternative 600 m-scenario (kat. B- og kat. C-affald)				ONDRAF/NIRAS' vurdering af de risici, der er forbundet med et alternativt 600 m-scenario, var baseret på en ekspertvurdering [x1.21] og var ikke baseret på en sandsynlighedsbaseret model. Den belgiske stat anvendte derfor ekspertvurderingen til at tage hensyn til både 70-percentilsandsynligheden (»P70«) og omkostningsoverskridelserne i forbindelse med det alternative 600 m-scenario, for hvilket der ikke forelå en P70-beregning, til at fastlægge et P70-omkostningsscenario og diskontere det med 3 % (idet den anerkendte, at 400 m-scenariet blev godkendt af ONDRAF/NIRAS og CPN/CNV, og anerkendte, at omkostningssandsynlighedsfordelingen i det alternative 600 m-scenario er ukendt, og at begge institutioner anså dette scenario for at være »meget usandsynligt«). Dette førte til et skøn over den øvre og nedre grænse for risikopræmien. Dette beløb omfatter en hensættelse på 10 % til F&U.
nedre grænse		4100		
øvre grænse		4200		
Samlet risikopræmie				
nedre grænse	**5033**			
øvre grænse	**5133**			

Kilde: De belgiske myndigheders svar på Kommissionens anmodning om oplysninger af 1. oktober 2024

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

(197) Belgien gør gældende, at udtalelsen fra ONDRAF/NIRAS i det tekniske notat indeholder et katalog over risici i forbindelse med overførslen af nukleare forpligtelser til den belgiske stat, som med bistand fra ONDRAF/NIRAS' eksperter blev føjet til sagsakterne fra 2022 for at vurdere den minimumsrisikopræmie, der kræves for at dække alle kendte risici. Belgien gør derfor gældende, at risikopræmien i aftalen om affaldsloftet har til formål at dække alle de meget usandsynlige risici, der er angivet i notatet fra ONDRAF/NIRAS, og yderligere risici, der blev afdækket under forhandlingerne, og som var afledt af interaktioner med Electrabel og eksperternes udtalelser. Endelig minder Belgien om, at eksperter fra ONDRAF/NIRAS var involveret i forhandlingerne om aftalen om affaldsloftet for at bistå den belgiske regering med hensyn til, hvordan der skal tages hensyn til deres anbefalinger i deres tekniske notat fra marts 2023.

3.3.2.4. Dekommissionerings- og demonteringsforpligtelser

(198) Som nævnt i betragtning 163 i åbningsafgørelsen er den nukleare operatør i modsætning til de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel fortsat eneansvarlig for dekommissioneringen og demonteringen af alle atomkraftværker (hvorved de bidragende virksomheder bidrager finansielt til dekommissionerings- og demonteringsomkostningerne). Dekommissionerings- og demonteringsforpligtelserne er således »ubegrænsede«.

(199) Som led i transaktionen påtog den belgiske stat sig imidlertid det finansielle ansvar for de »yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet« eller »negative synergier ved dekommissionering«. De to vigtigste kategorier, der tages i betragtning, er stigningerne i omkostningerne efter driftsfasen (drifts- og projektomkostninger) og i dekommissionerings- og demonteringsomkostninger, der skyldes LTO-projektet (drifts-, projekt- og investeringsomkostninger). Eksempler på, hvad disse negative synergier ved dekommissionering konkret består af, findes i fodnote 85 og 86 i åbningsafgørelsen. Det endelige beløb for »negative synergier ved dekommissionering« er resultatet af evalueringen af virkningen af LTO-projektet og dækker ikke driftsomkostninger i forbindelse med den daglige ledelse eller sædvanlige aktiviteter. Det endelige beløb for »negative synergier ved dekommissionering« er resultatet af evalueringen af LTO-projektets indvirkning på forskellige omkostningsunderkategorier, da skiftet i form af dekommissioneringen af to reaktorer påvirker planlægningen, tilrettelæggelsen, timingen og behovet for visse investeringer på et givet tidspunkt ([102]). Hverken BE-NUC eller den belgiske stat bærer noget andet ansvar for dekommissioneringsforpligtelser.

(200) Som forklaret i betragtning 168 i åbningsafgørelsen fik CPN/CNV til opgave at træffe afgørelsen, da der var uenighed mellem Electrabel og den belgiske stat om omfanget af negative synergier ved dekommissionering, og det endelige beløb var endnu ikke kendt på tidspunktet for åbningsafgørelsen. Den 24. juni 2024 godkendte CPN/CNV beløbet på [100-500] mio. EUR (i nominelle værdier), og den 16. oktober 2024 meddelte CPN/CNV Belgien og Engie, at det endelige beløb, der skulle betales, beløb sig til [100-500] mio. EUR ved udgangen af 2024 ([103]). Beløbet for negative synergier ved dekommissionering, som den belgiske regering skal betale, er et fast engangsbeløb, som ikke kan forhøjes, hvis de yderligere omkostninger er højere end forventet. Hvis LTO-projektet imidlertid ikke gennemføres som forventet, vil den belgiske stat få refunderet udgifterne.

(201) Belgien anfører, at affaldshandlen også omfatter en omfattende sikkerhedspakke for at sikre, at en økonomisk levedygtig nuklear operatør bærer »ubegrænsede nukleare forpligtelser«:

a) Stigningen i dekommissioneringsforpligtelserne (for LTO-enhederne og ikke-LTO-enhederne) som følge af LTO-projektet, som den belgiske stat fortsat er ansvarlig for, er en endelig engangsbetaling, som garanterer, at alle dekommissionerings- og demonteringsrisici forbliver hos den nukleare operatør (se betragtning 200).

b) De ubegrænsede nukleare forpligtelser er fortsat underlagt CPN/CNV's tilsyn på samme måde som før affaldshandlen (dvs. treårlig revision af dekommissioneringsomkostninger, investeringer osv.).

([102]) Belgien anfører, at LTO-projektets indvirkning på det eksisterende dekommissioneringsprogram kan være negativ (negativ synergi) eller positiv (synergi). Det samlede beløb er beregnet som negativt (negativ synergi), selv om der også blev taget hensyn til positive virkninger.

([103]) Hvis transaktionen afsluttes på et senere tidspunkt end den 31. december 2024, forhøjes beløbet med [0-0,500] mio. EUR pr. måned for at tage højde for den tilsvarende stigning på [0-5] % på årsbasis.

c) Der træffes bl.a. følgende foranstaltninger for at sikre den nukleare operatørs økonomiske levedygtighed:

— en fast afgrænsning af de aktiver, der forbliver i Electrabel (se betragtning 181)

— nedsatte tærskler for de kapitalistiske beslutninger, der skal godkendes af CPN/CNV (se betragtning 175 i åbningsafgørelsen)

— betingelser for koncerninterne lån

— moderselskabsgaranti (se betragtning 57 og 174 i åbningsafgørelsen)

— udvidede oplysningsforpligtelser.

3.3.2.5. Affaldsaftalens indvirkning på de finansielle foranstaltninger under komponent 1

(202) Belgien anfører, at affaldshandlen kan vurderes særskilt fra foranstaltningens øvrige dele.

(203) For det første gør Belgien gældende, at affaldshandlen ikke kun vedrører LTO-enhederne, men alle syv atomreaktorer i Belgien. De nukleare hensættelser, som de begrænsede beløb er baseret på, tager hensyn til alle nukleare hensættelser, der skal foretages indtil de oprindelige lovbestemte slutdatoer for de syv atomreaktorer (se Tabel 1).

(204) For det andet vil omkostningerne i forbindelse med driftsaffald og brugt brændsel, der produceres af LTO-enhederne i LTO-perioden, som nævnt i betragtning 170 i åbningsafgørelsen blive betalt af medejerne af LTO-enhederne (BE-NUC og Luminus), hvilket omfatter omkostningerne til at bringe driftsaffaldet i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier og et mængdejusteringsgebyr for disse yderligere mængder. Electrabel og de bidragende selskaber vil fastsætte bestemmelser for radioaktivt driftsaffald i overensstemmelse med de gældende regnskabsregler. Disse ekstraomkostninger afspejles i den aftalte finansielle model, som de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1 i LTO-projektet er baseret på, og der tages derfor hensyn til dem i forbindelse med kalibreringen af delforanstaltningerne under komponent 1.

(205) For det tredje er den nukleare operatør fortsat ansvarlig for dekommissioneringen og demonteringen af alle syv atomreaktorer i Belgien. Disse omkostninger afspejles hverken i affaldshandlen eller i den aftalte finansielle model. Der er én undtagelse vedrørende stigningen i dekommissioneringsforpligtelserne (for LTO-enheder og ikke-LTO-enheder) som følge af LTO-projektet, for hvilket et fast engangsbeløb blev fastsat og godkendt af CPN/CNV, og som vil blive udbetalt som en engangsbetaling af de belgiske myndigheder. Beløbet for disse negative synergier er taget i betragtning i den aftalte finansielle model.

3.3.3. *Komponent 3: Retlig beskyttelse*

(206) Som anført i afsnit 3.5 i åbningsafgørelsen indeholder aftalen mellem den belgiske stat og Engie også bestemmelser om retlig beskyttelse, der definerer risikodelingen i tilfælde af visse fremtidige lovændringer. Phoenix-lovens kapitel 4 udgør retsgrundlaget for at beskytte Engie mod visse lovændringer. Forholdet mellem parterne vedrørende skadesløsholdelse i tilfælde af de pågældende lovændringer vil dog udelukkende være underlagt bestemmelserne i gennemførelsesaftalen.

(207) Disse bestemmelser, der er indgået med Engie og Electrabel, fastsætter, at hvis den belgiske forbundsregering eller det belgiske forbundsparlament vedtager nye bestemmelser, der specifikt vedrører nukleare operatører i Belgien eller Electrabels nukleare aktiviteter, og som har en negativ indvirkning på transaktionens væsentlige vilkår, vil den belgiske stat holde Engie (eller et af de berørte selskaber i Engie-koncernen) skadesløs for de direkte tab, det faktisk pådrager sig som følge heraf. Dette omfatter også de betalinger, Engie skal foretage til Luminus i forbindelse med denne erstatning. I overensstemmelse med belgisk lovgivning skal fordringshaveren dokumentere sin fordring, og erstatningens størrelse fastsættes af en domstol eller ved en voldgiftsprocedure. Belgiske domstole er kompetente, men der er en gensidig mulighed for UNCITRAL-voldgift.

(208) Denne bestemmelse finder ikke anvendelse, hvis lovændringen følger af gennemførelsen af europæisk eller international ret, medmindre den belgiske forbundsregering eller det belgiske forbundsparlament har tilskyndet eller aktivt fremmet eksistensen og indholdet af en sådan lovgivning på et andet niveau (internationalt, overnationalt, europæisk regionalt, kommunalt osv.) eller har tilskyndet eller aktivt fremmet en retsafgørelse.

(209) Som anført i betragtning 180 i åbningsafgørelsen anfører Belgien, at Kommissionens afgørelsespraksis tyder på, at beskyttelse mod lovændringer kan udgøre statsstøtte. Belgien har i denne forbindelse henvist til Kommissionens afgørelse om forlængelse af levetiden for tre andre atomreaktorer i Belgien, hvori Kommissionen undersøgte klausulerne om skadesløsholdelse i de aftaler, der var indgået mellem den belgiske stat og ejerne af atomkraftværker. Belgien konkluderer derfor, at aftalen om retlig beskyttelse mellem den belgiske stat og Engie kan indebære, at Engie indrømmes en selektiv økonomisk fordel.

3.3.4. *Alternative finansieringsmuligheder*

(210) Belgien anfører, at forlængelsen af levetiden for de to atomreaktorer kræver en særlig støttepakke på grund af den særlige økonomiske situation og atomenergiens særlige risikoprofil.

(211) Som bemærket i betragtning 22 i åbningsafgørelsen traf Electrabel ingen bestemmelser om LTO, da alle de belgiske nukleare aktiver frem til marts 2022 efter planen skulle lukkes senest i 2025 efter lov om nuklear udfasning. Efter beslutningen om forlængelse af levetiden for Doel 4 og Tihange 3 var der et presserende behov for at renovere LTO-enhederne. I betragtning af den stramme tidsplan og de øgede omkostninger til brændsel og andre nødvendige dele i de seneste år er usikkerheden med hensyn til investeringsomkostningerne ved LTO-projektet betydelig.

(212) De belgiske myndigheder undersøgte alternative støttemekanismer såsom den nukleare teknologi i den belgiske kapacitetsmekanisme, en fast feed-in-præmie, en envejsdifferencekontrakt eller en RAB-model.

(213) Ifølge de belgiske myndigheder blev disse alternativer i betragtning af de markedssvigt, der er nævnt i afsnit 3.1, anset for mindre egnede til at støtte LTO-projektet af følgende årsager:

a) Det potentielle finansieringsbehov og den specifikke risikoprofil for LTO-enhederne kan ikke afhjælpes tilstrækkeligt gennem deltagelse i kapacitetsmekanismen, da: i) kapacitetsmekanismen består af en konkurrencepræget proces med årlige auktioner, som pr. definition har et usikkert resultat for deltagerne, hvilket er uforeneligt med Belgiens valg om at have atomkraft som en del af sit energimiks, ii) vederlaget gennem kapacitetsmekanismens auktioner er uforeneligt med tidsplanen for forlængelsen af levetiden, hvor investeringerne skal påbegyndes så hurtigt som muligt, for at LTO-enhederne kan være tilgængelige igen senest i november 2025, og iii) kapacitetsmekanismen kun løser investeringsprojektets finansieringsbehov uden at afhjælpe de specifikke risici, som den nukleare operatør er udsat for.

b) En fast feed-in-præmie vil betale det samme beløb for hver elektricitetsenhed (uanset engrosprisniveauet), hvilket vil føre til potentiel over- eller underkompensation og pålægge operatøren en uforholdsmæssig stor resterende markedsrisiko.

c) En envejsdifferencekontrakt vil ikke kræve, at producenterne tilbagebetaler markedsindtægter ud over strikeprisen, hvilket giver mulighed for potentiel overkompensation.

d) En RAB-model for nukleare enheder er bedre egnet til nye investeringer i nuklear kapacitet for at mindske risikoen i anlægsperioden og store kapitaludgifter.

(214) Belgien anfører, at tovejsdifferencekontrakten i kombination med de andre delforanstaltninger i støttepakken yder den nødvendige støtte til lavere omkostninger for forbrugerne sammenlignet med alternative aflønningsstøttemekanismer.

3.4. **Støttemodtagere**

(215) Som anført i betragtning 181 i åbningsafgørelsen er de endelige modtagere af den anmeldte foranstaltning i) Engie som moderselskab for Electrabel, som er den eneste operatør og medejer af LTO-enhederne (89,807 %) og som direkte part i den gennemførelsesaftale, der er indgået med den belgiske regering, og ii) EDF S.A. (»EDF«), som det endelige moderselskab for Luminus, som er medejer af LTO-enhederne (10,193 %) og en del af de bidragende selskaber og som moderselskab for EDF Belgium som en del af de bidragende selskaber. Kommissionen har ikke fundet nogen grunde til at ændre sin vurdering af de vigtigste støttemodtagere under den formelle undersøgelsesprocedure.

(216) Kommissionen er imidlertid enig med Belgien med hensyn til, hvem støttemodtagerne under foranstaltningens komponent 1 er. Belgien fremførte navnlig i sine bemærkninger til åbningsafgørelsen, at BE-NUC (joint venture-selskabet mellem den belgiske stat og Electrabel) og Luminus snarere end Electrabel og Luminus er de direkte modtagere af differencekontrakten, SDC-lånene, MOCP og driftskapitalfaciliteten. Electrabel kan som aktionær i BE-NUC og nuværende medejer af LTO-enhederne ikke desto mindre betragtes som en vigtig modtager af disse delforanstaltninger under komponent 1. Med hensyn til de øvrige delforanstaltninger under komponent 1, som yder støtte til drift og vedligeholdelse af LTO-enhederne, er Electrabel en direkte støttemodtager som nuklear operatør og aktionær i BE-NUC sammen med den belgiske stat, mens Luminus er en indirekte støttemodtager som medejer af LTO-enhederne. I henhold til punkt 115 og 116 i Kommissionens meddelelse om begrebet statsstøtte kan der også gives en fordel til andre virksomheder end dem, hvortil statsmidler overføres direkte (indirekte fordel). Luminus drager fordel af kombinationen af delforanstaltninger under komponent 1 i form af reduktionen af de operationelle risici og insolvensrisici, de indebærer for LTO-projektet, uden selv at være direkte involveret i disse delforanstaltninger. Luminus kan derfor anses for at opnå en indirekte fordel ved disse delforanstaltninger. Denne indirekte fordel gælder ikke for aftalen om energiforvaltningstjenester, da Luminus ejer sin andel af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne, og vil forvalte salget af elektriciteten uafhængigt, eller for den administrationsaftale, der skal indgås mellem Electrabel og BE-NUC.

(217) Med hensyn til komponent 2 i den anmeldte foranstaltning er overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel og aftalen om dekommissioneringsforpligtelser til fordel for den nukleare operatør, Electrabel, samt Luminus og EDF Belgium i deres rolle som bidragende virksomheder, som sammen med den nukleare operatør er økonomisk ansvarlige for forpligtelserne vedrørende nukleart affald og dekommissioneringsforpligtelserne.

(218) Med hensyn til komponent 3 i den anmeldte foranstaltning betyder den retlige beskyttelse, at ensidige foranstaltninger, der vedtages af den belgiske stat, og som specifikt berører eller finder anvendelse på operatørerne af nukleare anlæg i Belgien, og som ændrer de væsentlige vilkår for transaktionen negativt, vil give ret til erstatning. De direkte støttemodtagere er derfor Engie som moderselskab for Electrabel, der driver (og er medejer) af atomreaktorerne i Belgien, og BE-NUC. På samme måde som for nogle af delforanstaltningerne under komponent 1 gives der en indirekte fordel til Luminus, som også vil blive skadesløsholdt i tilfælde af retlige ændringer, der påvirker LTO-projektet, selv om Luminus ikke er direkte involveret i de retlige beskyttelsesforanstaltninger under komponent 3 (se afsnit 3.3.3). Luminus er derfor en indirekte støttemodtager under foranstaltningens komponent 3.

3.5. **Retsgrundlag og gennemsigtighed**

(219) Som forklaret i afsnit 3.7 i åbningsafgørelsen kræver LTO-projektet en række lovgivningsmæssige ændringer, der er sammenfattet i dette afsnit.

3.5.1. *Ændring af lov om nuklear udfasning*

(220) Den gradvise udfasning af elproduktion ved hjælp af atomkraft har været i gang i Belgien siden 2003 i medfør af lov om nuklear udfasning, som allerede er blevet ændret tre gange for at gøre det muligt at forlænge levetiden for Tihange 1, Doel 1 og Doel 2.

(221) Den tiårige levetidsforlængelse for Doel 4 og Tihange 3 kræver endnu en ændring af lov om nuklear udfasning. Ændringerne er gennemført ved »lov om ændring af loven om nuklear udfasning«, der blev godkendt af parlamentet på plenarmødet den 18. april 2024, undertegnet af kongen den 26. april 2024 og offentliggjort i Belgiens statstidende den 5. juni 2024.

(222) I overensstemmelse med Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2011/92/EU ([104]), Rådets direktiv 92/43/EØF ([105]) og Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/147/EF ([106]) gør Belgien gældende, at en miljøkonsekvensvurdering med grænseoverskridende høringer ([107]) er påkrævet og blevet udført.

3.5.2. *»Phoenix-loven«*

(223) De forskellige elementer i LTO-projektet gennemføres ved hjælp af en særskilt »lov om sikring af forsyningssikkerheden i energisektoren og reform af atomenergisektoren«, også kaldet »Phoenix-loven«. En detaljeret beskrivelse af de forskellige kapitler i Phoenix-loven findes i betragtning 191 i åbningsafgørelsen. Phoenix-loven blev godkendt af parlamentet på plenarmødet den 18. april 2024 og stadfæstet af kongen den 26. april 2024. Den blev kundgjort i Belgiens statstidende den 5. juni 2024.

3.5.3. *Love om den belgiske forvaltningsstruktur*

(224) Som anført i betragtning 193 i åbningsafgørelsen oprettede den belgiske stat to nye offentlige enheder, der skal påtage sig visse ansvarsområder i forbindelse med LTO-projektet:

a) »BE-WATT«: en selvstændig tjeneste med regnskabsmæssig uafhængighed, der blev oprettet med BE-WATT-loven og blev den belgiske regerings aktionær i BE-NUC og modpart i aflønningsaftalen

b) »Hedera«: en ny offentlig sui generis-institution med status som juridisk person, der blev oprettet med »Hedera-loven«, og som overtog det finansielle ansvar for de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel og forvaltede de begrænsede beløb.

(225) BE-WATT-loven og Hedera-loven blev godkendt af parlamentet på plenarmødet den 18. april 2024 og undertegnet af kongen den 26. april 2024. De blev offentliggjort i Belgiens statstidende den 5. juni 2024.

3.5.4. *Kongelige dekreter*

(226) For det første regulerer godkendelserne i henhold det kongelige dekret godkendelsen af anlæg, der konditionerer nukleart affald. Dette kongelige dekret er blevet ændret for at tillade godkendelse af konditioneringsanlæg, der konditionerer nukleart affald i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier. Der vil blive indført en særskilt kategori for godkendelser til konditioneringsanlæg, der er i overensstemmelse med kontraktlige overførselskriterier. Den blev vedtaget den 11. juli 2024 og offentliggjort i Belgiens statstidende den 15. juli 2024.

(227) For det andet fastsætter det kongelige dekret om kontraktlige overførselskriterier kriterierne for kontraktlig overførsel og kategoriseringen af affaldspakken samt den måde, hvorpå de anvender mængdekreditten. Den blev vedtaget den 11. juli 2024 og offentliggjort i Belgiens statstidende den 15. juli 2024.

3.6. **Budget og finansiering**

(228) Belgien vil finansiere det samlede finansieringsbehov for LTO-projektet via det almindelige statsbudget, herunder de potentielle tilbagebetalinger fra tovejsdifferencekontrakten.

([104]) Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2011/92/EU af 13. december 2011 om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet (EUT L 26 af 28.1.2012, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Rådets direktiv 92/43/EØF af 21. maj 1992 om bevaring af naturtyper samt vilde dyr og planter a (EUT L 206 af 22.7.1992, s. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/147/EF af 30. november 2009 om beskyttelse af vilde fugle (EUT L 20 af 26.1.2010, s. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Yderligere oplysninger om disse grænseoverskridende anmeldelser til andre EU-medlemsstater i overensstemmelse med VVM-direktivets artikel 7 (herunder alle modtagne reaktioner) findes på den særlige side på føderale myndighed for økonomis websted.

(229) Som anført i betragtning 200 i åbningsafgørelsen anslår Belgien, at kapitaludgifterne ved LTO-projektet beløber sig til [2-2,5] mia. EUR, og at de samlede driftsomkostninger i løbet af levetiden er på [7 000-8 000] mio. EUR.

(230) Nettovirkningen på den belgiske stats budget er dobbelt: for det første gennem kapitaltilførslen på 24,7 mio. EUR til joint venture-selskabet og for det andet gennem nettoomkostningerne ved de foranstaltninger, som modparten i aflønningsaftalen skal betale. Belgien anfører, at de forventede budgetudgifter ikke kun afhænger af omkostningsfremskrivninger, men også af fremskrivninger af energimarkedspriser/-indtægter, fordi LTO-projektet vil blive finansieret af en kombination af markedsindtægter, differencebetalinger i henhold til differencekontrakten, minimumsbeløb for OPEX- og kapitalbetalinger samt SDC-lån.

(231) Ifølge basisscenariet i den aftalte finansielle model vil modparten i aflønningsaftalen i projektets løbetid modtage et samlet nominelt nettobeløb på [0-500] mio. EUR.

(232) Hvis elpriserne imidlertid udvikler sig ifølge en lavere fremskrivning, vil omkostningerne ved foranstaltningen for den belgiske regering stige med [4 000-4 500] mio. EUR som følge af højere differencebetalinger. I tilfælde af en uventet hændelse, hvor begge atomkraftværker ikke ville være til rådighed, ville modparten i aflønningsaftalen også skulle yde yderligere støtte på [500-1 000] mio. EUR pr. år, hvor de ikke var til rådighed. I et negativt scenario med lave elpriser og en 12-måneders utilgængelighedshændelse ville modparten i aflønningsaftalen skulle stille et samlet (nominelt) nettobeløb på [4 000-4 500] mio. EUR til rådighed i projektets levetid, hvilket vil sige, at budgettet for foranstaltningen ville ligge tæt på [40-50] % af de samlede kapital- og driftsomkostninger.

3.7. **Kumulering**

(233) Belgien bekræfter, at foranstaltningen ikke kan kumuleres med anden støtte, der er modtaget til dækning af de samme omkostninger, som skal afholdes i forbindelse med LTO-projektet. Belgien anfører, at ingen andre midler end statsbudgettet forventes at blive anvendt til finansieringen af LTO-projektet, og bekræfter, at ingen EU-midler vil blive anvendt.

3.8. **Begrundelse for at indlede den officielle undersøgelsesprocedure**

(234) Kommissionen traf afgørelsen om åbning af proceduren den 22. juli 2024. Kommissionen nåede frem til den foreløbige konklusion, at foranstaltningen udgør statsstøtte, og rejste tvivl om dens forenelighed med det indre marked i henhold til artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF. I åbningsafgørelsen rejste Kommissionen tvivl om støttens nødvendighed, egnethed og proportionalitet, om dens overensstemmelse med EU-retten og om potentielle unødige konkurrence- og handelsforvridninger.

(235) For det første rejste Kommissionen med hensyn til støttens nødvendighed tvivl om de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1. Selv om Kommissionen erkender, at der kan være behov for, at den nukleare operatør og ejerne af atomreaktorerne har en stabil indtægtskilde i betragtning af usikkerheden i forbindelse med den fremtidige elmarkedspris, satte Kommissionen spørgsmålstegn ved, om de yderligere finansielle støtteforanstaltninger ud over tovejsdifferencekontrakten er nødvendige. Kommissionen nærede navnlig tvivl med hensyn til oprettelsen af et joint venture, som den belgiske regering vil være aktionær i, minimumsbeløbet for OPEX- og kapitalbetalingen samt SDC-lånene.

(236) For det andet rejste Kommissionen med hensyn til støttens egnethed igen tvivl om de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1. Kommissionen ønskede yderligere at undersøge udformningen af den tovejsdifferencekontrakt, som Belgien havde foreslået, da den syntes at mangle passende incitamenter til at reagere på markedsforholdene og planlægge vedligeholdelsen på den mest effektive måde (herunder anvendelsen af day-ahead-markedsprisen, der anvendes som referencemarkedspris i differencekontrakten). Desuden satte Kommissionen spørgsmålstegn ved, om kombinationen af aflønningsforanstaltninger ikke fritager støttemodtagerne for en for stor andel af markeds- og driftsrisiciene.

(237) For det tredje rejste Kommissionen med hensyn til støttens proportionalitet tvivl om proportionaliteten af flere af de finansielle aflønningsforanstaltninger (herunder SDC-lånene og MOCP). Disse foranstaltninger kombineres med en differencekontrakt, og de forventes i sagens natur at nå målet for afkast på 7 %, hvilket kun kan vurderes i forhold til selve foranstaltningerne og den risikoreduktion, de indebærer. Kommissionen fandt derfor, at den på tidspunktet for åbningsafgørelsen ikke kunne vurdere proportionaliteten af dette mål for afkast i abstrakt forstand og konkluderede, at proportionalitetsvurderingen først kan følge efter vurderingen af foranstaltningernes egnethed. Desuden var Kommissionen i tvivl om fastsættelsen af det faste beløb på 15 mia. EUR for overførslen af forpligtelserne vedrørende nukleart affald og brugt brændsel (navnlig den anvendte diskonteringssats og risikopræmiens størrelse) samt størrelsen af de yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet (som endnu ikke var kendt på tidspunktet for åbningsafgørelsen).

(238) Endelig satte Kommissionen spørgsmålstegn ved, om en uhensigtsmæssig udformning af differencekontrakten og kumulering af alle finansielle støtteforanstaltninger ikke kunne føre til urimelige markedsfordrejninger. Desuden havde Kommissionen brug for yderligere sikkerhed med hensyn til identiteten og uafhængigheden af den enhed, der sælger LTO-enhedernes produktion på markedet under aftalen om energiforvaltningstjenester.

4. **BELGIENS HOLDNING**

(239) Belgien fremsendte sit svar på åbningsafgørelsen den 22. august 2024. Belgien fremlagde yderligere uafhængige analyser udarbejdet af Compass Lexecon om differencekontraktens udformning, SDC-lånene og MOCP (leveret den 22. august) samt om affaldsloftet (leveret den 30. august 2024) som reaktion på Kommissionens tvivl i åbningsafgørelsen om nødvendigheden, egnetheden og proportionaliteten af pakken af finansielle støtteforanstaltninger (støtteforanstaltningens komponent 1), om affaldshandlens proportionalitet (støtteforanstaltningens komponent 2), om differencekontraktens udformnings overensstemmelse med EU-retten og om potentielle unødige konkurrence- og handelsforvridninger.

(240) I Belgiens svar på åbningsafgørelsen drøftes den oprindelige foranstaltning (LTO-projektet) som beskrevet i åbningsafgørelsen. Den nuværende foranstaltning omfatter ændringer (indført for at afhjælpe den tvivl, som Kommissionen rejste i sin åbningsafgørelse) i forhold til den oprindelige foranstaltning og er nærmere beskrevet i afsnit 3 i denne afgørelse.

(241) De argumenter, som Belgien har fremført, er beskrevet nærmere nedenfor.

4.1. **Belgiens holdning til pakken af finansielle foranstaltninger (komponent 1)**

4.1.1. *Egnetheden af differencekontraktens udformning*

(242) Belgien var enig med Kommissionen i, at fremme af markedskonforme incitamenter og minimering af potentielle unødige forvridninger er afgørende i udformningen af støttemekanismer.

(243) Ifølge Belgien, hvilket understøttes af en uafhængig supplerende økonomisk analyse udarbejdet af Compass Lexecon ([108]), ligger de tekniske, lovgivningsmæssige og økonomiske begrænsninger for LTO-enhederne (se også afsnit 2.1) til grund for gennemførligheden og egnetheden af differencekontraktens udformning. Belgien gjorde navnlig gældende, at økonomiske incitamenter for den nukleare operatør til at reagere på markedsforhold i situationer, hvor evnen til at reagere er begrænset, kan fordele risici på en mindre optimal måde og øge usikkerheden om fremtidige indtægter uden nogen mulighed for at afbøde det. Derfor kan højere risici for støttemodtageren, som ikke kan afhjælpes gennem driftsafgifter, give sig udslag i en forringet risiko-/afkastprofil for ordningens investeringsmæssige og økonomiske ubalance (f.eks. krav om et højere mål for internt afkast). Den deraf følgende forventede indvirkning på støtteomkostningerne skal derfor afbalanceres med omkostningerne for modparten i aflønningsaftalen ved direkte at påtage sig denne risiko.

([108]) Compass Lexecon, »Memo CfD Design«, 22. august 2024.

(244) Belgien gør endvidere gældende, at den kommercielle drift af LTO-enhederne og de tilsvarende budbeslutninger er det økonomiske benchmark for en udformning af differencekontrakten, der opretholder en markedskonform adfærd.

(245) I den foreliggende sag minder Belgien om, at forskellige tekniske og driftsmæssige begrænsninger i høj grad begrænser mulighederne for at ændre vedligeholdelsesplanen og modulere og dermed potentialet for værdiskabelse i forbindelse med øgede økonomiske incitamenter:

a) LTO-enhederne står over for driftsmæssige begrænsninger for at sikre forsyningssikkerheden i vinterperioderne samt tekniske og retlige krav om at (om)planlægge afbrydelser.

b) Det tekniske design af LTO-enhederne er optimeret til drift som grundlastanlæg, hvilket har betydelige konsekvenser for sikkerhedsreguleringen og begrænser moduleringskapaciteten (f.eks. højst 30 modulationer pr. brændselscyklus med potentiel risiko for automatisk nedlukning).

c) Drifts- og moduleringsproblemerne og de dermed forbundne risici giver sig udslag i offeromkostninger for den nukleare operatør (f.eks. risiko for mistede indtægter i tilfælde af automatisk nedlukning, forspildte moduleringsmuligheder, fordi moduleringsloftet nås inden udgangen af cyklussen).

(246) Belgien har bemærket, at i betragtning af LTO-enhedernes drifts- og sikkerhedsmæssige begrænsninger vil visse alternative udformninger af differencekontrakten, der er beskrevet nedenfor, ikke fordele risici og tilskynde til markedskonform adfærd på en mere effektiv måde end den foreslåede udformning. Belgien har navnlig anført, at anvendelsen af langsigtede referencepriser og referencemængder i nogle tilfælde kan fremme effektive lastfordelings-/driftsbeslutninger, da det afkobler differencekontraktens betalinger fra den fastsatte markedspris. Dette er dog muligvis ikke hensigtsmæssigt i den foreliggende sag i betragtning af LTO-enhedernes driftsmæssige begrænsninger og det unikke tilgængelighedsmønster i perioden med LTO-arbejdet, som forklaret nedenfor:

a) For det første tager anvendelse af prisen på langsigtede produkter som den alternative markedsreferencepris (f.eks. futures, årlige day-ahead-gennemsnit) i stedet for day-ahead-markedsprisen ikke højde for det unikke tilgængelighedsmønster i perioden med LTO-arbejdet, da det kan indebære en betydelig risiko for mismatch mellem referenceprisen og de fastsatte priser, som ikke ville blive effektivt afdækket eller forvaltet af BE-NUC gennem driftsafgifter (se betragtning 98). Forskellige sammenhænge og driftsmæssige begrænsninger kan dog berettige alternative markedsreferencepriser.

b) For det andet kan beregningen af vederlaget på grundlag af en referencemængde snarere end den faktiske produktion medføre yderligere markedsrisici, som ikke ville blive effektivt afdækket eller forvaltet af BE-NUC. Igen kan det være hensigtsmæssigt at anvende referencemængder i forskellige sammenhænge og med forskellige teknologiske og driftsmæssige begrænsninger.

c) Som tidligere forklaret i betragtning 11 og 12 vil det forøgede værdiskabelsespotentiale, der er forbundet med øgede markedsincitamenter fra alternative udformninger af differencekontrakten, på grund af de strenge drifts- og moduleringskrav, der gælder for LTO-enhederne, samtidig være begrænset i forhold til den valgte udformning af differencekontrakten (se nedenfor).

(247) Ifølge Belgien havde den valgte udformning af differencekontrakten i kombination med dets særlige ordninger (MPRA og moduleringsordningen) til formål at afbalancere markedsrisikoeksponeringen med driftsmæssige incitamenter til støtte for både investeringer og markedseffektivitet på kort sigt. Det tilskynder til rettidige reaktioner på markedssignaler uden at forårsage unødvendig kompleksitet og er i overensstemmelse med de tekniske og lovgivningsmæssige begrænsninger for LTO-enhederne. Belgien henviste i denne forbindelse til:

a) MPRA, der giver et passende incitament til produktion i tider med høje markedspriser i betragtning af det (begrænsede) råderum til at tilpasse vedligeholdelsesplanerne

b) den moduleringsordning, der er udformet med henblik på i praksis at tage hensyn til LTO-enhedernes tekniske og lovgivningsmæssige begrænsninger og markedsbaserede operationer. Den faste modulationstærskel havde til formål at afbalancere de potentielle fordele ved modulering med de dermed forbundne offeromkostninger på grundlag af en enkel mekanisme.

(248) Af ovennævnte grunde konkluderede Belgien, at Kommissionens betænkeligheder med hensyn til egnetheden af differencekontraktens udformning i åbningsafgørelsen var ubegrundede.

(249) Under den formelle undersøgelse besluttede Belgien imidlertid at ændre differencekontraktens udformning og MPRA-mekanismen med henblik på at styrke markedskonforme incitamenter og tage højde for markedsudviklingen.

a) For det første besluttede Belgien at ændre differencekontraktens udformning ved at give energiforvaltningspartneren beslutningsmyndighed vedrørende økonomiske modulationer (og dermed fjerne moduleringsordningen i den oprindelige aftale) og ved at erstatte energiforvaltningspartnerens faste vederlag med en kombination af et fast og et variabelt vederlag, hvorved der gives incitamenter til at modulere på en dynamisk måde under hensyntagen til markedsudviklingen, samtidig med at der tages hensyn til de tekniske begrænsninger (og potentielle risici for automatisk nedlukning) for LTO-enhederne. Se afsnit 3.3.1.5.2 for en detaljeret beskrivelse af den ændrede aflønningsformel.

b) For det andet intensiverede Belgien MPRA-mekanismen, således at det forventede og realiserede interne afkast i højere grad følger de ændrede markedsvilkår. En detaljeret beskrivelse af denne ændring findes i afsnit 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Joint venture-selskabets struktur*

(250) Electrabel og den belgiske stat påtænker at oprette et 50/50-joint venture, som vil besidde de relevante aktiver, der gør det muligt at fortsætte driften af LTO-enhederne.

(251) Belgien anførte, at denne tilgang gør det muligt for den belgiske stat at kontrollere projektselskabet i fællesskab, da de to aktionærer indtræder i joint venture-selskabet på lige vilkår og som aktionærer med samme risikoniveau (svarende til almindelig aktionærrisiko og -finansiering) og afkast (navnlig udbytte). Det gør det også muligt for den belgiske stat at bevare en vis grad af ejerskab over kritisk infrastruktur.

4.1.3. *MOCP og SDC-lån*

(252) Belgien forklarede, at hvis BE-NUC's indtægter ikke er tilstrækkelige til at dække de omkostninger, der er nødvendige for driften af LTO-enhederne (drifts- og vedligeholdelsesaftalens omkostninger og andre kapitaludgifter forbundet med drift, brændsel og vedligeholdelse), er den belgiske stat som modpart i aflønningsaftalen forpligtet til at foretage en ekstra betaling til BE-NUC (og Luminus). BE-NUC skal i den forbindelse forelægge en årlig afstemningsrapport. Dette minimumsbeløb for OPEX-betalinger skal sikre tilstrækkelige likvide midler til at dække disse omkostninger for at sikre BE-NUC's langsigtede rentabilitet og solvens. Desuden vil modparten i aflønningsaftalen yde en kapitalbetaling, som består af en omkostningsbeskyttelse på 50 % af den investerede kapital i forhold til de amortiserede kapitalomkostninger ved forlængelsen af LTO-enhedernes levetid. Minimumsbeløbet for OPEX- og kapitalbetalinger kaldes MOCP og gælder fra LTO-genstartsdatoen og fremefter.

(253) Belgien forklarede, at det også vil stille trækningsfaciliteter til rådighed for både BE-NUC og Luminus med virkning fra den 1. juli 2025 med henblik på at finansiere drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne i visse nedlukningsperioder i henhold til aflønningsaftalens punkt 3.2(A) (»Indhentning af SDC-lån«). Den belgiske stat vil specifikt yde SDC-lån til en begrænset rentesats, som skal tilbagebetales i henhold til en bestemt tilbagebetalingsplan, i stedet for yderligere kapital til BE-NUC og Luminus til finansiering i to trancher:

a) omkostningerne under nedlukningen af atomkraftværkerne (1. juli 2025 for Doel 4 og 1. september 2025 for Tihange 3) og indtil LTO-genstartsdatoen og

b) omkostningerne under det planlagte LTO-arbejde i perioden fra LTO-genstartsdatoen til den 31. december 2028 (for at undgå tvivl skal eventuelle yderligere tab som følge af ikkeplanlagte afbrydelser dækkes af MOCP).

(254) Belgien forklarede, at MOCP tager højde for risici med stor indvirkning, der resulterer i tab i driftsfasen. Sammen med SDC-lånene i fasen før genstart er disse foranstaltninger afgørende for at sikre, at projektet genererer tilstrækkelige pengestrømme til at betale den nukleare operatør og opretholde den langsigtede driftsmæssige levedygtighed. Belgien gør gældende, at atomkraftværket uden disse foranstaltninger kan gå konkurs i tilfælde af langvarige afbrydelser eller lovgivningsmæssige (politiske) ændringer, der forårsager utilgængelighed.

(255) For yderligere at underbygge disse påstande fremsatte Belgien følgende bemærkninger understøttet af en uafhængig analyse udarbejdet af Compass Lexecon ([109]):

a) Kommercielle investeringer i nukleare aktiver er udsat for ukontrollable risici med stor indvirkning i forbindelse med regulering/politik og teknologi, hvilket kan påvirke kraftværkers tilgængelighed. Nukleare projekter har en overvejende fast omkostningsstruktur, hvilket gør deres finansielle resultater særligt følsomme over for perioder med manglende tilgængelighed. I modsætning til RAB-modellen er en difference-kontraktordning i sig selv ikke tilstrækkelig til at imødegå disse risici for manglende tilgængelighed med stor indvirkning, hvilket betyder, at der behov for en yderligere risikostyringsmekanisme.

b) MOCP er nødvendig for delvist at sikre mod scenarier, der indebærer betydelige tab, som kan bringe LTO-enhedernes økonomiske og finansielle levedygtighed (og solvens) i fare. SDC-lånene er nødvendige for at finansiere de faste driftsomkostninger, der er nødvendige for at opretholde LTO-enhederne, inden de genstartes, og under de planlagte LTO-udvidelser.

c) I betragtning af de belgiske og udenlandske atomkraftværkers historiske resultater er det ikke usandsynligt, at der vil opstå en betydelig utilgængelighed, som påvirker begge nukleare enheder i en væsentlig del af året. Fremadrettet forventes disse systemiske risici at blive intensiveret, efterhånden som Belgiens atomkraftværker bliver færre fra 2025 og fremefter. Desuden kan der være hyppigere og mindre alvorlige hændelser, der stadig vil føre til tab for LTO-projektet, hvilket yderligere begrunder behovet for MOCP-mekanismen.

(256) Belgien konkluderede derfor, at MOCP og SDC-lånene er egnede og forholdsmæssige:

a) MOCP beskytter ikke LTO-projektet mod alle driftsrisici, hvilket gør den egnet, da foranstaltningen blot er nødvendig for at afhjælpe væsentlige utilgængelighedshændelser og forhindre BE-NUC's konkurs. Andre driftsmæssige risici forbliver hos aktionærerne, hvilket fører til en lang række scenarier, hvor rentabiliteten reduceres, og projektets interne afkast på 7 % ikke opnås, selv med støtteforanstaltningen.

b) MOCP er forholdsmæssig, da den er begrænset til de ekstra betalinger, der er nødvendige for at undgå tab (minimumsbeløb for OPEX-betalinger), og i tilfælde af investeringstab (dvs. negativ intern rente for projektet), dækker den kun 50 % af egenkapitalbidragene (kapitalbetalinger). Med andre ord kan aktionærer selv med MOCP miste op til 50 % af deres investering.

c) SDC-lånet tilvejebringer likviditet i en form for finansiering, der er begrænset til indtægtsunderskuddet, således at støtten er egnet.

d) SDC-lånet er forholdsmæssigt, da det minimeres for at afbøde tab og indebærer en omkostning, idet det skal tilbagebetales med renter.

(257) Efter den formelle undersøgelsesprocedure besluttede Belgien at indføre et loft over de potentielle MOCP-betalinger på højst 2 mia. EUR ved at udøve sin opsigelsesret i henhold til aflønningsaftalen, medmindre en analyse foretaget af den belgiske stat viser, at en sådan opsigelse kan påvirke Belgiens forsyningssikkerhed negativt, og/eller at en opsigelse ikke ville være hensigtsmæssig ud fra et finansielt perspektiv. Se flere oplysninger i afsnit 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Aktionærlån og driftskapitalfacilitet*

(258) Ifølge Belgien indvilger den belgiske stat og Electrabel som aktionærer i at finansiere deres forholdsmæssige andel af BE-NUC's finansieringsbehov eller uventede finansieringsbehov (i det omfang disse vedrører omkostninger og udgifter, der ikke finansieres af andre mekanismer såsom BE-NUC-indtægter, differencebetalinger til BE-NUC under aflønningsaftalen, SDC-lånet osv., der sikrer, at omkostningerne ikke dækkes to gange).

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

(259) Belgien har forklaret, at Electrabel og den belgiske stat indgik individuelle og identiske aftaler om aktionærlånene med BE-NUC. Rentesatserne er ikke fastlagt, men i aftalerne om aktionærlån er det fastsat, at renten for hvert aktionærlån er en armslængdesats, der fastsættes af BE-NUC's bestyrelse i overensstemmelse med aktionæraftalen med henvisning til de gældende markedsrenter og eventuel sammenlignelig tredjepartsgældsfinansiering, som måtte være til rådighed på det relevante tidspunkt. Tilbagebetalingsbetingelserne og rentesatserne er identiske.

(260) Belgien har forklaret, at driftskapitalfaciliteten tjener til at finansiere behovet for driftskapital i forbindelse med driften af LTO-enhederne. BE-NUC vil kunne trække på faciliteten, hvis forskellen mellem virksomhedens indgående og udgående pengestrømme er mindre end de anslåede driftsudgifter for den kommende udgiftsperiode, der er fastsat i aflønningsaftalen. Driftskapitalfacilitetens størrelse skal mindst svare til de gennemsnitlige samlede anslåede driftsudgifter i en periode på tre måneder. Belgien præciserede, at driftskapitalfaciliteten faktisk fungerer ved at dække perioden frem til den årlige MOCP og er en revolverende kreditfacilitet, der vil blive tilbagebetalt årligt, hvis den udnyttes, af den MOCP, som den belgiske stat har stillet til rådighed.

(261) Belgien præciserede, at Electrabel vil foreslå en metode til Electrabels aktionærlån, der er beskrevet i et termsheet, og som skal meddeles BE-NUC's bestyrelse og derefter kopieres for det belgiske statslån samt for driftskapitalfaciliteten. Tilbagebetalingsbetingelserne og rentesatserne er identiske. Belgien anførte, at metoden stadig var under drøftelse og ville blive meddelt på et senere tidspunkt.

4.2. **Belgiens holdning til aftalen om energiforvaltningstjenester**

4.2.1. *Tildeling af aftalen om energiforvaltningstjenester gennem en konkurrencebaseret udbudsprocedure*

(262) Med hensyn til indkøb af energiforvaltningstjenester under aftalen om energiforvaltningstjenester fremførte Belgien, at disse tjenester indkøbes gennem en konkurrencepræget, gennemsigtig, ikkediskriminerende og ubetinget udbudsprocedure. Navnlig vil aftalen om energiforvaltningstjenester blive tildelt gennem et udbud med forhandling med forudgående offentliggørelse (artikel 120 i den belgiske lov om offentlige udbud af 17. juni 2016), som er en standardprocedure i forsyningssektoren. Belgien konkluderer derfor, at aftalen om energiforvaltningstjenester ikke giver energiforvalteren (energiforvaltningspartneren) en fordel, og at energiforvaltningspartneren ikke modtager statsstøtte.

(263) Belgien anførte, at selv om anvendelsen af udbudsdirektiverne allerede giver en række garantier i betragtning af betydningen af de udbudte tjenesteydelser og følsomheden ud fra et konkurrencemæssigt synspunkt, er der indført yderligere bestemmelser og garantier for at sikre, at der vil være tilstrækkelig konkurrence i udbuddet.

(264) Belgien har mere specifikt forklaret, at der forud for udarbejdelsen af udbudsdokumenterne blev iværksat en anmodning om oplysninger om aftalen om energiforvaltningstjenester for at indhente synspunkter fra markedet, herunder en lang række emner vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenesters indhold. Desuden pålægger udbuddet specifikke udvælgelseskriterier, der sikrer, at de kvalificerede/udvalgte deltagere er egnede til formålet i betragtning af betydningen og følsomheden af den udbudte tjenesteydelse. Yderligere oplysninger om udbudsproceduren og udvælgelseskriterierne findes i afsnit 3.3.1.5.1.

(265) Som anført i afsnit 3.3.1.5.2 besluttede Belgien efter den formelle undersøgelsesprocedure at give energiforvaltningspartneren beslutningsmyndigheden vedrørende økonomiske modulationer og erstatte energiforvaltningspartnerens faste vederlag med en kombination af et fast og et variabelt vederlag og dermed give stærkere incitamenter til at modulere i overensstemmelse med markedssignalerne, samtidig med at der tages hensyn til de tekniske begrænsninger (og potentielle risici for automatisk nedlukning) for LTO-enhederne.

4.2.2. *Yderligere beskyttelsesforanstaltninger vedrørende energiforvalteren*

(266) Belgien anførte, at der er planlagt specifikke foranstaltninger vedrørende den potentielle deltagelse af GEMS, Engies handelsenhed (en forretningsenhed i Engie-koncernen, der er ledelsesmæssigt uafhængig af forretningsenheden Nuclear), i udbudsproceduren.

(267) Belgien præciserede endvidere, at der er og vil blive truffet og gennemført tilstrækkelige foranstaltninger til effektivt at afdække og forebygge potentielle interessekonflikter. Foranstaltningerne kan kort beskrives således:

a) Anmodningen om oplysninger giver mulighed for markedstest, og enhver interesseret part kunne i denne forbindelse foreslå andre vilkår og fremlægge andre forslag, som skulle afspejles i anmodningen om oplysninger, for at sikre, at udbuddet ikke indeholder hindringer til ulempe for en interesseret deltager i forhold til GEMS (eller et selskab i Engie-koncernen). Electrabel (eller et selskab i Engie-koncernen) vil ikke blive inddraget i processen med at udarbejde udbudsdokumenterne efter (resultaterne af) anmodningen om oplysninger.

b) Hvis GEMS skulle deltage i udbudsproceduren, selv som underleverandør eller i enhver anden egenskab, er Electrabel (eller ethvert selskab i Engie-koncernen) og dets direktører eller agenter udelukket fra at deltage i BE-NUC's beslutninger og/eller drøftelser om buddet (f.eks. udvælgelse og tildeling).

c) I Electrabels organisation er der blevet og vil der fortsat blive etableret strenge informationsbarrierer og etiske barrierer mellem personer, der er ansvarlige for at afgive bud hos GEMS, og personer, der er involveret i forvaltningen af BE-NUC. De samme beskyttelsesforanstaltninger vil blive indført, hvis GEMS i sidste ende vælges som energiforvalter gennem en vellykket udbudsprocedure.

(268) Belgien præciserede også, at GEMS i sidste ende vil udføre tjenesterne ifølge aftalen om energiforvaltningstjenester midlertidigt for at sikre kontinuitet, hvis der ikke indgås en aftale om aftalen om energiforvaltningstjenester i tide. Belgien gjorde gældende, at denne ordning er nødvendig og tilstrækkelig til at sikre kontinuiteten i den offentlige tjeneste (dvs. salget af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne), men denne løsning er strengt tidsbegrænset og begrænset til det nødvendige minimum.

4.2.3. *Belgiens konklusion vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester*

(269) Belgien konkluderede, at udbudsproceduren vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester udelukker enhver potentiel statsstøtte, eftersom: i) den belgiske stat vil sikre, at BE-NUC nøje følger lovgivningen og principperne for offentlige udbud, og ii) den omfattende høringsproces inden den faktiske lancering af udbuddet giver yderligere garantier, der sikrer, at indkøbet af tjenesteydelser gennemføres gennem en konkurrencepræget, gennemsigtig, ikkediskriminerende og ubetinget udbudsprocedure.

(270) Belgien konkluderede endvidere, at enhver risiko for markedsafskærmning og anden potentiel konkurrencebegrænsende praksis fra Engies side undgås, og at der er truffet alle foranstaltninger og beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at der udpeges en uafhængig energiforvaltningspartner. GEMS ville kun som et alternativ midlertidigt levere disse tjenester, som er nødvendige og tilstrækkelige til at sikre kontinuiteten i den offentlige tjeneste.

4.3. **Belgiens holdning til affaldshandlen**

4.3.1. *Dekommissioneringsforpligtelser*

(271) Belgien præciserede, at forpligtelserne vedrørende dekommissionering og demontering af LTO-enhederne som følge af LTO-projektet (»negative synergier«), hvis Electrabel dokumenterer det, vil blive afholdt af den belgiske stat ved hjælp af et engangsbeløb (fuldt og endeligt) på transaktionens afslutningsdato. Belgien forklarede, at gennemførelsesaftalen fastsætter, at den belgiske stat og Electrabel skal nå til enighed om beløbet inden for en fastsat frist, og hvis de ikke gør det, vil sagen blive forelagt CPN/CNV til afgørelse.

(272) Belgien mindede om, at eftersom spørgsmålet var ved at blive behandlet af CPN/CNV på tidspunktet for åbningsafgørelsen, blev dets proportionalitet ikke vurderet deri.

(273) Belgien forklarede, at den belgiske stat og Electrabel ikke nåede til enighed om beløbet inden for den fastsatte frist, hvorfor sagen blev forelagt CPN/CNV til afgørelse. Mere præcist forklarede Belgien følgende:

a) Den 12. december 2023 sendte Electrabel sit forslag til revision til den belgiske stat: Electrabel hævdede, at forpligtelserne vedrørende dekommissionering og demontering af LTO-enhederne ville beløbe sig til 689,9 mio. EUR (2021-værdier) og 580 mio. EUR (2023-værdier).

b) Den 25. januar 2024 besvarede den belgiske stat den foreslåede revision. I sit svar bemærkede den belgiske stat, at Electrabel ikke havde fremlagt tilstrækkelig dokumentation for hver af disse virkninger, og at de omkostninger, som Electrabel havde angivet, ikke var blevet beregnet tilstrækkeligt præcist, og at forpligtelserne vedrørende dekommissionering og demontering af LTO-enhederne derfor var lig med nul.

c) Da yderligere drøftelser mellem Electrabel og den belgiske stat ikke førte til en enighed om aftale om størrelsen af forpligtelserne vedrørende dekommissionering og demontering af LTO-enhederne, blev sagen forelagt CNV/CPN.

d) CNV/CPN rådførte sig med ONDRAF/NIRAS og FANC/AFCN, som forelagde deres svar henholdsvis den 25. marts 2024 og den 27. marts 2024. ONDRAF/NIRAS fremsatte yderligere skriftlige bemærkninger den 6. juni 2024.

e) Den 24. juni 2024 udsendte CPN/CNV sin vejledning om forpligtelserne vedrørende dekommissionering og demontering af LTO-enhederne og konkluderede, at LTO-projektets indvirkning på dekommissioneringsomkostningerne er en stigning (dag-til-dag-omkostninger) på [100-500] mio. EUR (2021-værdier). De beregnede dag-til-dag-omkostninger skal diskonteres ved hjælp af den diskonterings- og inflationssats, der blev fastsat på tidspunktet for den treårlige revision i 2022. På dette grundlag er stigningen i dekommissionerings- og demonteringsomkostningerne på [100-500] mio. EUR (2023-værdier).

(274) Belgien konkluderede derfor, at beløbet for overførslen af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet som fastsat i CPN/CNV i vejledningen af 24. juni 2024 er forholdsmæssigt.

4.3.2. *Belgiens holdning til affaldsloftets proportionalitet*

(275) Desuden forelagde Belgien den 30. august 2024 en yderligere uafhængig analyse foretaget af Compass Lexecon med en økonomisk analyse af affaldsloftets udformning, herunder en analyse af diskonteringssatsen på 3 % og yderligere forklaringer på, hvordan de yderligere risici, der er afdækket af CPN/CNV, enten allerede er dækket af den risikopræmie, som den belgiske stat har beregnet, eller har begrænset sandsynlighed/virkning.

4.3.2.1. Bekymringer vedrørende diskonteringsfaktoren

(276) Belgien gjorde gældende, at Kommissionens betænkeligheder vedrørende diskonteringssatsen stammer fra CPN/CNV's analyse i dens vejledning af 7. marts 2023 til energiministeren ([110]), hvor CPN/CNV anførte, at den diskonteringssats, der bør anvendes til udgifter til brugt brændsel, gradvist skal nærme sig den langsigtede risikofrie rente (beregnet som 2,17 %), og foreslår, at der anvendes en diskonteringssats i to faser (3,17 % i de første 30 år og 2,17 % efter den første periode på 30 år).

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

(277) Belgien henviste til en uafhængig analyse udarbejdet af Compass Lexecon ([111]), som viste, at den diskonteringssats på 3 %, som den belgiske stat har anvendt, er forholdsmæssig, baseret på: i) en økonomisk analyse af CPN/CNV's anbefalede tilgang, ii) andre relevante tilgange og iii) den tyske præcedens i sag SA.45296.

a) For det første viste den uafhængige analyse af diskonteringssatsen, at den tilgang i to trin, som CPN/CNV foreslog til fastsættelse af diskonteringssatsen, svarer til at diskontere betalingsstrømmene med en unik diskonteringssats på 2,9 % ([112]). Analysen viste desuden, at de satser, der blev foreslået af CPN/CNV, er blevet beregnet over en specifik periode med vedvarende lave rentesatser, og at tilgangen i to trin fører til en tilsvarende diskonteringssats på 3,2 %, når beregningen ajourføres på grundlag af de OLO-rentedata, der var tilgængelige på tidspunktet for åbningsafgørelsen den 22. juli 2024 ([113]), dvs. 24 basispoint højere end den diskonteringssats, den belgiske stat anvender.

b) For det andet antydede den uafhængige analyse, at den tilgang i to trin, som CPN/CNV foreslog, ikke er den eneste løsning til fastsættelse af en diskonteringssats, der gradvist ville nærme sig den langsigtede risikofrie rente. Diskonteringssatsen bør faktisk repræsentere det afkast, som Hedera kan opnå ved at investere det faste beløb i dag i risikofrie aktiver. Denne analyse bekræfter, at den belgiske stat ved at investere i en portefølje af visse fastforrentede værdipapirer, herunder belgiske statsobligationer med forskellige løbetider, kunne sikre en rente på over 3 % ([114]).

c) Endelig viste den uafhængige analyse, at diskonteringssatsen i den tyske præcedens vedrørende overførslen af nukleare forpligtelser til den tyske stat (sag SA.45296) var på 4,58 % baseret på en forventet 30-årig rente fra Den Europæiske Tilsynsmyndighed for Forsikrings- og Arbejdsmarkedspensionsordninger (EIOPA), som var på 1,994 % på tidspunktet for Kommissionens afgørelse i juni 2017. Kommissionen anså diskonteringsfaktoren på 4,58 % for acceptabel for Tysklands forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt brændsel. På baggrund af den betydeligt højere EIOPA-rente synes den meget lavere diskonteringssats på 3 %, som den belgiske stat har foreslået, at være i overensstemmelse med det nuværende renteniveau.

4.3.2.2. Bekymringer vedrørende de risici, der tages i betragtning i aftalen om affaldsloftet

(278) Belgien gjorde gældende, at Kommissionens betænkeligheder med hensyn til de risici, der er omhandlet i aftalen om affaldsloftet, også stammer fra CPN/CNV's udtalelse til energiministeren (se fodnote 113), hvor der bør tages hensyn til tre risici:

a) Omkostningsoverskridelse: Risikoen for, at de forventede dag-til-dag omkostninger kan undervurderes, og at uforudsete udgifter derfor kan være utilstrækkelige.

b) Undervurdering af inflationen i byggeriet: Risikoen for, at den faktiske inflation i byggeriet er højere end Den Europæiske Centralbanks inflationsmål på 2 %, som er antaget i CPN/CNV's diskonteringssats.

c) Investeringsrisiko: Risikoen for, at Hedera ikke kan opnå det forventede afkast som følge af renteændringer. Dette er ifølge CPN/CNV et lavsandsynlighedsscenario.

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

([112]) Denne værdi er blevet erstattet af Compass Lexecon-analysen, der blev foretaget på grundlag af mere detaljerede data i dokumentet »CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124«, som blev forelagt den 30. november 2024, og som giver en tilsvarende sats på 2,8 %.

([113]) Denne værdi er blevet erstattet af Compass Lexecon-analysen, der blev foretaget på grundlag af mere detaljerede data i dokumentet »CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124«, som blev forelagt den 30. november 2024, og som giver en tilsvarende sats på 3,1 %.

([114]) Dette er blevet suppleret med svaret på spørgsmål 5.4 i anmodningen om oplysninger af 1. oktober. For at sikre sig mod inflationsrisikoen vil Hedera i praksis fokusere på en dynamisk aktiv-passiv-styring baseret på en diversificeret portefølje, som omfatter aktiver, der gør det muligt for fonden at sikre sig mod inflation. Hedera kunne f.eks. sammensætte en portefølje baseret på (men ikke begrænset til) obligationer og gældsinstrumenter, egenkapital, fast ejendom og derivater med det langsigtede mål at opnå et realafkast på 1 %, samtidig med at volatilitetsrisikoen minimeres.

(279) Compass Lexecons uafhængige analyse viste, at disse risici er blevet taget i betragtning, og at den belgiske stats tilgang er forsigtig og omfatter tilstrækkelige uforudsete udgifter til at dække disse risici.

a) Med hensyn til risikoen for omkostningsoverskridelser blev det i analysen bemærket, at omkostningerne ved håndtering af nukleart affald ofte revideres og ajourføres i Belgien, og at affaldsloftet er baseret på de seneste tilgængelige data. Desuden omfatter affaldsloftet i sig selv et grundbeløb og en risikopræmie. Grundbeløbet er baseret på ONDRAF/NIRAS' affaldsopgørelse og på et industrielt referencescenario, der repræsenterer den meget usandsynlige situation (dvs. et 50-percentil-risikoscenario), hvilket betyder, at de uforudsete udgifter, der anvendes, med 50 % sandsynlighed vil være tilstrækkelige til at dække omkostningsoverskridelser. Risikopræmien, der lægges oven i grundbeløbet, er baseret på et notat fra ONDRAF/NIRAS, som anvender en bottom-up-tilgang til at afdække og kvantificere visse yderligere risici, der omfatter: i) risikoen for yderligere omkostningsoverskridelser for det geologiske deponeringsanlæg, der ikke allerede er dækket af de uforudsete udgifter i grundbeløbet, ii) risikoen for, at der anvendes en anden teknisk løsning end det geologiske deponeringsanlæg i en dybde af 400 m, iii) risikoen for yderligere omkostningsoverskridelser for driften og vedligeholdelsen af oplagringsfaciliteterne på Belgoprocess-anlægget, for driften af lagerfaciliteterne til brugt brændsel efter 2050 og for opførelsen af yderligere faciliteter, der ikke allerede er dækket af de uforudsete udgifter i grundbeløbet, og iv) den lovgivningsmæssige risiko for, at noget affald ikke må oplagres over jorden. Desuden bemærkes det i analysen, at risikopræmien udgør 5 185 mio. EUR, dvs. 53 % af grundbeløbet (9 815 mio. EUR), hvilket er betydeligt mere end den risikopræmie på 35 %, der indgår i den metode, der er udviklet til overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald til den tyske stat i den lignende sag SA.45296. Den metode, der blev anvendt i den tyske præcedens, lignede denne, men det belgiske referencescenario er baseret på nyere data, herunder feedback fra projekter i Schweiz og Finland, og derfor på et mere ajourført datasæt.

b) Med hensyn til risikoen for at undervurdere inflationen i byggeomkostningerne viste analysen, at udviklingen i byggeomkostningerne målt af Association Belge des Experts (»ABEX«) ikke adskiller sig væsentligt fra inflationen målt ved forbrugerprisindekset. Ifølge analysen skyldtes CPN/CNV's bekymring inflationen i byggeomkostningerne i 2022, som var højere end normalt, og denne stigning i inflationen tages i betragtning i risikopræmien. Det blev også bemærket i analysen, at den langsigtede inflation, der blev anvendt i Tyskland i den lignende sag SA.45296, var 1,60 %, mens den langsigtede inflation er sat til 2 %, som er ECB's mål, i den foreliggende sag.

c) Med hensyn til investeringsrisikoen og CPN/CNV's bekymring for, at Hedera-fonden med ansvar for hensættelserne kan blive eksponeret for risikoen for et afkast, der ikke er tilstrækkeligt til at dække udgifterne, viste analysen, at fonden ved i dag at investere i en portefølje af obligationer med forskellige løbetider og holde dem til udløb vil modtage kuponer til en rente, der ikke varierer, således at fonden ikke vil blive eksponeret for en ændring af rentesatsen (ved hjælp af aktiv-passiv-styringsteknikker (»ALM«) for at matche aktiverne med passiverne, når de forfalder). Analysen nævnte imidlertid to resterende risici, som fonden ville blive eksponeret for med denne tilgang:

— For det første skal fonden for at kapitalisere de renter, der modtages ved betaling af kuponer, hyppigt geninvestere i nyudstedte obligationer. Denne risiko kan afdækkes, da fonden har en relativt sikker betalingsstrøm til affaldshåndtering, så det er muligt at udforme en portefølje af fastforrentede værdipapirer, der matcher udgiftsperioden.

— For det andet er den længste løbetid for belgiske obligationer 50 år, mens udgifterne til brugt brændsel strækker sig til år 2135. De udgifter, der opstår efter 50 år, er imidlertid begrænsede, da de kun udgør 13 % af de samlede udiskonterede udgifter, og der findes visse fastforrentede værdipapirer med længere løbetid, f.eks. 100-årige østrigske obligationer.

(280) Denne analyse er blevet suppleret med svaret på spørgsmål 5.4 i anmodningen om oplysninger af 1. oktober 2024. Belgien anførte, at Hederas portefølje i praksis bør udformes med henblik på at imødegå alle de økonomiske scenarier, der er plausible for perioden, navnlig med hensyn til inflationsniveauet. Hederas mål er at opnå et realafkast på 1 % (dvs. 1 % over inflationsniveauet). Med henblik herpå vil Hedera udvikle en strategi, der tager hensyn til risikoen for, at et sådant afkast ikke kan opnås i visse økonomiske situationer (f.eks. i tilfælde af en længere periode med høj inflation) med en portefølje, der kun består af obligationer. Hedera vil derfor fokusere på en dynamisk aktiv-passiv-styring baseret på en diversificeret portefølje, som omfatter aktiver, der gør det muligt for fonden at sikre sig mod inflation. Hedera kunne f.eks. sammensætte en portefølje baseret på (men ikke begrænset til) obligationer og gældsinstrumenter, egenkapital, fast ejendom og derivater med det langsigtede mål at opnå et realafkast på 1 %, samtidig med at volatilitetsrisikoen minimeres. Endelig skal det bemærkes, at Hedera vil begrænse sin eksponering for belgiske aktier, obligationer og fast ejendom. Dette skal sikre diversificering, og at fonden er tilstrækkeligt afkoblet fra den belgiske økonomi.

4.4. Belgiens holdning til de kumulative virkninger af delforanstaltningerne

(281) Belgien gjorde gældende, at de forskellige komponenter og delforanstaltninger i LTO-projektet var en del af Engies krav for at nå til enighed om forlængelsen af levetiden og alle var medtaget i de globale transaktionsdokumenter, der blev undertegnet den 13. december 2023. Belgien bemærkede imidlertid også, at komponenterne i LTO-projektet er forskellige på en række punkter og supplerer hinanden, hvilket begrænser eventuelle kumulative virkninger.

(282) Belgien henviste til retspraksis, som tager følgende emner i betragtning ved vurderingen af på hinanden følgende foranstaltninger, herunder:

— de pågældende interventioners genstand, art og sammenhæng

— deres kronologi

— deres formål

— virksomhedens forhold på tidspunktet for disse foranstaltninger

— identiteten på interventionens ydere eller modtagere (herunder deres retlige karakter og finansielle/økonomiske situation)

— om de forskellige omhandlede interventioner var fastlagt eller forudsigelige på tidspunktet for den første intervention.

4.4.1. *Genstanden for og arten af komponent 1, 2 og 3*

(283) Belgien gjorde gældende, at genstanden for og arten af de tre komponenter i LTO-projektet i sagens natur er forskellige, og bemærkede, at Kommissionen i sin åbningsafgørelse ikke specifikt tog hensyn til forskellene eller lighederne mellem genstanden for og arten af komponent 1, 2 og 3. I den forbindelse anførte Belgien følgende:

a) Komponent 1 består af finansielle og strukturelle foranstaltninger til støtte for BE-NUC's langsigtede levedygtige drift, herunder via en differencekontrakt, der yder indtægtsstøtte og mindsker eksponeringen for markedsprisrisici, og en række aflønningsmekanismer, der dækker andre finansielle mangler for at sikre den langsigtede økonomiske levedygtighed som følge af eksponering mod en vis mængde-/driftsrisiko.

b) Komponent 2 består af overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel til alle Belgiens atomkraftværker og dækker derfor en meget lang periode, der i høj grad overstiger anvendelsen af komponent 1 og 3.

c) Komponent 3 består af retlig beskyttelse, der skal beskytte mod fremtidige lovgivningsmæssige ændringer, og har derfor en hel anden genstand end komponent 1 og 2.

4.4.2. *Formålet med komponent 1, 2 og 3*

(284) Belgien har anført, at det overordnede formål med de tre komponenter vedrører forlængelsen af LTO-enhedernes levetid. Belgien anførte imidlertid, at det specifikke formål med hver enkelt komponent er et relevant element i vurderingen:

a) Hovedformålet med komponent 1 er at mindske usikkerheden omkring indtægter og sikre LTO-projektets langsigtede levedygtighed ved at forhindre BE-NUC's insolvens og konkurs. Samtidig har den også til formål at undgå overdreven aflønning af aktionærerne og begrænse støtten fra den belgiske stat som modpart i aflønningsaftalen. Navnlig tager de underliggende finansielle foranstaltninger under komponent 1 hver især højde for forskellige risici på en forholdsmæssig måde: Differencekontrakten reducerer risikoen i forbindelse med engrosmarkedspriser, MOCP styrer risiciene med stor indvirkning for pludselig utilgængelighed, der resulterer i tab i driftsfasen, og SDC-lånene sikrer tilstrækkelige pengestrømme under nedlukningen og det planlagte LTO-arbejde. Belgien gjorde gældende, at dette også blev anerkendt af Kommissionen i betragtning 208 i åbningsafgørelsen.

b) Komponent 2 omhandler forvaltningen af de langsigtede miljø- og dekommissioneringsforpligtelser for de belgiske atomkraftværker, som er adskilt fra BE-NUC's driftsmæssige og finansielle problemer, der er omhandlet i komponent 1. Denne komponent har primært til formål at overføre de pågældende fremtidige forpligtelser i forbindelse med nukleart affald, hvilket er et andet mål end at sikre driftsøkonomien. Belgien anførte, at Kommissionen syntes at bekræfte dette særskilte formål med komponent 2 i betragtning 208 i åbningsafgørelsen.

c) Komponent 3 indeholder retlige garantier, som skal beskytte mod visse fremtidige lovgivningsmæssige ændringer. Denne komponent omhandler lovgivningsmæssige risici som følge af en potentiel ændring i visse af den belgiske stats politikker og regler og er ikke direkte knyttet til økonomi, drift eller forpligtelser som de andre komponenter.

4.4.3. *Direkte støttemodtagere under komponent 1, 2 og 3*

(285) Belgien anførte også, at komponent 1, 2 og 3 har forskellige direkte støttemodtagere. Belgien erkendte, at identifikationen af modtagerne af hver foranstaltning er et vigtigt punkt i vurderingen af, om der er kumulative virkninger. I denne forbindelse har den belgiske stat fremsat følgende bemærkninger:

a) Komponent 1 henviser til et sæt finansieringsmekanismer med specifikke støttemodtagere pr. foranstaltning. Belgien bemærkede, at i modsætning til, hvad der er anført i betragtning 182 i åbningsafgørelsen, kommer differencekontrakten, SDC-lånene, MOCP og driftskapitalfaciliteten direkte BE-NUC og Luminus snarere end Electrabel og Luminus til gode (fordelene for Electrabel er en indirekte følge af dets egenskab af aktionær).

b) Med hensyn til komponent 2 gavner overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald og aftalen om yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO Electrabel som nuklear operatør samt Luminus og EDF Belgium i deres rolle som bidragende virksomheder. Belgien konkluderede derfor, at komponent 2 ikke gavner BE-NUC.

c) Komponent 3 fastsætter, at visse ensidige foranstaltninger, der vedtages af den belgiske (føderale) stat, vil udløse en ret til kompensation for Electrabel og indirekte også for Luminus.

4.4.4. Kumulative virkninger af komponent 1, 2 og 3

(286) Komponent 1, 2 og 3 adskiller sig betydeligt med hensyn til genstand og art, formål og støttemodtagere, men de er indgået på samme tid og tjener det overordnede formål med levetidsforlængelsen af LTO-enhederne. Som påvist ovenfor svarer hver komponent til et specifikt formål, der gør dem komplementære i forhold til hinanden, hvilket begrænser eventuelle kumulative virkninger.

(287) Med hensyn til en potentielt ændret risikoprofil for Electrabel takket være komponent 2 og 3 kan disse foranstaltninger rent faktisk gavne Electrabel som nuklear operatør og dermed forbedre Electrabels risikoprofil generelt. Komponent 2 og 3 ændrer ikke risikoprofilen for BE-NUC, som er den primære støttemodtager under komponent 1. Som vurderet i en uafhængig analyse foretaget af Compass Lexecon udgør BE-NUC's risikoprofil i betragtning af de specifikke risici, der påvirker projektet, og risikofordelingen mellem BEGOV og BE-NUC den relevante faktor til vurdering af proportionaliteten af komponent 1.

5. ENGIES HOLDNING

(288) Engie fremsendte sine bemærkninger til åbningsafgørelsen den 9. september 2024. I sin skrivelse fremlægger Engie beviser og analyser til støtte for sit argument om, at de tvivlsspørgsmål, som Kommissionen rejste i sin åbningsafgørelse, ikke er begrundede. Engies svar på åbningsafgørelsen omhandler den oprindelige foranstaltning som beskrevet i åbningsafgørelsen. Den nuværende foranstaltning omfatter ændringer (indført for at afhjælpe den tvivl, som Kommissionen rejste i sin åbningsafgørelse) i forhold til den oprindelige foranstaltning og er nærmere beskrevet i afsnit 3 i denne afgørelse. Engies holdning er i overensstemmelse med de belgiske myndigheders holdning.

(289) Engie gjorde gældende, at LTO-projektet er en samlet aftale og resultatet af omfattende og vedvarende forhandlinger med den belgiske regering, der havde til formål at fortsætte aktiviteterne i Belgien og bidrage til landets forsyningssikkerhed ved at acceptere Belgiens anmodning om at forlænge levetiden for to atomreaktorer og dermed opgive landets offentlige strategi om at standse nukleare aktiviteter i Belgien efter 2025 (se betragtning 23). Engie gjorde desuden gældende, at LTO-projektet har positive virkninger på det indre marked af følgende årsager:

a) For det første er LTO-projektet afgørende for at sikre Belgiens elforsyningssikkerhed i de kommende år og samtidig potentielt reducere finansieringsomkostningerne ved den belgiske kapacitetsmekanisme. Denne positive virkning vil også indirekte gavne de nabomedlemsstater, der er sammenkoblet med Belgien, og som kan importere elektricitet (idet det bemærkes, at denne eksport ikke svarer til direkte salg, men til balanceringsoperationer, der forvaltes af TSO'erne).

b) For det andet bidrager LTO-projektet til at nå dekarboniseringsmålene i den grønne pagt.

(290) Engie gjorde også gældende, at der er flere forskelle mellem LTO-projektet (levetidsforlængelse af Doel 4 og Tihange 3) og levetidsforlængelsen af Doel 1, Doel 2 og Tihange 1 i 2015 (»eksisterende LTO-enheder«):

a) For det første blev LTO-projektet iværksat af den belgiske stat i 2022, efter at Engie (fra 2020) besluttede at trække sig ud af nukleare aktiviteter og omlægge sine aktiviteter for at fokusere på vedvarende energi og energiinfrastrukturer. Det krævede derfor, at Engie fuldstændig opgav sin strategi, hvilket i sig selv øgede omkostningerne til LTO-projektet, navnlig fordi Electrabel ikke havde foretaget nogen indledende sikkerhedsundersøgelser eller truffet nogen foranstaltninger med henblik på en eventuel ny levetidsforlængelse eller en forlængelse af de eksisterende LTO-enheders levetid. På tidspunktet for den eksisterende LTO gennemførte Electrabel derimod stadig indledende undersøgelser med henblik på at udvide driften af de belgiske atomreaktorer, eftersom et sådant scenario blev anset for sandsynligt på daværende tidspunkt.

b) For det andet skyldtes flere omkostninger den stramme tidsplan for LTO-projektet. Efter anmodning fra den belgiske regering blev genstarten af LTO-enhederne fremrykket til den 1. november 2025 (i stedet for den oprindeligt fastsatte dato den 1. november 2026).

c) For det tredje forventes det ud over den lovgivningsmæssige usikkerhed, at BE-NUC vil blive udsat for en øget volatilitet i markedspriserne (sammenlignet med situationen i 2015) med den stigende andel af vedvarende energi i energimikset. Desuden var markedsvilkårene også væsentligt anderledes i 2015, hvor fossile brændstoffer og mere stabile energikilder udgjorde en større del af energimikset, og der sjældent forekom lave/negative priser.

d) For det fjerde er de finansielle resultater af de eksisterende LTO-enheder blevet negativt påvirket af større utilgængelighed end forventet, kapitaludgifter og lavere elpriser. Siden 2016 er der registreret flere værdiforringelser i Engies regnskaber i forbindelse med selskabets nukleare aktiviteter, hvilket har medført betydelige økonomiske tab for Engie-koncernen (deraf konklusionen om, at disse aktiviteter ikke kan gennemføres af en privat markedsaktør alene og uden en afbalanceret risikodelingsmekanisme).

e) Endelig fremhævede AFCN/FANC selv klart de mange forskelle mellem de eksisterende LTO-enheder og det nuværende LTO-projekt i et positionspapir i 2021 ([115]). For at muliggøre en genstart senest den 1. november 2025, et år tidligere end oprindeligt planlagt, gav AFCN/FANC tilladelse til, at de nødvendige sikkerhedsforbedringer blev gennemført over en periode på tre år efter genstarten (senest den 31. december 2028), mens AFCN/FANC for de eksisterende LTO-enheder havde givet tilladelse til en periode på fem år efter genstart til at foretage det nødvendige arbejde.

(291) Engie anførte, at alle disse faktorer fik Engie og den belgiske stat til at indgå en omfattende aftale om både den ønskede forlængelse af levetiden (med forbehold af en reduktion af Engies risikoeksponering) og håndteringen af overført brugt brændsel og nukleart affald, og mente, at de eksisterende LTO-enheder ikke udgør et relevant grundlag for at vurdere nødvendigheden og egnetheden af de forskellige foranstaltninger i det nuværende LTO-projekt.

(292) Engies hovedargumenter vedrørende Kommissionens tvivl, der blev rejst i åbningsafgørelsen, er beskrevet nærmere nedenfor.

5.1. Engies holdning til kvalificeringen af LTO-projektet som statsstøtte som »et samlet indgreb« og til dets tilskyndelsesvirkning

5.1.1. *Et samlet indgreb*

(293) Kommissionen mener, at de tre elementer i foranstaltningen kan vurderes som en del af et samlet indgreb fra den belgiske stat, for så vidt som de alle vedrører den samme hændelse — dvs. levetidsforlængelsen af LTO-enhederne.

(294) Engie gjorde gældende, at selskabet ikke har nogen indvendinger mod at kategorisere projektet som et samlet indgreb, for så vidt som det svarer til de kriterier, der er fastsat i Den Europæiske Unions Domstols retspraksis ([116]). Engie var navnlig enig med Kommissionen i betragtning 208 i åbningsafgørelsen i, at foranstaltningens tre komponenter er indbyrdes afhængige og samlet set bidrager til opfyldelsen af aftalen om forlængelse af levetiden, hvilket gør det muligt at betragte dem som et samlet indgreb. Engie erkendte, at det havde forudsætninger med hensyn til risikoeksponering og håndtering af brugt brændsel og nukleart affald, hvilket førte til en samlet og omfattende aftale, der gik videre end blot at indføre en aflønningsmekanisme for den forlængede drift af atomkraftenhederne. Uden at sætte spørgsmålstegn ved denne foreslåede kategorisering påpegede Engie imidlertid, at nogle af delforanstaltningerne i LTO-projektet ikke udgør statsstøtte, da de ikke giver Electrabel en selektiv fordel, navnlig:

a) administrationsaftalen, i henhold til hvilken Electrabel kan levere backoffice-tjenester (herunder sekretariats-, regnskabs- og skattetjenester) til BE-NUC, som er en standardaftale på markedet, der vil blive indgået på armslængdevilkår

([115]) AFCN/FANC, 28. november 2021, »Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3«, s. 5, (oversættelse til orientering), findes på: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. »Situationen for Doel 4 og Tihange 3 kan ikke sammenlignes med situationen for Doel 1 og 2-enhederne (for hvilke beslutningen om at tildele dem en LTO i 2014 først blev truffet i sidste øjeblik). *Doel 1 og 2 kunne genstartes relativt hurtigt i løbet af vinteren 2015, da: i) LTO-dokumentationen for disse reaktorer var blevet udarbejdet og godkendt allerede i 2012, således at de ændringer, der var nødvendige for genstart (vedrørende kvalificering af udstyr og håndtering af ældning), var fuldt kendte, og ii) artikel 30 i det kongelige PSIN-dekret endnu ikke var trådt i kraft, og ændringerne af sikkerhedsdesignet derfor kunne spredes over de forskellige nedlukninger, der var planlagt mellem 2015 og 2020. [...] En forlængelse af den sikre drift af atomreaktorerne Doel 4 og Tihange 3 kræver en udvidet handlingsplan, som hovedsagelig omhandler de elementer, der skal garantere den nukleare sikkerhed. Denne handlingsplan omfatter projektering, styring og konstruktion/fabrikation/installation af et potentielt stort antal komponenter. Forberedelsen og gennemførelsen af de ændringer, der er nødvendige for at opfylde de nye sikkerhedskrav, vil derfor tage år.«

([116]) Engie har i den forbindelse henvist til Rettens dom af 15. september 1998, BP Chemicals mod Kommissionen, T-11/95: »Dette kan bl.a. være tilfældet, hvis de på hinanden følgende indgreb, henset til bl.a. deres tidsmæssige sammenhæng og formål samt virksomhedens situation på tidspunktet for indgrebene, er så tæt forbundne, at det er umuligt at adskille dem.«

b) outsourcing af salget af den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne i henhold til aftalen om energiforvaltningstjenester, som vil blive tildelt gennem en konkurrencepræget, gennemsigtig, ikkediskriminerende og ubetinget udbudsprocedure, hvorved det sikres, at markedsvilkårene overholdes, og

c) den belgiske stats godtgørelse af omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås, som ikke går ud over forpligtelserne under normale markedsvilkår i sammenlignelige transaktioner, hvorved hver part hæfter for omkostninger i forbindelse med (udarbejdelsen af) aftalen i tilfælde af manglende indgåelse på grund af en af parterne. Engie hæfter fuldt ud for sådanne omkostninger, hvis det er ansvarligt for, at den ikke indgås, og parterne deler omkostningerne, hvis ingen af dem er ansvarlige.

5.1.2. *Tilskyndelsesvirkning*

(295) Engie understregede, at tilskyndelsesvirkningen, som Kommissionen anså for plausibel i sin vurdering i betragtning 229 og 239 i åbningsafgørelsen, ikke er hypotetisk, men at der ikke er nogen tvivl om, at Electrabel ikke ville have fortsat driften af LTO-enhederne uden LTO-projektet, herunder de tre komponenter. Engie gjorde i denne forbindelse gældende, at:

a) Electrabel allerede var begyndt at gennemføre sin strategi om helt at trække sig ud af nukleare aktiviteter og ikke havde nogen mulighed for omgøre denne beslutning (offentliggjort i Engies offentlige finansielle kommunikation ([117])) inden for den dagældende retlige ramme.

b) Engies holdning blev klart afspejlet i AFCN/FANC's positionspapirer og rapporter om gennemførligheden af projektet om den langsigtede drift af Doel 4 og Tihange 3 ([118]).

c) I Engies kommunikation i forbindelse med forhandlingerne om LTO-projektet med den belgiske regering blev det gjort meget klart, at Electrabel uden en risikodelingsmekanisme og en løsning på omkostningerne ved brugt brændsel og nukleart affald, der stammer fra driften af de syv belgiske atomkraftværker, ikke ville overveje en forlængelse af LTO-enhedernes levetid ([119]). Denne holdning blev gjort klart fra starten af drøftelserne om LTO-projektet som anført i en AFCN/FANC's rapport og meddelelsen fra Engies administrerende direktør (som anført i betragtning 6 i åbningsafgørelsen).

(296) Desuden understregede Engie, at Electrabels incitament til at fortsætte driften af LTO-enhederne stammer fra hele pakken af støtteforanstaltninger fra LTO-projektet, som er blevet tilstrækkeligt tilpasset til dette formål. Ingen af delforanstaltningerne kunne isoleret set have givet tilstrækkelige incitamenter. Ligeledes ville fjernelse af ethvert element i pakken have betydet, at Engie ville nægte at gå videre med LTO-projektet. Engie konkluderer derfor, at de foranstaltninger, der er omhandlet i betragtning 235 i åbningsafgørelsen, ikke bør anses for individuelt at give et specifikt (eller yderligere) incitament, men bør betragtes samlet.

([117]) Som følge heraf nedskrev Engie i 2020 sine nukleare aktiver. Engie, universelt registreringsdokument fra 2020, afsnit 1.4.1, s. 13. Findes på: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Se f.eks. AFCN/FANC, 28. november 2021, »Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3«, s. 5, (oversættelse til orientering), findes på: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. »*Electrabel meddelte i november 2020, at den belgiske regering i sin regeringsaftale klart havde valgt en fuldstændig udfasning af atomkraft inden 2025. Da der var mindre end fem år til denne dato, besluttede operatøren af atomkraftværkerne Doel og Tihange, at det ikke længere var muligt at forberede en eventuel forlængelse af driften af Doel 4- og Tihange 3-enhederne. Electrabel besluttede derfor at afsætte alle sine ressourcer til at forberede den endelige nedlukning og demontering af alle syv atomreaktorer på Doel- og Tihange-anlæggene. Projektet om forberedelse af LTO G2 blev derfor standset af operatøren på dette tidspunkt.*«

([119]) Se f.eks. AFCN/FANC, 17. januar 2022, »Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3«, s. 9, (oversættelse til orientering), findes på: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. »*[...] Electrabel vil gerne have vished, inden det selv træffer foranstaltninger.* Hvis regeringen ønsker at aktivere plan B [den langsigtede drift af Doel 4 og Tihange 3], vil den skulle prioritere drøftelser med Electrabel om de betingelser og den sikkerhed, der kræves, inden den fortsætter udviklingen af plan B (opgave 1). *AFCN henleder igen regeringens opmærksomhed på, at næsten alle de foranstaltninger i plan B, der falder ind under AFCN's ansvarsområde (oprettelse af LTO-sagen), kræver Electrabels samarbejde. Ifølge Electrabel er enhver drøftelse af en mulig LTO betinget af, at der findes en klar, stabil og sammenhængende lovramme for nuklear sikkerhed. AFCN forstår dette synspunkt og planlægger derfor at fortsætte arbejdet med at præcisere de lovgivningsmæssige rammer for nuklear sikkerhed i første kvartal af 2022.*«

5.2. Engies holdning til nødvendigheden, egnetheden og proportionaliteten af de forskellige delforanstaltninger under komponent 1

5.2.1. *Oprettelse af et joint venture-selskab*

(297) Engie mente, at oprettelsen af en fælles struktur, hvori den belgiske stat ejer 50 % af kapitalen, er nødvendig for at nå LTO-projektets mål, hvilket vil sige rettidig genstart af LTO-enhederne senest i november 2025. Engie har anført, at selskabet anmodede om en risikodelingsmekanisme på 50/50-basis med den belgiske stat, inden aftalen om LTO-projektet blev vedtaget.

(298) Ifølge Engie var det af flere grunde uegnet til dette formål kun at have de eksisterende aflønningsmekanismer: i) med aflønningsaftalen er der restrisici for Engie, ii) uden joint venture-selskabet ville Engie midlertidigt have skullet bære 100 % af tabene i afventning af den godtgørelse/kompensation, der ellers var fastsat i aftalerne, og iii) Engie var i færd med at begrænse sin eksponering for atomenergi og ønskede ikke alene at investere den krævede kapitaludgifter på mere end [2-2,5] mia. EUR til LTO-projektet og alene dække alle potentielle tab som følge af uventet utilgængelighed og omkostningsoverskridelser.

(299) Engie har endvidere anført, at Engie som følge af den belgiske stats del i overskuddet og tabene fra LTO-enhederne (navnlig udbytte) forventede, at den belgiske stat ville blive yderligere tilskyndet til at tage hensyn til LTO-enhederne i sine fremtidige politiske beslutninger. Engie konkluderede derfor, at oprettelsen af den fælles struktur er i overensstemmelse med den belgiske stats og Engies interesser.

(300) Engie har ligeledes anført, at joint venture-selskabet er passende og forholdsmæssigt, da Engie, som er en privat aktør, vil være i stand til at opveje enhver risiko for, at den belgiske stat handler delvist gennem sin fælles kontrol over de strategiske beslutninger vedrørende BE-NUC, og den belgiske stat og Engie vil udøve deres rettigheder i forvaltningen af BE-NUC på lige fod.

5.2.2. *Engies holdning til differencekontrakten*

(301) Med hensyn til behovet for differencekontrakten er Engie i betragtning af markedssvigtene i forbindelse med den nukleare industri og elektricitetsmarkedets store volatilitet i de kommende år af den opfattelse, at LTO-projektet er forbundet med en stor risiko for et finansieringsgab, hvilket betyder, at differencekontrakten er et nødvendigt instrument til at nå et mål af fælles interesse. Engie har ligeledes henvist til levetidsforlængelsens korte varighed (ti år) i forhold til de gennemsnitlige investeringer i den nukleare sektor, de betydelige omkostninger og det forhold, at LTO-enhederne ikke vil køre på 100 % kapacitet i de første tre år, da LTO-udvidelserne vil blive gennemført samtidig.

(302) Engie fremførte, at differencekontraktens udformning og MPRA er hensigtsmæssige og forholdsmæssige for at bevare incitamenterne ved LTO-enhederne til at reagere effektivt på markedssignaler. I denne forbindelse henviser Engie hermed til de samme argumenter fra den belgiske stat vedrørende LTO-enhedernes tekniske, lovgivningsmæssige og økonomiske begrænsninger (se afsnit 2.1). Engie gjorde gældende, at selv i dag, uden differencekontrakten og med fem reaktorer, der giver mulighed for en strategi med mere diversificering, har Engie meget begrænset fleksibilitet til at tilpasse produktionen af nuklear elektricitet som reaktion på kort- og mellemlangsigtede markedssignaler. Ifølge Engie er differencekontrakten inden for dette begrænsede råderum udformet med henblik på fuldt ud at tilskynde BE-NUC til at reagere på prissignaler, i det omfang det er teknisk muligt.

a) For det første understregede Engie, at LTO-enhederne i modsætning til fleksible elproduktionskilder og nyere produktionsanlæg og/eller andre typer atomreaktorer er designet til grundlastproduktion og har meget begrænset moduleringskapacitet, således at det er rationelt for enheden ikke at modulere, hver gang priserne bliver negative eller er lavere end dens kortsigtede marginalomkostninger. Engie præciserede, at AFCN/FANC først siden 2015 har tilladt økonomisk modulation i nukleare enheder i Belgien under strenge tekniske begrænsninger som forklaret i betragtning 13-15 i denne afgørelse. I betragtning af disse begrænsninger (kombineret med risikoen for automatisk nedlukning med hver modulation, risikoen for ubalance, som en sådan nedlukning ville medføre, og fraværet af brændselsbesparelser under modulering) forklarede Engie derfor, at den nukleare operatør ikke frit kan justere enhedernes elproduktion som reaktion på negative priser, og at den begrænsede moduleringskapacitet bør udnyttes bedst muligt.

b) For det andet sikrer MPRA og ændringen i brændselskredsløbets varighed, at de planlagte afbrydelser vil blive fastsat i sommerperioden, hvor priserne historisk set har været og forventes at være lavest. Dette vil sikre, at LTO-enhederne er tilgængelige, når efterspørgslen efter elektricitet (og priserne) forventes at være højest. Engie tilføjede også, at en planlagt afbrydelse af en nuklear enhed tager omkring 12 måneder at forberede, skal kommunikeres til markedet på forhånd og involverer et stort antal interessenter. Når det er planlagt, kan den nukleare operatør ikke ændre datoen for afbrydelsen uden forudgående godkendelse fra netoperatøren. Selv om afbrydelser i praksis kan planlægges i lyset af de langsigtede markedsvilkår, bliver der i planlægningen af en vedligeholdelsesoperation for atomkraftværker derfor ikke reageret på kortsigtede markedssignaler.

c) For det tredje anførte Engie, at MPRA giver BE-NUC et tilstrækkeligt incitament til at maksimere og anvende den højeste markedspris ved at planlægge afbrydelser, når priserne forventes at være lavest, og er stærkt uenig i Kommissionens foreløbige synspunkt om, at virkningerne af MPRA er små i praksis (som nævnt i betragtning 290 i åbningsafgørelsen).

(303) Endelig anførte Engie med hensyn til parametrene for differencekontraktens udformning, at day-ahead-markedsprisen er den passende mindstepris.

a) For det første gjorde Engie gældende, at langsigtede produkter ikke har nogen indvirkning på lastfordelingsbeslutningerne for et atomkraftværk, hvis kortsigtede marginalomkostninger i sagens natur er meget lave. Terminspriser for elektricitet er aldrig blevet negative på noget europæisk marked, og dette kan betragtes som meget usandsynligt i fremtiden. Som følge heraf anførte Engie, at langsigtede produkter ikke giver de nødvendige markedssignaler til at danne grundlag for lastfordelingsbeslutninger, men at lastfordeling uanset den valgte markedsreferencepris altid vil være drevet af sammenligningen mellem de kortsigtede marginalomkostninger og offeromkostninger på den ene side og day-ahead-markedsprisen på den anden side (under hensyntagen til anlæggets fleksibilitetskapacitet).

b) For det andet gjorde Engie gældende, at anvendelse af terminsprodukter som markedsreferencepris ville udsætte BE-NUC for betydelige og uhåndterlige risici som følge af den utilstrækkelige tilgængelighed af passende langsigtede produkter på det belgiske marked, eftersom:

— Det belgiske terminsmarked er kendetegnet ved lav og faldende likviditet. De mængder, der handles på year-ahead-markedet, er væsentligt lavere end LTO-enhedernes forventede årlige produktion ([120]). Denne uoverensstemmelse understreger, at det ikke er praktisk muligt at anvende langsigtede markedsprodukter som referencepris for differencekontrakten.

— Terminsmarkedets illikviditet gør det ikke blot til et dårligt benchmark for beregning af differencebetalingen i forhold til strikeprisen, men medfører også betydelige risici i forbindelse med prisdannelse, markedsforvridninger og effektueringsomkostninger. I modsætning hertil giver day-ahead-markedsprisen den største likviditet og gennemsigtighed i prisdannelsen, hvorved problemer i forbindelse med uigennemsigtig likviditet, replikeringsomkostninger, proxy hedging-omkostninger og marginkrav undgås.

— Det belgiske terminsmarked mangler tilstrækkelig diversificering til at udgøre en passende markedsreferencepris ([121]).

([120]) I 2024 forventes f.eks. kun 9 TWh elektricitet at blive handlet på year-ahead-markedet, mens LTO-enhederne anslås at producere 14 TWh om året.

([121]) Terminsprodukter følger for det meste kalenderperioder som næste kvartal og næste måned. I betragtning af det svingende og usikre produktionsmønster i LTO-enhederne som følge af de planlagte afbrydelser (som forværres under LTO-arbejdet frem til 2029 og usikkerheden omkring arbejdet og planlægningen) og den uforudsete utilgængelighed vil anvendelsen af et langsigtet produkt som markedsreferencepris imidlertid føre til en betydelig mængderisiko og betydelige omkostninger til afvikling af terminsrisikoafdækning i tilfælde af manglende produktion, hvilket yderligere bringer likviditeten og BE-NUC's finansielle levedygtighed i fare.

c) Engie anførte, at yderligere risici skyldes, at antallet af atomreaktorer vil blive reduceret betydeligt fra 2025 med dekommissioneringen af fem ud af syv atomreaktorer. Denne reduktion vil øge risikoen for manglende tilgængelighed, da eventuelle nedetidsproblemer eller driftsproblemer i LTO-enhederne ikke kan afhjælpes med andre aktiver. Som følge heraf vil BE-NUC's produktionsmønster blive mere usikkert, hvilket øger risikoen for ikke at levere elektricitet i henhold til langsigtede kontrakter. I sådanne scenarier vil BE-NUC være tvunget til at tilbagekøbe elektricitet til potentielt højere priser, hvilket vil føre til betydelige økonomiske tab ud over tabet af indtægter fra den lavere produktion. Disse tab vil blive forværret af de langsigtede markeders illikviditet, hvor brede bud-/udbudsspænd og begrænsede handelsvolumener yderligere kan øge omkostningerne ved at opfylde kontraktlige forpligtelser ([122]).

5.2.3. *Engies holdning til MOCP og SDC-lånet*

(304) Engie understregede, at behovet for MOCP og SDC-lånene primært er knyttet til de særlige omstændigheder omkring LTO-projektet: i) den sene beslutning om at forlænge levetiden for Doel 4 og Tihange 3 og den begrænsede tid til at forberede og gennemføre det nødvendige LTO-arbejde, ii) de aldrende aktiver og den øgede systemiske risiko ved at have to enheder med denne samme teknologi, iii) den samtidige genstart og drift af LTO-enhederne i de første tre år og iv) de normaliserede elomkostninger ved den nukleare forlængelse, som har større behov for drift og vedligeholdelse end et nukleart greenfieldaktiv.

(305) Engie anførte endvidere, at både MOCP og SDC-lånene er strengt nødvendige, af følgende grunde: i) de betalinger, som den belgiske stat skal betale i henhold til aflønningsaftalen, dækker ikke vigtige utilgængelighedshændelser forårsaget af tekniske problemer eller på grund af internationale lovgivningsmæssige uforudsete hændelser eller nukleare nødsituationer, ii) i modsætning til udsagnet i betragtning 269, litra b), i åbningsafgørelsen er sådanne uventede hændelser ikke »ekstreme scenarier med lav sandsynlighed«, men vil sandsynligvis indtræffe i løbet af de næste ti år, og iii) kun hændelser over en vis tærskel er omfattet.

a) Aflønningsaftalen giver mulighed for justeringer af differencekontraktens strikepris til fordel for BE-NUC gennem specifikke »genåbningshændelser«, som dog omfatter begrænsninger og udelukkelser. F.eks. vil en nedlukning af en eller begge LTO-enheder med henblik på sikkerhedsforanstaltninger efter en nødsituation eller som følge af en ændring af internationale bestemmelser ikke være omfattet af aflønningsaftalen. Desuden vil utilgængelighedshændelser som følge af visse tekniske problemer såsom følgende ikke være omfattet af aflønningsaftalen: afbrydelser af sikkerhedsgrunde efter rutinemæssige myndighedsinspektioner, som er en del af de forventede operationer, obligatoriske opgraderinger, der kræves i henhold til eksisterende eller bredt vedtagne internationale bestemmelser, f.eks. dem, der følger af Rådets direktiv 2014/87/Euratom efter Fukushima ([123]), forebyggende nedlukninger som følge af internationale hændelser, som er forudsigelige lovgivningsmæssige reaktioner, strengere miljøbestemmelser pålagt af regionale myndigheder, som ofte berører flere sektorer, forstyrrelser i forsyningskæden, der forhindrer nødvendig vedligeholdelse eller reparation, og uforudset forringelse af kritisk udstyr).

b) Sandsynligheden for, at sådanne tekniske/reguleringsmæssige situationer eller nødsituationer opstår, er ikke så lav som anført i åbningsafgørelsen og kan have en indvirkning på både driftsomkostningerne for LTO-enhederne og deres tilgængelighed. Engie nævnte i den forbindelse:

— En ulykke som ulykken i Tjernobyl eller Fukushima kan ikke udelukkes på trods af de nuværende strenge regler for nuklear sikkerhed.

— Medtagelse af MOCP i aftalen var baseret på Electrabels erfaringer og historik med driften af de belgiske atomkraftværker. I perioden 2012-2022 indtraf der 11 betydelige uventede utilgængelighedshændelser af tekniske årsager, der påvirkede de syv belgiske atomkraftenheder.

— Der er flere nylige eksempler på større utilgængelighed af andre atomkraftværker i verden (f.eks. Ringhals 4 i Sverige i 2022, Civaux 1 i Frankrig i 2021, Taishan 1 i Kina i 2021).

([122]) Engie stod over for en sådan situation i 2018, hvor flere enheder ikke var tilgængelige samtidig, hvilket betød, at virksomheden i gennemsnit kun havde 52 % af sin nominelle kapacitet i drift. Engie måtte tilbagekøbe sine terminsrisikoafdækninger i en situation, hvor de belgiske priser var steget betydeligt, og sammenkoblingskapaciteten var opbrugt, og afsluttede året med et EBITDA-tab på [0-0,5] mia. EUR for sine nukleare aktiviteter (sammenlignet med et overskud på [0-0,5] mia. EUR året før).

([123]) Rådets direktiv 2014/87/Euratom af 8. juli 2014 om ændring af direktiv 2009/71/Euratom om EF-rammebestemmelser for nukleare anlægs nukleare sikkerhed (EUT L 219 af 25.7.2014, s. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Alle hændelser, der resulterer i omkostninger under en tærskel på 5 mio. EUR, betragtes ikke som »genåbningshændelser« og kompenseres derfor ikke af modparten i aflønningsaftalen.

(306) Engie gjorde gældende, at MOCP ikke er et ubegrænset tilskud (i modsætning til, hvad Kommissionen anførte i sin åbningsafgørelse) i lyset af modpartens opsigelsesrettigheder som fastsat i aflønningsaftalen, der ville gøre det muligt at begrænse dens eksponering.

(307) Engie gjorde gældende, at princippet om forlængelse af SDC-lånene til dækning af den del af omkostningerne, der ligger efter genstartsdatoen, er blevet indrømmet af den belgiske stat som følge af fremrykningen af LTO-genstartsdatoen (fra 2026 til 2025) på dens anmodning, hvilket indebærer, at LTO-arbejdet skal udføres, mens enhederne er i drift, hvilket vil føre til færre indtægter i de første tre driftsår. Det fulgte det centrale princip, der var aftalt mellem Engie og den belgiske stat, om, at aktionærerne bærer eventuelle omkostninger som følge af LTO-forlængelsen, mens BE-NUC finansierer drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne med sine egne indtægter.

(308) Med hensyn til proportionaliteten af de finansielle mekanismer i LTO-projektet hævdede Engie, at de ikke beskytter BE-NUC mod nogen driftsmæssig risiko som angivet af Kommissionen i åbningsafgørelsen. BE-NUC er bl.a. delvist udsat for tilgængelighedsrisici i hele levetidsforlængelsen for LTO-enhederne samt overskridelser af driftsomkostningerne efter den dato, der er fastsat som true-up-datoen, hvilket kan forhindre, at BE-NUC genererer likvide midler, og have en negativ indvirkning på BE-NUC's afkast. Disse omkostninger vedrører bl.a. stigninger i personaleomkostninger (fastholdelsesprogrammer og yderligere rekrutterings-/uddannelsesomkostninger i forbindelse med den fortsatte drift), drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (stigninger i materialeprisen, mangel på nødvendige reservedele og komponenter i forsyningskæden, krav fra ANFC/FANC (AFCN/FANC kontrollerer og kan anfægte alle projektændringer forud for godkendelsen), uforudsete større udstyrsnedbrud inden genstart osv.) og brændselsomkostninger (kontrakter er delvis knyttet til markedsudviklingen).

(309) Engie gjorde desuden gældende, at Electrabel som operatør af LTO-enhederne har stærke incitamenter til at maksimere tilgængeligheden af LTO-enhederne under normale driftsvilkår for at undgå at betale konventionalbod, hvis tilgængeligheden falder til under [90-100] % i et kontraktår.

(310) Engie fremlagde en simulering, der viste indvirkningen på LTO-rentabiliteten af hændelser, der ikke ville være omfattet af MOCP: i) reducerede tilgængelighedshændelser i løbet af driftsfasen som et illustrativt formål (øget tvungen afbrydelsessats (»FOR«)) og ii) stigninger i visse driftsomkostninger efter true-up-datoen som følge af uforudsete omkostninger samt en kombination af begge hændelser. Tabel 16 viser, at disse hændelser kan have en betydelig negativ indvirkning på BE-NUC's interne rente.

Tabel 16

Indvirkning på LTO-rentabiliteten (100 %) af hændelser, der ikke er omfattet af MOCP

	Basisscenario (ingen reduceret tilgængelighed)	FOR + 5 %	FOR + 10 %
Basisscenario (ingen overskridelse af driftsomkostninger)		Internt afkast = [5-10] % NNV = minus [100-300] mio. EUR	Internt afkast = [0-5] % NNV = minus [200-400] mio. EUR
OPEX + 5 %	Internt afkast = [5-10] % NNV = minus [0-200] mio. EUR	Internt afkast = [5-10] % NNV = minus [100-300] mio. EUR	Internt afkast = [0-5] % NNV = minus [200-400] mio. EUR
OPEX + +10 %	Internt afkast = [5-10] % NNV = minus [0-200] mio. EUR	Internt afkast = [0-5] % NNV = minus [100-300] mio. EUR	Internt afkast = [0-5] % NNV = minus [200-400] mio. EUR

Kilde: Engies svar på åbningsafgørelsen

(311) Engie gjorde også gældende, at renten på SDC-lånene er forholdsmæssig og passende, hvilket fremgår af en uafhængig analyse ([124]). Engie tilføjede, at det er hensigten, at SDC-lånene skal tilbagebetales, forudsat at BE-NUC genererer tilstrækkelige likvide midler plus renter ved udgangen af LTO-perioden.

5.2.4. *Engies holdning til vilkårene for driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene*

(312) Engie præciserede, at renten på aktionærlånene og driftskapitalfaciliteten vil være en armslængderente, der fastsættes af BE-NUC's bestyrelse med henvisning til de gældende markedsrenter og eventuel sammenlignelig tredjepartsgældsfinansiering, som måtte være til rådighed på det relevante tidspunkt.

(313) Engie præciserede også, at virksomheden har udarbejdet et termsheet, der beskriver den metode, der er anvendt til at fastsætte rentesatserne. Engie forklarede, at denne metode er i overensstemmelse med Engies politik for transfer pricing-lån og er i overensstemmelse med OECD's BEPS-princip og sikrer, at den rentesats, den fastsætter, er på armslængdeniveau (se betragtning 63).

(314) Engie konkluderede derfor, at renten på både driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene er forholdsmæssig.

5.2.5. *Engies holdning til aftalen om energiforvaltningstjenester*

(315) For det første understregede Engie, at den enhed i Engie-koncernen (»GEMS«), der kunne vælges som energiforvaltningspartner som følge af udbudsproceduren eller som en midlertidig alternativ løsning, vil være fuldstændig uafhængig af forretningsenheden Nuclear. Engie præciserede, at der siden januar 2024 er blevet indført passende udbudsprocedurer på den ene side og firewalls inden for Engie-koncernen på den anden side for at undgå, at Electrabel inddrages i udvælgelsen af energiforvaltningspartneren.

(316) For det andet gjorde Engie gældende, at der ikke er nogen risiko for markedsafskærmning som følge af den potentielle udvælgelse af GEMS i udbuddet vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester. Engie anførte, at GEMS vil fungere som part i henhold til et præcist mandat, der specificerer strategien for bud og ubalancer (som den ikke kan fravige), og som aflønnes gennem et vederlag, og ejerskabet af elektriciteten vil forblive hos BE-NUC, indtil den sælges. Da det tilsvarende salg fra BE-NUC derfor ikke kunne tilskrives GEMS/Engie-koncernen, kunne Electrabels stilling på det belgiske marked ikke styrkes, hvis GEMS blev udpeget som energiforvaltningspartner.

(317) For det tredje opfylder udbudsproceduren for udvælgelse af energiforvaltningspartneren de krav om konkurrenceevne, gennemsigtighed og ikkediskriminerende og ubetinget karakter, der er fastsat i Kommissionens praksis. Den er blevet offentliggjort på EU-plan og vil præcisere kvalifikationskriterierne (navnlig med hensyn til ansøgerens finansielle styrke og operationelle erfaring). Hvis GEMS udvælges gennem udbudsproceduren, kan denne udpegelse af GEMS som energiforvaltningspartner derfor anses for at være forholdsmæssig. Engie fremførte også, at hvis udbudsproceduren ikke giver resultat, og GEMS udpeges som energiforvaltningspartner som en alternativ løsning, vil proportionalitetskriteriet ikke desto mindre være opfyldt: GEMS vil blive aflønnet på markedsvilkår til en pris, der fastsættes af en uafhængig ekspert i tilfælde af uenighed mellem parterne, således at dette vederlag ikke går ud over, hvad der er strengt nødvendigt for at nå aftalen om energiforvaltningstjenesters mål. Engie forklarede desuden, at denne alternative løsning kun ville være midlertidig, og at den belgiske stat straks ville begynde at tilrettelægge et nyt konkurrencebaseret udbud.

([124]) Notat fra Compass Lexecon dateret 22. august 2024, »Supplementary note on MOCP and SDC Loan«, punkt 1.12.

5.3. Engies holdning til affaldshandlen

(318) Engie fremførte, at det samlede affaldsloft er tilstrækkeligt til at dække eventuelle yderligere risici, der ikke ville være taget i betragtning ved beregningen af grundbeløbet. Engie bemærker endvidere, at affaldsloftet forventes at overføre betydeligt færre risici til staten, end det var tilfældet i den tyske præcedens, som Kommissionen havde godkendt. Engie gjorde navnlig følgende gældende:

a) Affaldet vil ikke automatisk blive overført til Hedera mod betaling af affaldsloftet. Kun det affald, der opfylder meget strenge kontraktlige overførselskriterier, vil blive overført, ellers vil Electrabel fortsat være ansvarlig for det. De kontraktlige overførselskriterier er blevet aftalt mellem eksperter og er baseret på den nuværende bedste praksis. Hvis Electrabel skal overføre yderligere mængder, skal virksomheden desuden betale et yderligere beløb til Hedera (»mængdejusteringsgebyrer«).

b) I den tyske sag var der fortsat usikkerhed om placeringen af affaldsbortskaffelsesanlæggene, mens det endelige bortskaffelsesanlæg for kategori A-affald allerede er kendt i denne sag, hvilket i væsentlig grad mindsker usikkerheden.

c) I modsætning til den tyske sag omfatter grundbeløbet for LTO-projektet allerede et højt niveau af uforudsete udgifter.

d) I den tyske sag blev der anvendt en nominel diskonteringssats på 4,58 % (fastsat i forhold til EIOPA's satser). På baggrund af EIOPA's markante stigning (+ 56 basispoint) synes den meget lavere diskonteringssats (– 158 basispoint) på 3 % (nominelt), der anvendes i LTO-projektet, at være i fuld overensstemmelse med det nuværende renteniveau. Desuden er den reale sats på 1 %, der anvendes i LTO-projektet, konservativ sammenlignet med andre europæiske lande.

e) Hedera vil kunne generere et investeringsafkast, der er tilstrækkeligt til at dække sine betalingsforpligtelser. Asset and Liability Management-undersøgelsen (ALM), der blev gennemført af [...] med henblik på CPN's revision i 2022, støtter dette synspunkt.

(319) Engie konkluderede derfor, at det beløb, som Electrabel betalte i forbindelse med affaldshandlen, i tilstrækkelig grad vil dække den usikkerhed, som BEGOV har overtaget, og derfor vil være forholdsmæssigt.

(320) Med hensyn til dekommissioneringsforpligtelserne fremførte Engie, at Electrabel som nuklear operatør af de syv belgiske nukleare anlæg fortsat vil være ansvarlig for sine dekommissioneringsforpligtelser. Engie erkendte imidlertid, at Belgien vil dække de (øgede) dekommissioneringsomkostninger, der er en direkte følge af LTO-projektet, ved hjælp af et engangsbeløb (til fuld og endelig afregning) til Electrabel.

(321) Engie henviste til CPN/CNV's vejledning om dekommissionerings- og demonteringsforpligtelserne for LTO-enhederne, hvori det blev konkluderet, at LTO-projektets indvirkning på dekommissioneringsomkostningerne (i dag-til-dag-omkostninger) er en stigning i dekommissioneringsomkostningerne (negativ synergi) på [100-500] mio. EUR (i 2021-priser) eller, aktualiseret, [100-500] mio. EUR (2023-priser). Engie konkluderede derfor, at beløbet for overførsel af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet som defineret af CPN/CNV er forholdsmæssigt.

6. BEMÆRKNINGER FRA TREDJEPARTER

(322) Ud over Engies indlæg modtog Kommissionen indlæg fra syv tredjeparter under den offentlige høring om åbningsafgørelsen, som varede indtil den 9. september 2024.

(323) Der blev modtaget bemærkninger fra medlemsstater, virksomheder, sammenslutninger og ikkestatslige organisationer. Tredjeparternes bemærkninger vil også blive kommenteret i de relevante dele af vurderingen uden udtrykkelig henvisning til den specifikke bemærkning.

(324) Nedenfor gives en beskrivelse af bemærkningerne og observationerne fra tredjeparter, der er relevante for statsstøttevurderingen, opdelt efter emne.

6.1. Bemærkninger om forekomsten af statsstøtte

(325) Der blev ikke modtaget bemærkninger om, hvorvidt der var tale om støtte.

6.2. **Bemærkninger om støttens forenelighed med det indre marked**

6.2.1. *Bemærkninger vedrørende foranstaltningens egnethed og nødvendighed*

(326) Flertallet af tredjeparterne gav udtryk for, at de var enige i Kommissionens betænkeligheder i åbningsafgørelsen med hensyn til foranstaltningens egnethed og nødvendighed.

6.2.1.1. Almindelige bemærkninger

(327) En tredjepart var uenig med Kommissionen i eksistensen og relevansen af de markedssvigt, som den belgiske stat havde henvist til, og fremførte, at nuklear teknologi ganske enkelt ikke er omkostningseffektiv og ikke bør støttes med statslig finansiering. Denne part henledte opmærksomheden på, at driftsstøtte i henhold til EU's statsstøtteregler generelt kun er tilladt under ekstraordinære omstændigheder og bør begrænses til teknologier, der endnu ikke er omsættelige eller endnu ikke modne, forudsat at specifikke betingelser er opfyldt. Denne tredjepart var uenig i egnetheden af og behovet for at støtte atomenergi, som den anså for at være en moden og urentabel teknologi.

(328) Tre ud af syv tredjeparter anførte, at atomenergi ikke er en egnet teknologi til at håndtere forsyningssikkerhedsproblemer på grund af den lave fleksibilitet i atomkraftværker, som skal producere kontinuerligt, da omfattende modulering ikke er ønskeligt.

6.2.1.2. Egnetheden af differencekontraktens udformning

(329) Fem ud af syv respondenter delte Kommissionens betænkeligheder med hensyn til egnetheden af differencekontraktens udformning. De vigtigste bekymringer var: i) overensstemmelse med EU-lovgivningen, ii) fastsættelse af strikeprisen i mangel af en udbudsprocedure (som f.eks. for havvindmølleparker), iii) de begrænsede incitamenter til at tilpasse produktionen til markedsforholdene, da tærsklen for at reducere produktionen (i den oprindelige udformning af differencekontrakten) først fastsættes efter seks timers negative priser på elmarkederne, iv) valget af referenceprisen.

(330) En tredjepart anerkendte imidlertid de nukleare operatørers vanskeligheder med at reagere på markedssignaler på grund af atomkraftværkernes begrænsede moduleringskapacitet. Desuden fremførte en tredjepart, at der med hensyn til differencekontraktens udformning ikke bør være nogen universalløsning, og at medlemsstaterne bør have fleksibilitet til at tilpasse differencekontraktens udformning ud fra deres specifikke omstændigheder. F.eks. bør principperne for udformning af differencekontrakten ikke være de samme for nukleare teknologier og intermitterende energikilder, og det bør anerkendes, at atomkraftværker fungerer som grundlastkapacitet.

(331) Kommissionen bemærker, at ingen af tredjeparterne havde konkrete bemærkninger til, hvordan udformningen af differencekontrakten, som den belgiske stat havde foreslået på tidspunktet for åbningsafgørelsen, kunne forbedres.

6.2.2. *Bemærkninger om foranstaltningens proportionalitet*

(332) Seks ud af syv respondenter støttede Kommissionens betænkeligheder i åbningsafgørelsen vedrørende foranstaltningens proportionalitet.

6.2.2.1. Bemærkninger til pakken af finansielle foranstaltninger

(333) Generelt mente fem ud af syv respondenter, at pakken af finansielle aflønningsforanstaltninger (herunder differencekontrakten, MOCP, flere lån) ikke ville være forholdsmæssig. Disse tredjeparter var enige i Kommissionens foreløbige vurdering i åbningsafgørelsen om, at pakken af finansielle aflønningsforanstaltninger ville give mulighed for en fuldstændig risikoreduktion for Engie.

(334) En part gjorde gældende, at den belgiske regering har den mest ugunstige stilling i denne aftale med en akkumulering af finansielle forpligtelser for at tilskynde Engie til at deltage i aftalen, da risiciene i sidste ende bæres af de belgiske skatteydere.

(335) En part sammenlignede ligesom Kommissionen aftalen med den tidligere levetidsforlængelse for Doel 1, Doel 2 og Tihange 1 i 2015 og mindede om, at denne forlængelse blev opnået uden statsstøtte.

(336) Med hensyn til vederlaget og beregningen af det interne afkast bemærkede en tredjepart, at selv om dette afkastniveau kan være typisk for den nukleare industri, ville det nuværende niveau for internt afkast ignorere de mange risikoelementer, der indgår i den foreslåede aftale. Selv om der ikke blev givet konkrete oplysninger om, hvad et forholdsmæssigt internt afkast ville være, ville en nedjustering blive anset for nødvendig.

(337) Kommissionen bemærker, at der er generel enighed mellem tredjeparter om behovet for nøje at undersøge pakken af finansielle aflønningsforanstaltninger .

6.2.2.2. Bemærkninger om affaldsaftalen

(338) Som en generel bemærkning henledte en tredjepart Kommissionens opmærksomhed på, at driften af atomkraftværker genererer ekstremt langlivede og farlige stoffer, der ikke forekommer naturligt noget sted på jorden. Denne part hævdede, at de fulde omkostninger ved elproduktion skal omfatte en troværdig plan for håndtering af disse stoffer efter deres anvendelse til energiproduktion.

(339) Med hensyn til håndtering af nukleart affald anførte samme part, at dybe geologiske depoter ikke kan udgøre sikker lagring på ubestemt tid, da geologiske formationer, der har været stabile i lange perioder af jordens historie, kan blive ustabile på lang sigt på grund af klimaændringer eller selve strålingen. Ifølge et forsigtighedsprincip skal oplagring derfor ske over jorden eller på let tilgængelige steder med omemballering hvert 50. til 100. år.

(340) Med hensyn til de økonomiske aspekter af affaldsaftalen mente flere tredjeparter, at aftalen er for positiv for Engie, da omkostningerne til håndtering af nukleart affald vil blive undervurderet.

(341) Kommissionen bemærker, at de fleste tredjeparter ikke fremlagde konkrete oplysninger om, hvilken del af affaldshandlen der er problematisk, hvilke parametre der skal ændres, og hvad der ville være en rimelig og forholdsmæssig værdi for affaldshandlen. Kun én part gjorde gældende, at Belgien også burde tage hensyn til omkostningerne ved at finde et deponeringsanlæg for nukleart affald, men fremlagde heller ikke flere oplysninger.

6.2.3. *Bemærkninger om potentielle konkurrence- og handelsforvridninger mellem medlemsstaterne*

6.2.3.1. Indvirkning på vedvarende energikilder og dekarbonisering

(342) Seks ud af syv tredjeparter hævder, at støtte til atomenergi ikke er klimavenlig på trods af dens bidrag til færre CO_2-emissioner. Disse tredjeparter påpegede, at støtte til atomenergi sinker udviklingen af vedvarende energikilder og ikke bidrager til at nå klimamålene. Der blev navnlig fremført følgende argumenter i denne henseende:

a) En tredjepart var bekymret for, at omfanget og formen af offentlig støtte til atomkraftværkerne i Doel og Tihange kunne mindske incitamenterne til at udvikle vedvarende energi og dermed forsinke dekarboniseringen af det europæiske energisystem og elektrificeringen af økonomien. En anden tredjepart påpegede, at produktionen af sol- og vindenergi vil blive ugunstigt stillet, da den vil skulle tilpasses den ufleksible produktion af atomenergi. Dette er navnlig fordi vedvarende energikilder er udsat for konkurrence, mens medlemsstaterne absorberer de risici, nukleare operatører er udsat for.

b) Nogle tredjeparter anførte, at atomkraft ikke kan udgøre en legitim strategi for dekarbonisering af EU's økonomier, da atomkraft ikke er konkurrencedygtig, binder for mange knappe ressourcer (ikke kun økonomiske, men også menneskelige og materielle ressourcer) og er forbundet med systematiske forsinkelser.

c) En tredjepart gjorde gældende, at selv om nuklear teknologi kan bidrage mere til dekarbonisering sammenlignet med andre teknologier, er den samlede miljøbalance negativ (f.eks. på grund af bortskaffelse af nukleart affald).

d) En tredjepart bemærkede, at statsstøtten til Engie kunne påvirke en lang række mindre aktører i det fremtidige decentrale energisystem negativt. Denne part opfordrede indtrængende Kommissionen til at overveje investeringsklimaet for sol- og vindanlæg i Belgien — dvs. andre mere omkostningseffektive teknologier, som måske ikke kræver statsstøtte, inden et større statsstøttebeløb afsættes til atomkraftværker. Denne part opfordrede også til en vurdering af det fremtidige behov for grundlastelektricitet.

(343) I modsætning hertil var en tredjepart uenig i ovenstående argumenter og gjorde gældende, at atomenergi spiller en vigtig rolle med hensyn til at nå EU's klimamål og forsyningssikkerhed. Denne part opfordrede Kommissionen til at være opmærksom på kompleksiteten af nukleare investeringer og til at give medlemsstaterne en vis skønsmargen til at vælge et sæt passende støtteforanstaltninger med henblik på at støtte nukleare investeringer.

6.2.3.2. Manglende udbudsprocedure og salg af nuklear elektricitet

(344) En tredjepart beklagede, at den foreslåede kontrakt mellem den belgiske stat, Engie og Electrabel om forlængelse af levetiden for Doel 4 og Tihange 3 er blevet forhandlet uden afholdelse af en udbudsprocedure. Ifølge denne respondent kunne en kombination af en portefølje af vedvarende energikilder i stor skala og batterilagring have givet en elproduktionsprofil svarende til atomkraft.

(345) Med hensyn til salget af atomenergi i den nuværende aftale anførte en anden respondent, at energiforvaltningstjenester bør leveres af en uafhængig part, hvis der ikke kan indgås kontrakt med en vindende tilbudsgiver i en udbudsprocedure.

6.2.4. *Andre bemærkninger fra tredjeparter*

(346) En tredjepart gjorde gældende, at anvendelsen af atomenergi til produktion af elektricitet er i strid med princippet om, at forureneren betaler, og forsigtighedsprincippet i artikel 191 i TEUF.

(347) Flere tredjeparter gav udtryk for betænkeligheder med hensyn til sikkerhedsspørgsmål i forbindelse med driften af nuklear teknologi.

a) En part mente, at større uheld på atomkraftværker ikke kan udelukkes, hvilket også ville have konsekvenser for andre medlemsstater.

b) Mere generelt mente den samme part, at faren ved atomkraftværker i væbnede konflikter for nylig er blevet tydelig, da civil nuklear infrastruktur i princippet ikke er designet til at imødegå de direkte og indirekte virkninger af krige. Atomkraftværker kan som sådan blive potentielle mål, hvis ødelæggelse kan forårsage radioaktiv forurening, hvilket ikke blot udgør en enorm sikkerhedsrisiko, men også kan destabilisere et lands energiforsyning.

c) En anden part anførte, at enhver forlængelse af et atomkraftværks levetid på trods af opgraderinger og sikkerhedsforbedringer medfører øget risiko for negative virkninger i forbindelse med kvaliteten og pålideligheden af komponenterne i sådanne atomreaktorer, som reduceres med tiden. Ifølge denne part kan aldring betyde, at stærkt forurenede reaktorkomponenter fejler, og driftsforstyrrelser øges.

d) En part mindede om, at tilgængeligheden af uran og thorium fortsat er begrænset, og at EU-medlemsstaternes afhængighed af import af uranmalme er tæt på 100 %. Denne part afviser idéen om en »brændselscyklus«, idet den hævder, at oparbejdning af brugt brændsel ikke kan gentages så ofte som muligt, og den anfører, at oparbejdning udgør betydelige sikkerheds-, sundheds-, miljø- og spredningsrisici.

(348) En tredjepart anførte, at den havde betænkeligheder med hensyn til gennemførelsen af miljøkonsekvensvurderingen. Den fremførte navnlig, at centrale spørgsmål vedrørende nødvendige sikkerhedsopgraderinger og styring af anlæggenes aldring ikke ville være blevet taget i betragtning i den offentlige høring. Parten anførte, at den havde indgivet en længere holdning til spørgsmålet, som ikke blev taget i betragtning.

(349) Endelig mindede en tredjepart om, at selv om et af de argumenter, som Belgien har fremført for at gennemføre LTO-projektet, er reduktionen af den europæiske atomindustris afhængighed af Rusland for så vidt angår naturgas, er den fortsat stærkt afhængig af Rusland med hensyn til dets nukleare brændsel, da Rusland spiller en central rolle i både produktionen og oparbejdningen af uran. Ifølge denne respondent ville det være lettere at finde alternative naturgaskilder end at flytte Rusland fra dets nuværende rolle i Europas nukleare industri.

7. BELGIENS SVAR PÅ TREDJEPARTERS SVAR

(350) Den 30. oktober 2024 fremsendte de belgiske myndigheder deres svar på bemærkningerne fra tredjeparter.

(351) Generelt glædede den belgiske stat sig over de synspunkter, der var blevet givet udtryk for, men mente, at flere af de rejste punkter var af rent politisk karakter, vage eller baseret på en forkert forståelse af LTO-projektet.

(352) Desuden forklarede Belgien, at de fleste af de rejste spørgsmål allerede var blevet behandlet i dets tidligere indlæg og dets svar på åbningsafgørelsen. Der redegøres nedenfor for de vigtigste argumenter fremført af Belgien som svar på tredjeparternes væsentligste betænkeligheder. Navnlig svarene på de bemærkninger, der er direkte relevante for statsstøttevurderingen, vil blive fremhævet.

(353) Med hensyn til kritikken fra nogle af tredjeparterne om, at andre finansieringsmekanismer eller andre produktionsteknologier burde have været overvejet (f.eks. udbudsprocedure for elproduktionsprofilen, der er åben for andre energiproducenter, anvendelse af den belgiske kapacitetsmekanisme, investeringer i vedvarende energikilder i stor skala og batterilagring), fremsendte Belgien følgende svar:

a) Belgien henviste til de betydelige investeringsomkostninger, der er forbundet med nukleare projekter, og forekomsten af yderligere markedssvigt i forhold til andre teknologier (se betragtning 39), hvilket gør det umuligt at finansiere LTO-projektet gennem den belgiske kapacitetsmekanisme. Belgien anførte desuden, at en auktionsmekanisme såsom de belgiske kapacitetsmekanismeauktioner ikke er et passende redskab til at finansiere atomkraftproduktion, hvorfor LTO-enhederne har brug for en særlig støttepakke.

b) Belgien mindede om, at medlemsstaterne i henhold til artikel 194, stk. 2, i TEUF har autonomi til at udforme deres energipolitikker, herunder muligheden for at have atomkraft i deres energimiks, og at en forskelligartet kombination af energiproduktionsmetoder er afgørende for at opretholde et pålideligt og afbalanceret elektricitetsnet. Belgien besluttede i 2022, at den pågældende nukleare kapacitet skulle indgå i det belgiske energimiks i yderligere ti år, og denne beslutning om energimikset kan ikke afhænge af resultatet af en auktion.

c) Belgien understregede desuden, at kun Electrabel med rimelighed kan drive LTO-enhederne som den nuværende (majoritets)ejer af LTO-enhederne og eneste operatør af atomkraftværker i Belgien. Belgien mindede om, at adgang til nuklear produktionskapacitet kræver særlig, herunder landespecifik, knowhow, som ikke er tilgængelig for alle markedsaktører, og at et udbud i dette tilfælde ikke ville have givet meningsfulde resultater, da ingen anden operatør end Electrabel kunne være blevet udvalgt.

(354) For så vidt angår tredjeparters bemærkninger til pakken af forskellige foranstaltninger (finansiel støtte, affaldshandel) til støtte for LTO-projektet, nemlig at de er overdrevne, ikke i overensstemmelse med markedsincitamenterne og ikke forholdsmæssige, anfører Belgien, at aftalerne omfatter forskellige mekanismer, der vil tilskynde BE-NUC til så vidt muligt at reagere på markedssignaler inden for anlæggenes tekniske begrænsninger. Navnlig gælder følgende:

a) Med hensyn til differencekontrakten gentog Belgien, at differencekontraktens udformning tager udgangspunkt i LTO-enhedernes tekniske, lovgivningsmæssige og økonomiske begrænsninger. Den har en mekanisme for deling af gevinst/tab med et internt afkast på mellem 6 % og 8 %, som tilskynder BE-NUC til at: i) optimere sin omkostningsstruktur forud for fastsættelsen og revisionen af strikeprisen, ii) maksimere anlæggenes produktion, når der forventes høje priser, og elsystemet nærmer sig knaphed (f.eks. vintertid), iii) afbøde potentielle ekstraordinære fortjenester, iv) udløse moduleringer i tilfælde af længere perioder med negative priser og v) sikre, at de planlagte afbrydelser i forbindelse med langsigtet drift, vedligeholdelse og optankning lægges om sommeren, hvor priserne har tendens til at være på deres laveste.

b) Med hensyn til kombinationen af flere finansielle delforanstaltninger ud over differencekontrakten anførte Belgien, at disse foranstaltninger er begrænset til det nødvendige minimum, og at de hver især dækker specifikke risici i forbindelse med LTO-projektet (og derfor supplerer hinanden). Belgien mindede om, at: i) MOCP og SDC-lånene er afgørende for at sikre, at BE-NUC genererer tilstrækkelige pengestrømme til at betale operatøren og opretholde den langsigtede operationelle levedygtighed, og ii) joint venture-strukturen, aktionærlånene og driftskapitalfaciliteten er udformet, så de har identiske betingelser for både den belgiske stat og Electrabel i deres egenskab af aktionærer og vil blive indgået på markedsvilkår.

c) Belgien fremførte, at LTO-projektet ikke er i strid med princippet om, at forureneren betaler, og forsigtighedsprincippet, og mindede om, at lignende nukleare projekter i Tyskland og Det Forenede Kongerige med hensyn til både finansieringsmekanismerne og affaldsloftsystemet allerede har vist sig at overholde princippet om, at forureneren betaler, og forsigtighedsprincippet og derfor er blevet godkendt af Kommissionen.

d) Med hensyn til affaldshandlen anførte Belgien, at de pågældende forpligtelser vedrørende nukleart affald vil blive overført til den belgiske stat ved hjælp af et fast beløb på 15 mia. EUR, hvis størrelse blev fastsat på grundlag af en solid metode og ekspertinput. Belgien påpegede også, at det endelige ansvar for sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt nukleart affald ligger hos medlemsstaterne og er et grundlæggende princip, der er nedfældet i artikel 4, stk. 1, i Rådets direktiv 2011/70/Euratom ([125]).

(355) Med hensyn til bemærkningerne fra tredjeparter om hindringerne for udviklingen af vedvarende energi fremførte Belgien, at efterspørgslen efter elektricitet fortsat vil stige og skabe muligheder for alle former for elproduktion. Belgien understregede også sine hensigter om at udvikle og støtte den videre udvikling af sektoren for vedvarende energi.

(356) Med hensyn til bemærkningerne fra tredjeparter om miljøkonsekvensvurderingen anførte Belgien, at der er blevet gennemført en miljøkonsekvensvurdering af LTO-projektet på initiativ af den føderale myndighed for økonomi, og at den var tilrettelagt i fuld overensstemmelse med belgisk lovgivning og Århuskonventionen ([126]). Belgien understregede desuden, at alle regler for offentlige udbud er blevet overholdt af de belgiske myndigheder og Engie.

(357) Med hensyn til tredjeparters bekymringer vedrørende salget af elektricitet fra atomkraftproduktion understregede Belgien, at der er indført specifikke beskyttelsesforanstaltninger for at sikre yderligere beskyttelse vedrørende energiforvaltningspartneren. Belgien understregede, at Engie vil blive udelukket fra udvælgelses- og beslutningsproceduren, og at der vil blive truffet tilstrækkelige foranstaltninger til at undgå interessekonflikter, når GEMS deltager i udbuddet vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester.

(358) Med hensyn til bemærkningen om den fortsatte afhængighed af Rusland fremførte Belgien, at Synatoms forsyningskontrakter, der er forhandlet eller under forhandling under tilsyn af Euratoms Forsyningsagentur, udtrykkeligt udelukker leverandører af naturligt uran og konverteringstjenester fra Rusland.

8. **VURDERING AF FORANSTALTNINGEN**

8.1. **Statsstøtte**

(359) I artikel 107, stk. 1, i TEUF hedder det, at statsstøtte eller støtte, som ydes ved hjælp af statsmidler under enhver tænkelig form, og som forvrider eller truer med at forvride konkurrencevilkårene ved at begunstige visse virksomheder eller visse produktioner, er uforenelig med det indre marked, i det omfang den påvirker samhandelen mellem medlemsstaterne

(360) En foranstaltning udgør statsstøtte efter artikel 107, stk. 1, i TEUF, hvis den opfylder fire kumulative betingelser. For det første skal foranstaltningen finansieres af staten eller ved hjælp af statsmidler. For det andet skal foranstaltningen give støttemodtageren en fordel. For det tredje skal foranstaltningen begunstige bestemte virksomheder eller økonomiske aktiviteter (dvs. der skal være en vis selektivitet). For det fjerde skal foranstaltningen kunne påvirke samhandelen mellem medlemsstaterne og fordreje konkurrencen på det indre marked.

([125]) Rådets direktiv 2011/70/Euratom af 19. juli 2011 om fastsættelse af en fællesskabsramme for ansvarlig og sikker håndtering af brugt nukleart brændsel og radioaktivt affald (EUT L 199 af 2.8.2011, s. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) UNECE-konventionen om adgang til oplysninger, offentlig deltagelse i beslutningsprocesser samt adgang til klage og domstolsprøvelse på miljøområdet, også kendt som Århuskonventionen. Århuskonventionen er en multilateral miljøaftale, hvorigennem borgernes muligheder for at få adgang til miljøoplysninger øges og er gennemsigtige, og der sikres en pålidelig reguleringsprocedure.

(361) I afsnit 4.1.1 i åbningsafgørelsen forklarede Kommissionen, at de tre komponenter af den anmeldte foranstaltning var planlagt samlet og er uadskillelige fra hinanden. I henhold til punkt 81 i Kommissionens meddelelse om begrebet statsstøtte kan forskellige foranstaltninger betragtes som »et enkelt indgreb«. Dette kan bl.a. være tilfældet, hvis de på hinanden følgende indgreb, henset til bl.a. deres tidsmæssige sammenhæng og formål samt virksomhedens situation på tidspunktet for indgrebene, er så tæt forbundne, at det er umuligt at adskille dem ([127]). F.eks. vil en serie statslige indgreb, som foretages over for den samme virksomhed inden for en relativt kort periode, som er forbundne med hinanden, eller som alle var planlagt eller til at forudse på det tidspunkt, hvor det første indgreb fandt sted, eventuelt skulle vurderes som et enkelt indgreb ([128]).

(362) Kommissionen forklarede i betragtning 204 og 208 i åbningsafgørelsen, at foranstaltningens tre komponenter, herunder alle deres delkomponenter, der tilsammen tog sigte på forlængelse af LTO-enhedernes levetid, eftersom de var planlagt sammen, har samme formål og er fastlagt i den samme aftale, nemlig gennemførelsesaftalen af 13. december 2023 (se betragtning 24), den samme lovgivningsmæssige retsakt, nemlig Phoenix-loven om energiforsyningssikkerhed og reformen af atomenergisektoren (se afsnit 3.5.2), og alle ydes af den samme støtteydende myndighed, nemlig den belgiske stat. Desuden blev forlængelsen af levetiden for de to atomreaktorer og dermed LTO-projektet iværksat af den belgiske regering, og Engies og Electrabels deltagelse i aftalen var betinget af, at der blev opnået et passende vederlag, en garanti mod lovændringer vedrørende elproduktion fra nukleare kilder og yderligere risikobegrænsning med hensyn til omkostningerne ved nukleart affald (se betragtning 23). Hver af de tre komponenter i den anmeldte foranstaltning, herunder deres delkomponenter, er derfor tæt forbundne, og det ville have været umuligt at adskille dem, da de tilsammen udgør en nødvendig betingelse for Engies og Electrabels deltagelse i LTO-projektet.

(363) I lyset af ovenstående fandt Kommissionen, at de tre komponenter burde undersøges samlet som et samlet indgreb. De tre komponenter er indbyrdes afhængige og har gensidigt forstærkende virkninger for LTO-projektets resultater. Kommissionen drog også den foreløbige konklusion, som gælder for de tre komponenter af foranstaltningen betragtet under ét, at indgrebet ville indebære statsstøtte, da det blev ydet ved hjælp af statsmidler, der kan tilregnes den belgiske stat, at foranstaltningen ville give en selektiv økonomisk fordel, og at foranstaltningen kunne påvirke samhandelen mellem medlemsstaterne og fordreje konkurrencen på det indre marked.

(364) Kommissionen har ikke fået kendskab til grunde til at ændre sin vurdering i disse henseender under den formelle undersøgelsesprocedure. Da de tre elementer i foranstaltningen blev planlagt sammen, har samme formål, er fastlagt ved den samme aftale og lovgivning, ydes af den samme støttetildelende myndighed og alle tre var nødvendige for at overbevise Engie og Electrabel om at deltage i LTO-projektet, mener Kommissionen, at de er en del af et samlet indgreb og bør undersøges samlet som et samlet indgreb.

8.1.1. *Tilregnelse til staten og spørgsmålet om, hvorvidt der er tale om statsmidler*

(365) For at foranstaltninger kan kategoriseres som støtte i henhold til artikel 107, stk. 1, i TEUF, skal de ydes direkte eller indirekte ved hjælp af statsmidler.

(366) Som forklaret i betragtning 213 i åbningsafgørelsen blev kombinationen af delforanstaltninger under LTO-projektet som beskrevet i afsnit 3 i denne afgørelse besluttet af den belgiske stat (efter aftale med Engie) på tidspunktet for undertegnelsen af gennemførelsesaftalen den 13. december 2023. Desuden indebærer LTO-projektet oprettelse af en delvist statsejet enhed (BE-NUC), og den støtteydende myndighed er den belgiske stat.

([127]) Dom af 19. marts 2013, Bouygues og Bouygues Télécom mod Kommissionen m.fl., forenede sager C-399/10 P og C-401/10 P, EU:C:2013:175, præmis 104, af 13. september 2010, Grækenland m.fl. mod Kommissionen, forenede sager T-415/05, T-416/05 og T-423/05, EU:T:2010:386, præmis 177, af 15. september 1998, BP Chemicals mod Kommissionen, T-11/95, EU:T:1998:199, præmis 170 og 171.

([128]) Dom af 15. december 2021, Oltchim SA mod Kommissionen, T-565/19, EU:C:2021:904, præmis 93-197.

(367) Som forklaret i betragtning 214 i åbningsafgørelsen består LTO-projektet af en række delforanstaltninger, der indebærer en overførsel af statsmidler til fordel for BE-NUC, det nyoprettede joint venture-selskab ejet af den belgiske stat og Electrabel. Navnlig indebærer en statsstøttet differencekontrakt, der gør det muligt for joint venture-selskabet at modtage en supplerende godtgørelse i tilfælde af, at markedspriserne ville føre til et fald i driftsindtægterne, en overførsel af statsmidler til fordel for joint venture-selskabet for staten.

(368) Af ovenstående grunde konkluderer Kommissionen, at foranstaltningen ydes ved hjælp af statsmidler og kan tilregnes staten i henhold til artikel 107, stk. 1, i TEUF.

8.1.2. *Selektiv økonomisk fordel*

(369) En foranstaltning er selektiv, såfremt den kun begunstiger visse virksomheder eller visse produktioner. Kommissionen gentager, at denne foranstaltning, herunder dens forskellige delkomponenter, vurderet samlet og hver for sig, giver en selektiv fordel som omhandlet i artikel 107, stk. 1, i TEUF.

(370) Som forklaret i betragtning 217 i åbningsafgørelsen er LTO-projektet, herunder de tre komponenter i den anmeldte foranstaltning, rettet mod forlængelse af levetiden for to atomreaktorer med henblik på at udbyde elektricitet på energimarkedet og dermed bidrage til forsyningssikkerheden. Foranstaltningen vil give de største støttemodtagere, Electrabel og Luminus samt BE-NUC, en særlig fordel: i) som ikke stilles til rådighed for andre energioperatører i lignende retlige og faktiske situationer i betragtning af foranstaltningens formål og virkninger (at tilvejebringe finansiering og stabile indtægter med henblik på at forlænge to atomreaktorers levetid og garantere elforsyningssikkerheden i Belgien), og ii) som de ikke ville have opnået på normale markedsvilkår og uden en specifik aftale om de forskellige komponenter i foranstaltningen. Denne fordel er selektiv, idet den begunstiger ejerne og operatøren af LTO-enhederne, som befinder sig i en faktisk og retlig situation, der kan sammenlignes med andre leverandører af produktionskapacitet, som ikke har mulighed for at drive atomkraftværker i Belgien, men som også kan bidrage til forsyningssikkerheden (f.eks. gasværker, operatører inden for prisfleksibelt elforbrug og udbydere af oplagringsfaciliteter).

(371) Som forklaret i betragtning 218 i åbningsafgørelsen giver mange af de individuelle delforanstaltninger, der er en del af LTO-projektet, desuden Electrabel og/eller Luminus (og de bidragende virksomheder, hvor det er relevant) en selektiv økonomisk fordel. F.eks. omfatter aflønningsaftalen i komponent 1 en tovejsdifferencekontrakt, der etablerer en fast indtægtsstrøm til produktion af elektricitet fra nukleare kilder og dermed beskytter ejerne af anlæggene mod markedsrisici. Den belgiske stat yder også et aktionærlån, et SDC-lån og en minimumsbetaling for OPEX og kapital til dækning af LTO-enhedernes opstartsomkostninger og deres potentielle manglende rentabilitet. Disse lån og aftaler er ikke tilgængelige for andre konkurrenter og giver således Electrabel, som en del af BE-NUC, og Luminus en selektiv økonomisk fordel. Komponent 3 yder omkostningsdækningsbeskyttelse til Engie og Luminus i tilfælde af en ændring af lovgivning eller politik og reducerer dermed investeringsrisikoen og overfører den til staten og giver en økonomisk fordel, som ikke kunne være opnået under normale markedsvilkår, og som ikke er tilgængelig for andre markedsaktører.

(372) Belgien har gjort gældende, at udbudsproceduren vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester vil blive gennemført i overensstemmelse med den belgiske lov om offentlige udbud af 17. juni 2016 og kongeligt dekret af 18. juni 2017 om offentlige udbud for forsyningssektoren. Energiforvaltningspartneren vil blive udvalgt gennem et åbent, gennemsigtigt, ikkediskriminerende og ubetinget udbud. Den konkurrenceprægede udbudsprocedure vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester, som anvender og overholder procedurerne i udbudsdirektiverne, sikrer, at transaktionen, i dette tilfælde købet af energiforvaltningstjenester, er i overensstemmelse med markedsvilkårene og udelukker enhver fordel, der indrømmes energiforvalteren. LTO-projektet giver derfor ikke energiforvaltningspartneren en selektiv fordel.

(373) På grundlag af ovenstående konkluderer Kommissionen, at LTO-projektet giver støttemodtagerne en selektiv økonomisk fordel.

8.1.3. *Trussel om unødige konkurrence- og handelsforvridninger*

(374) Som Kommissionen påpegede i betragtning 221 i åbningsafgørelsen, er elektricitetsmarkedet blevet liberaliseret, og elektricitetsproducenterne deltager i samhandelen mellem medlemsstaterne, således at en fordel, der indrømmes producenterne af nuklear elektricitet, sandsynligvis vil fordreje konkurrencen og påvirke samhandelen mellem medlemsstaterne. Elektricitet fra nukleare kilder sælges generelt på det indre marked for elektricitet, hvor den konkurrerer med alle elektricitetskilder, herunder kilder i andre medlemsstater. Desuden er det belgiske elektricitetsmarked tæt forbundet i regionen i kernekapacitetsberegningen.

(375) Kommissionen gentager derfor sin holdning om, at den fordel, som støttemodtagerne har fået gennem LTO-projektet, truer med at fordreje konkurrencevilkårene og påvirke samhandelen mellem medlemsstaterne.

8.1.4. *Konklusion vedrørende forekomsten af statsstøtte*

(376) Kommissionen konkluderer, at komponent 1, 2 og 3 i den anmeldte foranstaltning (tilsammen LTO-projektet) som forskellige foranstaltninger, der vedrører et samlet indgreb fra statens side, udgør statsstøtte som omhandlet i artikel 107, stk. 1, i TEUF.

8.2. **Støttens lovlighed**

(377) Som Kommissionen påpegede i betragtning 224 i åbningsafgørelsen, blev foranstaltningen anmeldt til Kommissionen den 21. juni 2024 og er endnu ikke blevet gennemført. Belgien har bekræftet, at der ikke vil blive udført andet faktisk arbejde end det forberedende arbejde, der indgår i udviklingsaktiviteterne under den ændrede fælles udviklingsaftale, inden transaktionen afsluttes. Afslutningen af transaktionen og gennemførelsen af foranstaltningen er betinget af Kommissionens godkendelse af foranstaltningen, da godkendelse af statsstøtte er en forudsætning for anvendelsen af gennemførelsesaftalen.

(378) De belgiske myndigheder har derfor opfyldt anmeldelses- og standstill-forpligtelserne i henhold til artikel 108, stk. 3, i TEUF.

8.3. **Foranstaltningens forenelighed med det indre marked**

(379) Da foranstaltningen blev anset for at udgøre statsstøtte, har Kommissionen yderligere undersøgt, om den kan anses for forenelig med det indre marked.

8.3.1. *Retsgrundlag for vurdering af støtten*

(380) Kommissionen har vurderet den anmeldte foranstaltning på grundlag af artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF, hvori det fastsættes, at Kommissionen kan erklære »støtte til fremme af udviklingen af visse erhvervsgrene eller økonomiske regioner, når den ikke ændrer samhandelsvilkårene på en måde, der strider mod den fælles interesse«, forenelig med det indre marked.

8.3.2. *Positiv betingelse: udvikling af en erhvervsgren*

8.3.2.1. *Bidrag til udviklingen af en erhvervsgren*

(381) Kommissionen kan i henhold til artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF erklære »støtte til fremme af udviklingen af visse erhvervsgrene eller økonomiske regioner, når den ikke ændrer samhandelsvilkårene på en måde, der strider mod den fælles interesse«, forenelig med det indre marked. For at støtte er forenelig i henhold til denne bestemmelse i traktaten, skal den derfor bidrage til udviklingen af en bestemt erhvervsgren ([129]).

(382) Statslig indgriben kan være nødvendig for at fremme eller tilskynde til udvikling af visse økonomiske aktiviteter, som slet ikke ville udvikle sig, eller som ikke ville udvikle sig i samme tempo eller på samme vilkår uden støtte.

([129]) Dom af 22. september 2022, Østrig mod Kommissionen, C-594/18 P, EU:C:2020:742, præmis 20 og 24.

(383) Belgien har anført, at alle tre komponenter i foranstaltningen mindsker de vigtigste risikofaktorer, der opstår i forbindelse med investeringer i atomkraftproduktionsaktiver. Som forklaret i afsnit 3.1 i denne afgørelse og i afsnit 2.3 i åbningsafgørelsen er formålet med den anmeldte foranstaltning at gøre det muligt at investere i to eksisterende atomreaktorer for at sikre deres drift i en længere periode på ti år (navnlig gennem foranstaltningens komponent 1, se afsnit 3.3.1) og dermed bidrage til forsyningssikkerheden i Belgien og sikre finansieringen af nukleart affald og brugt brændsel på lang sigt (navnlig gennem foranstaltningens komponent 2, se afsnit 3.3.2). Belgien anfører endvidere, at den retlige beskyttelse (gennem foranstaltningens komponent 3, se afsnit 3.3.3) er nødvendig for at fremskynde LTO-projektet ved at reducere visse risici, der anses for at ligge uden for investorens kontrol.

(384) Kommissionen minder om, at Domstolen har anerkendt udviklingen af ny nuklear kapacitet som en erhvervsgren som omhandlet i artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF ([130]) og har fastslået, at artikel 107 i TEUF kan finde anvendelse på investeringer i atomkraftværker ([131]). Da LTO-projektet bidrager til udviklingen af elproduktion fra nukleare energikilder i Belgien, bidrager det til udviklingen af en erhvervsgren i Belgien.

(385) Kommissionen finder derfor, at foranstaltningen fremmer udviklingen af visse erhvervsgrene som krævet i artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF.

8.3.2.2. Tilskyndelsesvirkning

(386) Statsstøtte kan kun anses for at fremme udviklingen af en erhvervsgren, hvis den har en tilskyndelsesvirkning. Der er tale om tilskyndelsesvirkning, når støtten motiverer støttemodtageren til at ændre adfærd hen imod udviklingen af en erhvervsgren i overensstemmelse med støttens formål, og hvis denne adfærdsændring ikke ville have fundet sted uden støtten.

(387) Som forklaret i betragtning 5 og 6 i åbningsafgørelsen og i betragtning 19 og 23 i denne afgørelse har Belgien præciseret, at Engie uden støtten ikke ville have de nødvendige incitamenter til fortsat at investere i udviklingen af nuklear elproduktionskapacitet, navnlig fordi Belgien forud for den belgiske regerings beslutning om LTO-projektet i marts 2022 planlagde en fuldstændig udfasning af kerneenergi (se afsnit 2.2). Belgien forklarede desuden, at der er betydelige markedssvigt i forbindelse med investeringer i energiproduktionsressourcer generelt og i atomkraftproduktion i særdeleshed (se afsnit 3.1). Det er usandsynligt, at investeringer i atomenergi uden statsstøtte vil være rentable på grund af usikkerheden om udviklingen på elmarkedet, navnlig i tilfælde af en forlængelse af levetiden i en begrænset periode på ti år.

(388) Som forklaret i betragtning 19 i denne afgørelse og i betragtning 5 i åbningsafgørelsen havde Engie allerede bebudet, at det ville forlade den nukleare sektor i Belgien, og havde tilpasset sin kommunikation og strategi i overensstemmelse hermed. Som svar på den offentlige høring vedrørende åbningsafgørelsen bekræftede Engie, at der ikke er nogen tvivl om, at Electrabel ikke ville have fortsat driften af LTO-enhederne uden LTO-projektet, herunder de tre komponenter (se afsnit 5.1.2).

(389) Belgien anfører også, at de udviklingsaktiviteter, der blev gennemført som følge af indgåelsen af den ændrede fælles udviklingsaftale inden transaktionens afslutning, kun er forberedende arbejde og gennemførlighedsundersøgelser, og at der ikke vil blive udført noget egentligt arbejde inden transaktionens formelle afslutning (se afsnit 3.3.1.1).

(390) Kommissionen mener, at alle foranstaltningens komponenter har samme specifikke mål og alle er nødvendige for at gå videre med LTO-projektet.

a) De finansielle støttemekanismer under komponent 1 i den anmeldte foranstaltning er nødvendige for at mindske risikoen ved LTO-projektet og for at dække dets investeringsomkostninger, herunder en rimelig fortjeneste, navnlig da den nukleare operatør i henhold til det nuværende retsgrundlag igen skal indstille sine nukleare aktiviteter efter levetidsforlængelsen på ti år, hvilket skaber en endnu større usikkerhed med hensyn til indtægterne fra atomenergiproduktion.

([130]) Ibid., punkt 63.
([131]) Ibid., punkt 32.

b) Affaldsaftalen under komponent 2 i foranstaltningen og aftalen om retlig beskyttelse i tilfælde af en ændring af lovgivningen om atomkraftproduktion (komponent 3) var også et krav fra Engie og Electrabel, inden de overvejede deres deltagelse i LTO-projektet og genindtræden i atomkraftsektoren i Belgien.

(391) I lyset af ovenstående finder Kommissionen, at foranstaltningen har en tilskyndelsesvirkning, da den tilskynder støttemodtagerne til at udøve en økonomisk aktivitet, som de ikke ville have udøvet uden foranstaltningen.

8.3.2.3. Overholdelse af relevante bestemmelser i EU-retten

(392) Som forklaret i åbningsafgørelsen fastslog Domstolen i Hinkley Point C-sagen ([132]), at »statsstøtte, der er i strid med EU-rettens bestemmelser eller almindelige principper, generelt ikke kan erklæres for forenelig med det indre marked«. Med hensyn til atomenergi præciserede Domstolen specifikt, at for sektoren, »der henhører under Euratomtraktaten, kan en statsstøtte til fordel for økonomisk virksomhed i denne sektor, hvis undersøgelse viser, at den er i strid med de EU-retlige regler på miljøområdet, ikke erklæres forenelig med det indre marked i medfør af denne bestemmelse«.

(393) Desuden fremhævede Domstolen, at afledt ret såsom direktiv 2011/92/EU, i henhold til hvilket visse projekter skal underkastes en miljøkonsekvensvurdering, finder anvendelse på kernekraftværker og andre kernereaktorer.

(394) Domstolen præciserede også, at investeringer i kerneenergi ikke er udelukket i henhold til artikel 194 i TEUF om Unionens politik på energiområdet ([133]). Eftersom medlemsstaterne i henhold til disse bestemmelser i EUF-traktaten kan vælge at medtage atomenergi i deres energimiks, ses det ifølge retspraksis ([134]), at de EU-retlige mål og principper på miljøområdet og de mål, som forfølges med Euratomtraktaten, ikke er modstridende, hvorfor miljøbeskyttelsesprincippet, forsigtighedsprincippet, princippet om, at forureneren betaler, og bæredygtighedsprincippet ikke i alle tilfælde kan anses for at være til hinder for, at der ydes statsstøtte til opførelse eller drift af et atomkraftværk.

(395) Den omstændighed, at foranstaltningen vedrører atomenergi, gør den således ikke uforenelig med det indre marked. Belgien har valgt atomenergi for at løse problemer med forsyningssikkerheden og bidrage til dekarboniseringen af landets energimiks (se afsnit 2.3 og 2.4).

(396) Som nævnt i betragtning 240 i åbningsafgørelsen og betragtning 222 i denne afgørelse forklarede Belgien, at der forud for udviklingen af LTO-projektet blev gennemført en omfattende og åben miljøkonsekvensvurderingsproces i overensstemmelse med kravene i EU's afledte ret ([135]). Som reaktion på en bemærkning fra en tredjepart i denne henseende (se betragtning 348) gentog Belgien, at der er blevet gennemført en miljøkonsekvensvurdering af LTO-projektet på initiativ af den belgiske føderale myndighed for økonomi, og at den var tilrettelagt i fuld overensstemmelse med belgisk lovgivning og Århuskonventionen (se betragtning 356). Kommissionen har derfor ingen indikationer på, at LTO-projektet overtræder nogen bestemmelser i EU's miljølovgivning.

(397) LTO-projektet blev meddelt Kommissionen, og de belgiske myndigheder anmeldte det i henhold til Euratomtraktatens artikel 41.

(398) Det er ikke udelukket, at Electrabel skal udføre bygge- og anlægsarbejde for at bringe LTO-enhederne i overensstemmelse med sikkerhedsmyndighedens krav. Det følger af retspraksis, at »når Kommissionen anvender proceduren på området for statsstøtte, er den i medfør af traktatens almindelige opbygning forpligtet til at

([132]) Dom af 22. september 2022, Østrig mod Kommissionen, C-594/18 P, EU:C:2020:742, præmis 44 og 45.
([133]) Dom af 22. september 2022, Østrig mod Kommissionen, C-594/18 P, EU:C:2020:742, præmis 48 og 49.
([134]) Ibid., præmis 49.
([135]) Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2011/92/EU af 13. december 2011 om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet (EUT L 26 af 28.1.2012, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

respektere sammenhængen mellem de bestemmelser, der regulerer statsstøtte, og de andre særlige bestemmelser end dem, der vedrører statsstøtte, og således vurdere den pågældende støttes forenelighed med disse særlige bestemmelser. *Der gælder dog kun en sådan forpligtelse for Kommissionen med hensyn til de vilkår for en støtte, der er uløseligt forbundet med støttens formål i en sådan grad, at det ikke ville være muligt at vurdere dem isoleret.* […] Hvis den pågældende støttemåde kan udskilles fra støttens formål, er Kommissionen derimod ikke forpligtet til at vurdere dens forenelighed med andre bestemmelser end dem, der vedrører statsstøtte, inden for rammerne af den procedure, der er fastsat i artikel 108 TEUF« ([136]). Retten bekræftede i sin dom om statsstøtte til atomkraftværket Paks II, at Kommissionen ikke er forpligtet til at kontrollere, at ethvert aspekt af en støtteforanstaltning eller ethvert element vedrørende en støtte — i mangel af en uadskillelig forbindelse — er i overensstemmelse med EU-retten ([137]). I den pågældende sag bemærkede Retten endvidere, at »[e]n gennemførelse af en offentlig udbudsprocedure og en eventuel benyttelse af en anden virksomhed til opførelse af reaktorerne ændrer hverken støttens genstand [...] eller støttemodtageren [...]« ([138]).

(399) Som nævnt i betragtning 243 i åbningsafgørelsen er Kommissionen af den opfattelse, at forenelighedsvurderingen af den anmeldte foranstaltning kan blive påvirket af en eventuel manglende overholdelse af direktiv 2014/25/EU, hvis den medfører yderligere unødige konkurrence- og handelsforvridninger på elektricitetsmarkedet (det marked, hvor støttemodtagerne er aktive). Kommissionen bemærker, at direktiv 2014/25/EU er relevant for så vidt angår direkte tildeling af (potentielt) bygge- og anlægsarbejde for LTO-enhederne til specifikke virksomheder.

(400) Selv om Electrabel i den foreliggende sag lod hele eller en del af det (potentielle) bygge- og anlægsarbejde i forbindelse med LTO-projektet, som kunne være omfattet af lovgivningen om offentlige udbud, udføre af underleverandører, er Kommissionen af den opfattelse, at der ikke er nogen »uløselig forbindelse« mellem støtteaspekterne og aspekterne vedrørende offentlige udbud, fordi det er muligt at vurdere dem særskilt. Den anmeldte foranstaltning støtter levetidsforlængelsen for de to atomreaktorer uafhængigt af, hvordan den eller de fremtidige kontrahenter vælges. Gennemførelsen af den anmeldte støtte afhænger heller ikke af den nøjagtige anvendelse af reglerne for offentlige udbud. Driften af LTO-enhederne og betingelserne for markedsføring af elektriciteten kan derfor adskilles fra de offentlige udbudsaspekter vedrørende istandsættelsen af atomreaktorerne. Kommissionen kan derfor vurdere foranstaltningen uden at evaluere de offentlige udbudsaspekter af kontrakten vedrørende istandsættelsesarbejdet, da sådanne aspekter ikke er uløseligt forbundet med hverken den erhvervsgren, der fremmes af støtten, eller dens modaliteter.

(401) Med hensyn til aftalen om energiforvaltningstjenester anfører Belgien, at der er et offentligt udbud i gang med henblik på udvælgelse af en energiforvaltningspartner, og at udbudsproceduren overholder reglerne i den belgiske lovgivning om offentlige udbud (se afsnit 3.3.1.5.1). Den belgiske regering optræder som ordregivende enhed på vegne af BE-NUC (fordi BE-NUC endnu ikke er fuldt operationel), men BE-NUC vil selv indgå aftalen om energiforvaltningstjenester. I betragtning af BE-NUC's aktiviteter blev det besluttet at anvende reglerne for forsyningssektorerne. Den ordregivende enhed udvælger berettigede parter og opfordrer dem til at afgive et tilbud på grundlag af det udkast til aftalen om energiforvaltningstjenester, som den ordregivende enhed har foreslået, og efterfølgende kan der afholdes forhandlinger og afgives tilbud. Kommissionen kan derfor konkludere, at udbuddet vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester overholder de relevante belgiske og europæiske regler for offentlige udbud.

(402) Belgien bekræftede, at reglerne for offentlige udbud for udbudsproceduren vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester (se betragtning 143) og reglerne for offentlige udbud generelt (se betragtning 356) er blevet overholdt af de belgiske myndigheder og Engie. Af de grunde, der er nævnt i betragtning 398-401, har Kommissionen ingen indikationer på, at LTO-projektet overtræder nogen bestemmelser i lovgivningen om offentlige udbud.

([136]) Se dom af 3. december 2014, Castelnou Energía, sag T-57/11, EU:T:2014:1021, præmis 181-184. Dom af 30. november 2022, Østrig mod Kommissionen, T-101/18, EU:T:2022:728, præmis 30.

([137]) Dom af 30. november 2022, Østrig mod Kommissionen, T-101/18, EU:T:2022:728, præmis 32.

([138]) Dom af 30. november 2022, Østrig mod Kommissionen, T-101/18, EU:T:2022:728, præmis 37. Argumentationen vedrørende behovet for en »uløselig forbindelse« for, at Kommissionen kan vurdere foreneligheden af EU-retten med visse støtteformer, er blevet godkendt af Domstolen i Braesch. Se dom af 31. januar 2023, Kommissionen mod Braesch m.fl., C-284/21 P, EU:C:2023:58, præmis 96-99.

(403) Som nævnt i betragtning 245 i åbningsafgørelsen og afsnit 3.3.2.1 i denne afgørelse vedrørende overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel er aftalen i overensstemmelse med bestemmelserne i direktiv 2011/70/Euratom. Euratomtraktaten og den relevante afledte ret pålægger operatører af nukleare anlæg hovedansvaret for at sikre ansvarlig og sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald og finansieringen heraf i overensstemmelse med princippet i artikel 4, stk. 3, i direktiv 2011/70/Euratom. Staten har imidlertid det endelige ansvar for ansvarlig og sikker håndtering af radioaktivt affald og brugt brændsel og for at sikre, at der er tilstrækkelige finansielle ressourcer til rådighed til en sådan håndtering. De belgiske myndigheder har påvist, at foranstaltningen har til formål at sikre finansieringen af håndteringen af brugt brændsel og nukleart affald som en forudsætning for en ansvarlig og sikker håndtering af disse materialer. Kommissionen har derfor ingen indikationer på, at affaldsdelen af LTO-projektet er i strid med bestemmelserne i direktiv 2011/70/Euratom.

(404) Da LTO-projektet modtager støtte i form af en tovejsdifferencekontrakt, finder Kommissionen, at principperne i artikel 19d, stk. 2, i forordning (EU) 2019/943 ([139]), som ændret ved forordning (EU) 2024/1747 (»elektricitetsforordningen«), finder anvendelse på alle tovejsdifferencekontrakter fra nævnte forordnings ikrafttræden den 16. juli 2024. Dette omfatter tilfælde, hvor en medlemsstat uden at være forpligtet hertil i henhold til elektricitetsforordningen beslutter at indføre en tovejsdifferencekontrakt i forbindelse med investeringer, der har til formål at forlænge eksisterende anlægs levetid, som det er tilfældet med LTO-projektet. I den forbindelse foretog de belgiske myndigheder nogle ændringer af differencekontraktens udformning for at forbedre moduleringsafgørelserne ved at overføre beslutningsmyndigheden med hensyn til økonomiske modulationer til energiforvaltningspartneren, jf. afsnit 3.3.1.5.2. Desuden intensiverede Belgien mekanismen for deling af gevinst/tab (opdateret MPRA) for i højere grad at tilpasse den finansielle støtte til ændringer i markedspriserne (se betragtning 107). Kommissionen anerkender, at anlæggenes størrelse er relativt stor i forhold til likviditeten på intraday-markedet og balancemarkedet i Belgien, at de pågældende anlæg er afhængige af gammel nuklear teknologi med begrænset fleksibilitet, at anlæggene er underlagt særligt høje sikkerhedskrav, og at forlængelsen og indførelsen af økonomiske modulationer øger risikoen for nedlukninger (se afsnit 2.1). Samtidig anerkender Kommissionen, at de belgiske intraday- og balancemarkeder, selv om de i stigende grad integreres med nabomarkeder, fortsat er forholdsvis små i forhold til størrelsen af de to anlæg. På denne baggrund anerkender Kommissionen, at de belgiske myndigheder har foretaget visse ændringer af udformningen af differencekontrakten for at bringe den tættere på målene i elektricitetsforordningens artikel 19d, stk. 2, ved at sikre, at LTO-enhederne moduleres som reaktion på markedssignaler, navnlig også ved — så vidt det er teknisk muligt — at sikre en effektiv produktions- og vedligeholdelsesplan.

(405) Som nævnt i betragtning 247 i åbningsafgørelsen og betragtning 110 i denne afgørelse anfører Belgien, at eventuelle indtægter fra tovejsdifferencekontrakten vil blive overført til det almindelige statsbudget (med forbehold af særskilt regnskabsføring) og primært vil blive anvendt til at finansiere modparten i aflønningsaftalens betalinger i henhold til differencekontrakten for LTO-enhederne. Hvis differencekontraktens indtægter overstiger de beløb, der er nødvendige for at finansiere omkostningerne ved differencekontrakten for LTO-enhederne, kan de anvendes til at finansiere omkostningerne ved en anden differencekontrakt. Belgien giver tilsagn om, at hvis eventuelle resterende indtægter fra differencekontrakten fordeles til virksomheder, vil dette ske i overensstemmelse med elektricitetsforordningens artikel 19d, stk. 2, litra d) og e). Belgien vil underrette Kommissionen på forhånd, hvis indtægterne fra differencekontrakten fordeles til virksomheder, og om nødvendigt anmelde en sådan foranstaltning (se betragtning 110). Med dette tilsagn mener Kommissionen, at Belgien har givet tilstrækkelig sikkerhed for overholdelse af principperne i elforordningens artikel 19d, stk. 2, litra d) og e). Belgien bekræftede også, at differencekontrakten indeholder klausuler om konventionalbod i tilfælde af uberettiget ensidig opsigelse af aftalen før tid i overensstemmelse med elforordningens artikel 19d, stk. 2, litra f) (se betragtning 110).

([139]) Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (EUT L 158 af 14.6.2019, s. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), som ændret ved Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2024/1747 af 13. juni 2024 om ændring af forordning (EU) 2019/942 og (EU) 2019/943 for så vidt angår forbedring af udformningen af Unionens elektricitetsmarked (EUT L, 2024/1747, 26.6.2024, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Som også nævnt i betragtning 248 i åbningsafgørelsen med hensyn til joint venture-selskabets overholdelse af Rådets forordning (EF) nr. 139/2004 ([140]) fremgår det af indlæggene fra den belgiske stat og Engie, at det planlagte joint venture-selskab ikke kan anses for at være selvstændigt fungerende i henhold til artikel 3 i nævnte forordning. Det følger heraf, at foranstaltningen ikke skal anmeldes til Kommissionen for så vidt angår dens overensstemmelse med nævnte forordning.

(407) Som anført i betragtning 249 i åbningsafgørelsen og afsnit 3.6 i denne afgørelse forklarede de belgiske myndigheder med hensyn til finansieringen af foranstaltningen, at omkostningerne i forbindelse med LTO-projektet dækkes af statsbudgettet, hvor det er nødvendigt. Fordelene ved projektet vil også tilfalde statsbudgettet. Der er ingen midler bundet til foranstaltningen, og foranstaltningen er derfor ikke i strid med artikel 30 eller 110 i TEUF.

(408) Af ovennævnte grunde konkluderer Kommissionen, at den foreslåede foranstaltning ikke som sådan er i strid med relevante bestemmelser i EU-retten.

8.3.2.4. Konklusion

(409) I lyset af ovenstående konkluderer Kommissionen, at LTO-projektet opfylder den første (positive) betingelse i foreneligheds vurderingen (dvs. at støtten fremmer udviklingen af en erhvervsgren).

8.3.3. *Negativ betingelse: Støtten påvirker ikke samhandelsvilkårene på en måde, der strider mod den fælles interesse*

8.3.3.1. Identifikation af det marked, der berøres af støtten

(410) Som påpeget i åbningsafgørelsen blev LTO-projektet oprettet for at bidrage til elforsyningssikkerheden på det belgiske marked og samtidig mindske Belgiens afhængighed af fossile brændstoffer (og dermed også bidrage til dekarboniseringen af Belgiens energisystem). Samtidig er det blevet fastslået, at det belgiske marked er godt forbundet i regionen i kernekapacitetsberegningen (se betragtning 374).

(411) Set i lyset af ovenstående bemærkninger er de relevante markeder for vurderingen af de omhandlede foranstaltninger elektricitetsmarkederne i Belgien og elektricitetsmarkedet i regionen i kernekapacitetsberegningen.

8.3.3.2. Identifikation af støtteforanstaltningens positive virkninger

(412) Som nævnt i betragtning 254 i åbningsafgørelsen og Tabel 2 i denne afgørelse forventes forlængelsen af levetiden for de to atomreaktorer at udgøre 12-16 % af elproduktionen i Belgien, hvilket gør det muligt at fortsætte den atombaserede elproduktion og derfor opretholde den nødvendige produktion på forsyningssiden i overensstemmelse med det specifikke energimiks, som Belgien har valgt. Sammen med den kapacitet, der indkøbes gennem kapacitetsmekanismen, er det nødvendigt at beholde de to nyeste atomreaktorer på markedet i yderligere ti år for at imødekomme den konstant stigende efterspørgsel efter elektricitet i Belgien, som det fremgår af den belgiske TSO's seneste vurdering af ressourcetilstrækkeligheden (se afsnit 2.4). LTO-projektet har derfor positive virkninger på markedet, da det vil bidrage til at løse problemerne med ressourcetilstrækkelighed og til forsyningssikkerheden i Belgien.

(413) Desuden sikrer investeringer i nukleare energikilder pålidelige kulstoffattige produktionsaktiver. Ved at garantere sikre forsyninger i forbindelse med udfasningen af de mest forurenende brændsler og mindske afhængigheden af naturgas bidrager atomkraftproduktion med lave CO_2-emissioner pr. MWh produceret elektricitet (sammen med udviklingen af vedvarende energi) til at nå nationale og europæiske dekarboniseringsmål.

(414) LTO-projektet vil også direkte støtte målene i RePowerEU-planen, da det vil mindske afhængigheden af importerede fossile brændsler (især gas), der er præget af prisudsving og geopolitiske risici, og projektet vil derved styrke energisikkerheden (se betragtning 21).

([140]) Rådets forordning (EF) nr. 139/2004 af 20. januar 2004 om kontrol med fusioner og virksomhedsovertagelser (EUT L 24 af 29.1.2004, s. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) I lyset af ovenstående betragtninger konkluderer Kommissionen, at LTO-projektet har positive virkninger på markedet, da det vil øge forsyningssikkerheden og bidrage til dekarboniseringen af Belgiens energimiks. Da regionen i kernekapacitetsberegningen er godt forbundet, vil disse positive virkninger sandsynligvis være til gavn for de nabomedlemsstater, der importerer elektricitet fra Belgien.

8.3.3.3. Nødvendigheden af den statslige indgriben

(416) For at afgøre, om en støtteforanstaltning er nødvendig, skal Kommissionen vurdere, om foranstaltningen er rettet mod en situation, hvor foranstaltningen kan medføre en væsentlig forbedring, som markedet alene ikke kan levere. Støtte, der forbedrer den støttemodtagende virksomheds finansielle situation, men som ikke er nødvendig for at nå det tilstræbte mål, kan ikke betragtes som forenelig med det indre marked.

(417) I den foreliggende sag ønsker Belgien at forlænge levetiden for sine to nyeste atomreaktorer for at løse problemer med forsyningssikkerheden og samtidig reducere forbruget af fossile brændstoffer og dermed bidrage til dekarboniseringen. Kommissionen skal vurdere, om statsstøtte til opretholdelse af atomenergi på markedet er nødvendig for at nå disse mål.

(418) I afsnit 2.3.2 i åbningsafgørelsen og afsnit 3.1. i denne afgørelse forklarede Kommissionen, at forekomsten af markedssvigt er en relevant faktor for vurderingen af støttens nødvendighed, og den anerkendte visse markedssvigt, der kræver statslig indgriben i udviklingen af atomkraft ([141]). Navnlig for så vidt angår investeringer i atomenergi opstår markedssvigtet hovedsagelig på grund af en række særlige risici, som er vanskelige at styre for handelsinvestorer ([142]), f.eks.:

a) kompleksiteten af nuklear teknologi, som medfører eksponering for tekniske risici og projektstyringsrisici samt markeds- og investeringsrisici (på grund af investeringernes kapitalintensitet og energimarkedernes volatilitet), som behandles i foranstaltningens komponent 1

b) de langsigtede risici i forbindelse med håndtering af nukleart affald og dekommissionering og demontering af atomkraftværker, som er omfattet af foranstaltningens komponent 2

c) eksponering for risici i forbindelse med lovgivningsmæssige og politiske beslutninger, som behandles i foranstaltningens komponent 3.

(419) Ifølge Belgien omhandler hver af de tre komponenter i LTO-projektet en af de risici og et af de markedssvigt, der er nævnt i betragtning 418.

(420) Belgien gør også gældende, at den belgiske kapacitetsmekanisme ikke er en passende finansieringsmekanisme for atomenergikapacitet i Belgien, navnlig i betragtning af den korte tidsramme, inden for hvilken levetidsforlængelsen er blevet besluttet, de yderligere usikkerheder og markedssvigt i forbindelse med investeringer i atomenergi sammenlignet med andre teknologier, kapacitetsmekanismens særlige karakteristika med årlige auktioner med et usikkert resultat, og en tidsplan, der er uforenelig med tidsplanen for LTO-projektet (se afsnit 3.3.4 og betragtning 353). Belgien anfører desuden, at den anmeldte foranstaltning, herunder pakken af delforanstaltninger, var nødvendig for at overbevise Engie om at indlede forhandlinger om forlængelse af LTO-enhedernes levetid, da Engie allerede havde truffet beslutning om at indstille alle nukleare aktiviteter i Belgien (se betragtning 19).

([141]) Kommissionens afgørelse af 13. januar 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Det Forenede Kongerige, Støtte til Hinkley Point C Nuclear Power Station (EUT L 109 af 28.4.2015, s. 44), betragtning 382-385.

([142]) Se f.eks. Kommissionens afgørelse af 13. januar 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Det Forenede Kongerige, Støtte til Hinkley Point C Nuclear Power Station (EUT L 109 af 28.4.2015, s. 44), Kommissionens afgørelse af 24. juli 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungarn, Støtte til udviklingen af to nye kernereaktorer på Paks II-kernekraftværket (EUT L 317 af 1.12.2017, s. 45), Kommissionens afgørelse af 17. marts 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, Forlængelse af levetiden for kernekraftværkerne Tihange 1, Doel 1 og Doel 2 (EUT C 142 af 5.5.2017, s. 1), Kommissionens afgørelse af 16. juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, Overførsel af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt nukleart brændsel i Tyskland (EUT C 254 af 4.8.2017, s. 1).

(421) Belgien gør derfor gældende, at levetidsforlængelsen for de to atomreaktorer sandsynligvis ikke vil finde sted uden statsstøtte, herunder en passende aflønningsmodel (komponent 1), en aftale om overførsel forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel (komponent 2) og bestemmelserne om retlig beskyttelse (komponent 3), som hver især afhjælper et af ovennævnte markedssvigt.

(422) Nødvendigheden af hver af foranstaltningens tre komponenter vurderes (særskilt) i afsnit 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 og 8.3.3.3.3. Vurderingen af den kombinerede nødvendighed for komponent 1, komponent 2 og komponent 3 samt deres potentielle kumulative virkninger findes i afsnit 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Nødvendighed for komponent 1

(423) Med hensyn til de tekniske risici, projektstyringsrisici, markedsrisici og investeringsrisici, som Belgien har henvist til, har Kommissionen i tidligere beslutninger anerkendt, at investeringer i nye atomenergiprojekter er forbundet med en betydelig risiko på grund af kombinationen af høje startkapitalomkostninger, lange anlægsperioder og en lang driftsperiode for at dække investeringsomkostningerne. Kommissionen anerkendte også, at manglende markedsbaserede finansielle instrumenter samt andre kontrakttyper til afdækning af denne betydelige risiko udgør et markedssvigt, der kendetegner nogle få teknologier, herunder kerneenergi ([143]). Det drejede sig imidlertid om investeringer i nye atomkraftværker. I modsætning hertil omfatter den foreliggende sag investeringer i levetidsforlængelse for to eksisterende nukleare operatører. Kommissionen mener derfor ikke, at spørgsmålet om investering i levetidsforlængelsen af de to atomreaktorer ville være fremkommet uden støtte.

(424) Hvad for det første angår Kommissionens bemærkning i betragtning 295 i åbningsafgørelsen om, at forlængelsen af Doel 1, Doel 2 og Tihange 1 med ti år i 2015 fandt sted uden en pakke af finansielle støtteforanstaltninger ([144]), anførte Engie som svar på den offentlige høring (se betragtning 290), at omstændighederne ved begge projekter ikke er sammenlignelige, da der i den foreliggende sag gælder følgende: i) den belgiske regering traf beslutningen om LTO-projektet, efter at Engie påbegyndte forberedelserne til at indstille sine atomkraftaktiviteter, ii) der er yderligere omkostninger i forbindelse med den stramme tidsplan for det nuværende LTO-projekt, hvilket også blev anerkendt af den nukleare sikkerhedsmyndighed (AFCN/FANC), og iii) den øgede andel af vedvarende energi i energisystemet fører til større volatilitet i markedspriserne sammenlignet med situationen og forventningerne i 2015.

(425) For det andet anførte Belgien og Engie med hensyn til Kommissionens tvivl om behovet for at have hele pakken af aflønningsforanstaltninger, at hver del af komponent 1 opfylder et specifikt mål, og at delkomponenterne supplerer hinanden. Belgien præciserede mere detaljeret udformningen af finansielle foranstaltninger (se også betragtning 68).

a) Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne ved LTO-projektet finansieres gennem LTO-driftsindtægterne, hvorved en stabil strøm af driftsindtægter garanteres gennem differencekontrakten. Som Belgien og Engie har forklaret, er LTO-projektet i betragtning af markedssvigtene i forbindelse med den nukleare industri og elektricitetsmarkedets store volatilitet i de kommende år forbundet med en stor risiko for et finansieringsgab, hvilket betyder, at differencekontrakten er et nødvendigt instrument til at opnå stabile driftsindtægter. Kommissionen mener, at en hensigtsmæssigt udformet differencekontrakt er et nødvendigt instrument til at sikre en stabil indtægtsstrøm i et usikkert markedsmiljø. Kommissionen anerkendte allerede i åbningsafgørelsen den høje risiko for en negativ nettonutidsværdi for LTO-projektet i mangel af en differencekontrakt. Desuden er Kommissionen også enig i, at levetidsforlængelsen for LTO-enhederne (ti år) dækker en kort periode i forhold til den gennemsnitlige varighed af investeringerne i den nukleare sektor (især fordi LTO-enhederne ikke vil køre på 100 % kapacitet i de første tre år på grund af behovet for at færdiggøre LTO-udvidelserne på samme tid), mens der er betydelige omkostninger til at bringe LTO-enhederne i overensstemmelse med sikkerhedsforskrifterne.

([143]) Kommissionens afgørelse af 13. januar 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Det Forenede Kongerige, Støtte til Hinkley Point C Nuclear Power Station (EUT L 109 af 28.4.2015, s. 44), betragtning 382 og 383.

([144]) I dette tilfælde blev der kun ydet retlig beskyttelse mod risikoen for politiske forsinkelser (svarende til den retlige beskyttelse, der ydes gennem komponent 3 i den nuværende foranstaltning).

b) MOCP og SDC-lånene supplerer differencekontrakten for at sikre langsigtet finansiel stabilitet, da det ikke kan udelukkes, at der vil forekomme perioder med væsentlig uplanlagt utilgængelighed i løbet af den tiårige periode. Data fra Electrabel viser faktisk, at sandsynligheden for en sådan hændelse ikke er lille, men at den sandsynligvis vil forekomme, på grundlag af dens erfaringer med de belgiske atomreaktorer i perioden 2012-2022 (se Tabel 10). Formålet med SDC-lånene er at sikre tilstrækkelige likvide midler i genstartfasen af LTO-projektet, hvor der stadig skal udføres vigtigt arbejde, og LTO-enhederne ikke kan køre med fuld kapacitet, og hvor det er planlagt, at de skal betales tilbage inden udgangen af den tiårige periode. I modsætning hertil er MOCP tilgængelig gennem hele den tiårige periode, men dækker kun situationer med væsentlig uplanlagt utilgængelighed. En driftskapitalfacilitet dækker perioden frem til den årlige MOCP. Belgien fremlagde tre scenarier, der viser virkningen af væsentlige uplanlagte utilgængelighedshændelser. Som det fremgår af Tabel 11 kan joint venture-selskabet uden MOCP og SDC-lånene gå konkurs i disse situationer, hvilket ikke er usandsynligt i løbet af den tiårige periode.

c) Kommissionen anerkender derfor, at differencekontrakten, SDC-lånene, MOCP og driftskapitalfaciliteten er supplerende foranstaltninger, som alle er nødvendige for at sikre, at BE-NUC til enhver tid har tilstrækkelig likviditet til at betale sine drifts-, vedligeholdelses- og brændselsomkostninger for at muliggøre en sikker og pålidelig drift af LTO-enhederne.

d) Da Engie var i færd med at begrænse sin eksponering for atomkraft (se betragtning 19) og ikke ønskede at investere de krævede kapitaludgifter på mere end [2-2,5] mia. EUR til LTO-projektet alene og alene støtte alle potentielle tab som følge af uventede perioder med utilgængelighed og omkostningsoverskridelser, anmodede virksomheden om en risikodelingsmekanisme på 50/50-basis med den belgiske stat, inden den tilsluttede sig aftalen om LTO-projektet (se betragtning 23), og insisterede på joint venture-strukturen (oprettelse af BE-NUC) ud over aflønningsmekanismerne i aflønningsaftalen for at dække de resterende finansierings- og solvensrisici. LTO-projektets CAPEX-krav finansieres af joint venture-aktionærerne på et pari passu-grundlag, enten gennem egenkapital eller gennem aktionærlån.

— Selv med aflønningsaftalens finansielle aflønningsmekanismer er der fortsat betydelige risici, som Engie ikke ønskede at bære alene. Engie fremlagde en simulering, der viste virkningen af hændelser med reduceret tilgængelighed og/eller øgede driftsomkostninger i løbet af driftsfasen, som ikke er omfattet af MOCP, hvilket kan have en betydelig negativ indvirkning på BE-NUC's rentabilitet, som vist i Tabel 16.

— Gennem joint venture-strukturen kan CAPEX-finansieringen finde sted uden eksponering for gæld, hvilket i det foreliggende tilfælde ville være meget dyrt eller vanskeligt at opnå, da forretningsbanker ikke vil eksponeres for nukleare aktiver.

— Indførelsen af aktionærlån ud over egenkapitaltilførslen er baseret på finansielle overvejelser, da det giver større fleksibilitet i udformningen af udnyttelses- og tilbagebetalingsplaner og optimerer den finansielle struktur med hensyn til skattepligtig indkomst.

e) Kommissionen konkluderer derfor, at oprettelsen af et joint venture-selskab, hvor risiciene i forbindelse med omkostningsoverskridelser og tvungne afbrydelser, der ikke dækkes af de andre finansielle instrumenter, deles med den belgiske stat, kan anses for nødvendig.

f) Den ændrede fælles udviklingsaftale dækker omkostningerne i forbindelse med de udviklingsaktiviteter, der skal gennemføres for at opfylde sikkerhedsmyndighedens forventninger til LTO-projektet. I betragtning af den stramme tidsplan for LTO-projektet mener Kommissionen derfor, at det var nødvendigt at etablere en ordning og indgå en aftale om finansieringen af disse aktiviteter.

g) Med hensyn til de resterende delforanstaltninger under komponent 1, som allerede nævnt i åbningsafgørelsen, finder Kommissionen, at:

— drifts- og vedligeholdelsesaftalen gør det muligt at sikre dækning af alle drifts- og vedligeholdelsesomkostninger til enhver tid, så den er nødvendig,

— indgåelsen af en aftale om administrativ praksis og om salg af energi er et krav for, at LTO-projektet kan være operationelt i praksis, således at administrationsaftalen og aftalen om energiforvaltningstjenester er nødvendige, og

— det er almindelig praksis som led i en aftale mellem to parter at aftale vilkår i tilfælde af, at transaktionen ikke afsluttes, således at det er nødvendigt at godtgøre omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås.

(426) For det tredje minder Kommissionen om bemærkningerne fra tredjeparter, hvor det hævdes, at energiforsyningen også kunne garanteres ved hjælp af billigere teknologier, og at subsidier i den nukleare sektor ville bremse fremskridtene med andre billigere og mere klimavenlige teknologier (navnlig vedvarende energikilder). Belgien gjorde gældende, at medlemsstaterne har autonomi til at udforme deres energipolitikker, herunder muligheden for at have atomkraft i deres energimiks, og at en forskelligartet kombination af energiproduktionsmetoder er afgørende for at opretholde et pålideligt og afbalanceret elektricitetsnet. I betragtning af, at markedskoncentrationen er faldet i de seneste år takket være en større andel af vedvarende energi i det belgiske energimiks (se betragtning 34-37), og i betragtning af den belgiske stats nylige investeringer i havvindmølleparken Princess Elisabeth ([145]) ser Kommissionen ingen grund til at konkludere, at LTO-projektet vil hindre udviklingen af vedvarende energi i Belgien. Nødvendigheden af at investere i både nuklear og vedvarende energi er også plausibel, da vedvarende energi i øjeblikket stadig har ulemper såsom tilgængeligheden af anlæg og nettilslutningskapacitet. Aflønningen gennem differencekontraktens (ændrede) udformning giver flere incitamenter til at maksimere produktionen i højpristimer (i det omfang det er muligt i betragtning af LTO-enhedernes gamle teknologi). Dette mindsker foranstaltningens konkurrencemæssige indvirkning på markedsbaserede investeringer i vedvarende energi, da aktiver til produktion af vedvarende energi kan forventes at køre særligt ofte i perioder med lavere priser (da tilgængeligheden af vedvarende ressourcer i disse perioder er høj, hvilket reducerer markedspriserne).

(427) Med hensyn til Belgiens argument om, at finansieringsbehovet for LTO-enhederne ikke kan afhjælpes tilstrækkeligt gennem deltagelse i kapacitetsmekanismen (se afsnit 3.3.4 og betragtning 353), anerkender Kommissionen endelig, at det usikre resultat af kapacitetsmekanismeauktionerne og tidsplanen for auktionerne ikke er foreneligt med Belgiens plan om LTO-genstart i 2025. Den belgiske regering bebudede navnlig LTO-projektet i marts 2022 og undertegnede en bindende gennemførelsesaftale den 13. december 2023 (se afsnit 2.3). På det tidspunkt havde tre kapacitetsmekanismeauktioner allerede været afholdt.

(428) I lyset af ovenstående ræsonnement finder Kommissionen, at alle delforanstaltninger under komponent 1 har vist sig at være komplementære og nødvendige.

8.3.3.3.2. Nødvendighed for komponent 2

(429) Med hensyn til markedssvigt og risici i forbindelse med de usikre omkostninger ved håndtering af nukleart affald og dekommissionering, jf. betragtning 276 i åbningsafgørelsen, mener Kommissionen, at disse håndteres ved overførsel af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt brændsel samt overførsel af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet. Affaldsaftalen har til formål at sikre en ansvarlig og sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald, da overførslen vil sikre finansieringen af nukleart affald og øge sikkerhedsniveauet for midlertidig oplagring og endelig bortskaffelse af disse materialer. Belgien anfører, at de yderligere dekommissioneringsforpligtelser, der følger af LTO-projektet, kun dækker de ekstra omkostninger, der skyldes LTO-projektet, ikke dækker driftsomkostninger i forbindelse med den daglige forvaltning eller sædvanlige aktiviteter og derfor ikke er konkurrenceforvridende.

([145]) Se Kommissionens afgørelse af 13. september 2024, SA.107336 (2024/N), Belgien, Støttemekanisme for lot 1 i Princess Elisabeth offshore vindzone (EUT C, C/2024/5754, 25.9.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/5754/oj.).

(430) Som påpeget af Kommissionen i tidligere afgørelser om overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald i Tyskland og Det Forenede Kongerige ([146]), er håndteringen af radioaktivt affald kendetegnet ved lange tidshorisonter, som derfor kan kræve en eller anden form for statslig indgriben. Desuden er behovet for statslig indgriben med hensyn til ansvarlig og sikker håndtering af radioaktivt affald nedfældet i artikel 4, stk. 1, i direktiv 2011/70/Euratom, som fastsætter statens endelige ansvar i denne henseende. Overførslen af ansvaret for håndtering af radioaktivt affald og dekommissionering har til formål at sikre finansieringen af håndteringen af brugt brændsel og radioaktivt affald som en forudsætning for en ansvarlig og sikker håndtering af disse materialer. Desuden planlagde Engie ikke at beholde sine nukleare aktiviteter i Belgien (se betragtning 19) og indvilligede først i at indlede forhandlinger om levetidsforlængelsen, da der var indgået en aftale om de finansielle ordninger, men også om overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald (se betragtning 23).

(431) Med hensyn til overførslen af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet mener Kommissionen, at der også er behov for denne overførsel af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet, da denne overførsel kun dækker de yderligere omkostninger, der følger af LTO-projektet, mens de almindelige dekommissionerings- og demonteringsforpligtelser forbliver hos den nukleare operatør, og da det var den belgiske regering og ikke Engie eller Electrabel, der anmodede om levetidsforlængelsen. Sammenlignet med vurderingen i åbningsafgørelsen er de yderligere dekommissioneringsomkostninger i forbindelse med LTO-projektet også i mellemtiden blevet bekræftet af CPN/CNV (se betragtning 200).

(432) Desuden gør Kommissionen ikke indsigelse mod frigivelsen af Electrabels ikkeeuropæiske aktiver fra Electrabels område, eftersom Engie vil sikre, at aktiver til en værdi af mindst 4 mia. EUR forbliver i Electrabel (se betragtning 59 og 181).

(433) I lyset af ovenstående ræsonnement finder Kommissionen derfor, at komponent 2 i den anmeldte foranstaltning er nødvendig.

8.3.3.3.3. Nødvendighed for komponent 3

(434) Med hensyn til markedssvigt i forbindelse med lovgivningsmæssige og politiske risici, jf. betragtning 278 i åbningsafgørelsen, mener Kommissionen, at selv om alle teknologier i princippet kan lide under en politisk forsinkelse (»hold-up«), kan nukleare projekter i betragtning af den kontroversielle karakter af nuklear teknologi forventes at lide mere under dette ([147]). Belgien har allerede et par gange ændret sin politiske kurs med hensyn til atomenergi i løbet af de sidste 25 år (se afsnit 2.2), så Kommissionen er af den opfattelse, at denne risiko er særlig til stede i Belgien. Desuden modtog Kommissionen ingen beviser for det modsatte under den offentlige høring om sagen.

(435) Kommissionen mener derfor, at de lovgivningsmæssige og politiske risici håndteres effektivt gennem foranstaltningen med retlig beskyttelse, og at der er behov for retlig beskyttelse i forbindelse med atomenergi, hvilket også anerkendes af Kommissionen i afgørelsen i sag SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Konklusion om foranstaltningens nødvendighed

(436) I lyset af ovenstående konkluderer Kommissionen, at alle tre komponenter i foranstaltningen (herunder deres delkomponenter) er nødvendige for at sikre en forlængelse af levetiden for to atomreaktorer i Belgien. Kommissionen konkluderer desuden, at foranstaltningen har en tilskyndelsesvirkning for støttemodtagerne og dermed sikrer, at LTO-projektet gennemføres med succes.

([146]) Kommissionens afgørelse af 16. juni 2017, SA.45296 (2017/N), Tyskland, Overførsel af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt nukleart brændsel i Tyskland (EUT C 254 af 4.8.2017, s. 1), Kommissionens afgørelse af 20. april 2016, SA.34962 (2015/N), Det Forenede Kongerige, Aftale om overførsel af affald for nye atomkraftværker (EUT C 161 af 4.5.2016, s. 1).

([147]) Se også betragtning 384-385 i Kommissionens afgørelse i sag SA.34947 (se fodnote 144).

([148]) Se Kommissionens afgørelse af 17. marts 2017, SA.39487 (2016/NN), Belgien, Forlængelse af levetiden for kernekraftværkerne Tihange 1, Doel 1 og Doel 2 (EUT C 142 af 5.5.2017, s. 1).

8.3.3.4. Egnethed

(437) De markedssvigt, der er nævnt i afsnit 3.1, og som skyldes: i) et usikkert energimarked og investeringsklima, ii) usikre omkostninger i forbindelse med nukleart affald og iii) eksponering for politiske beslutninger forhindrer den nukleare operatør i at opnå indtægtssikkerhed. I den foreliggende sag mener Kommissionen, at dette er særligt problematisk på grund af den gamle teknologi, som LTO-enhederne er baseret på, som ikke giver meget plads til fleksibilitet, samt den begrænsede varighed af levetidsforlængelsen på ti år. Disse karakteristika, som er særligt til stede i den foreliggende sag, komplicerer den rentable drift af LTO-enhederne yderligere, således at Kommissionen finder statsstøtten egnet.

(438) Belgien anfører, at der på grund af de konstaterede markedssvigt og de specifikke risici i forbindelse med atomenergi er behov for en særskilt støttemekanisme for atomenergi. Som nævnt i afsnit 3.3.4 anfører Belgien, at andre former for direkte finansielle støtteordninger er blevet overvejet (fast feed-in-præmie, envejsdifferencekontrakt og modellen med et reguleret aktivgrundlag), men at de ikke blev fundet egnede til at støtte LTO-projektet. Belgien anfører, at de tre elementer i den anmeldte foranstaltning er nødvendige for at afhjælpe markedssvigt og -risici. Belgien har anført følgende: i) Den særlige udformning af LTO-projektet og de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1 er egnede til at sikre stabile indtægter til den nukleare operatør og til at undgå joint venture-selskabets insolvens i tilfælde af væsentlige uplanlagte hændelser, ii) affaldsloftet og tilknyttede delforanstaltninger under komponent 2 er egnede til at garantere, at de nødvendige midler vil være til rådighed til at finansiere ansvarlige og sikre løsninger til håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald, mens iii) den retlige beskyttelse under komponent 3 er egnet til at sikre beskyttelse mod ændringer i den offentlige mening og de politiske beslutningstageres holdning til atomenergi.

(439) Kommissionen vil — for hver komponent — i afsnittene nedenfor vurdere, om komponent 1, komponent 2 og komponent 3 i den anmeldte foranstaltning, herunder deres forskellige delforanstaltninger, er egnede. Vurderingen af den kombinerede egnethed af komponent 1, komponent 2 og komponent 3 samt deres potentielle kumulative virkninger findes i afsnit 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Egnethed for komponent 1

(440) For det første fandt Kommissionen som nævnt i henholdsvis betragtning 285, 300 og 303 i åbningsafgørelsen, at den ændrede fælles udviklingsaftale, administrationsaftalen og godtgørelsen for omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås, var passende foranstaltninger. Endvidere anser Kommissionen indgåelsen af den ændrede fælles udviklingsaftale forud for den endelige afslutning af transaktionen for at være et passende skridt til at sikre, at de nødvendige udviklingsaktiviteter gennemføres rettidigt af den nukleare operatør i betragtning af den korte tid, der går forud for LTO-genstartsdatoen, og behovet for at påbegynde udviklingsaktiviteterne så hurtigt som muligt efter den belgiske regerings beslutning om at forlænge levetiden for to atomreaktorer. For det andet mener Kommissionen, at det er almindelig praksis at indgå en aftale om administrativ praksis og at aftale vilkår i tilfælde af, at transaktionen ikke indgås, som led i en aftale mellem to parter. Desuden modtog Kommissionen ingen beviser for det modsatte med hensyn til disse tre delforanstaltninger under den offentlige høring om sagen. Kommissionen mener derfor, at den ændrede fælles udviklingsaftale, administrationsaftalen og godtgørelsen for omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås, er egnede foranstaltninger, der skal være en del af LTO-projektet.

(441) For det andet anfører Belgien med hensyn til differencekontrakten, at tovejsdifferencekontrakten er den mest egnede løsning til at afhjælpe markedssvigt og skabe indtægtssikkerhed, samtidig med at man undgår en for høj aflønning til den nukleare operatør. Alternative støttemekanismer (deltagelse i kapacitetsmarkedet, fast feed-in-præmie, envejsdifferencekontrakt, RAB-modellen) er blevet undersøgt af de belgiske myndigheder, men blev anset for at være mindre egnede (se afsnit 3.3.4). Som nævnt i betragtning 290-293 i åbningsafgørelsen havde Kommissionen flere betænkeligheder med hensyn til differencekontraktens udformning, og mange af tredjepartsrespondenterne i den offentlige høring var enige i Kommissionens synspunkter (se afsnit 6.2.1.2):

a) Den (oprindelige) udformning af differencekontrakten svarede til tildelingen af et fast vederlag pr. MWh faktisk produceret elektricitet og manglede passende incitamenter til at producere elektricitet og planlægge vedligeholdelse i overensstemmelse med markedsforholdene, hvilket skaber risiko for unødige markedsforvridninger.

b) Desuden indeholdt den (oprindelige) foruddefinerede moduleringsordning kun sanktioner, når produktionen af LTO-enhederne ikke blev reduceret, når elprisen er minus 20 EUR pr. MWh eller lavere i mere end seks timer, hvilket ville føre til tildeling af støtte i tider med negative elpriser.

c) Kommissionen var heller ikke på daværende tidspunkt overbevist om, at den (oprindelige) mekanisme for deling af gevinst/tab ville have en virkning i praksis.

d) Endelig blev der sat spørgsmålstegn ved, om day-ahead-markedsprisen som markedsreferencepris i formlen i differencekontrakten var det bedste valg, og om det ikke ville være mere hensigtsmæssigt også at medtage et langsigtet produkt i markedsreferenceprisen.

(442) Som reaktion på Kommissionens betænkeligheder med hensyn til differencekontraktens udformning har Belgien foretaget visse ændringer:

a) Belgien præciserede for det første, at det på grund af den gamle nukleare teknologi, som LTO-enhederne er baseret på, er umuligt at gøre dem meget reaktive over for markedssignaler. Som nævnt i afsnit 2.1 var Engie selv åben over for at kunne udnytte LTO-enhedernes fleksibilitet på energimarkederne i forbindelse med foranstaltningen og fremhævede samtidig de deraf følgende risici for nedlukninger som følge af reaktormodulationerne. Samtidig indførte den belgiske myndighed for nuklear sikkerhed en begrænsning af antallet af økonomiske modulationer pr. cyklus. For at imødekomme Kommissionens og tredjeparters betænkeligheder, jf. betragtning 441, litra a), besluttede Belgien under hensyntagen til anlæggenes tekniske begrænsninger at ændre aflønningen til den uafhængige energiforvaltningspartner. Belgien medtog en variabel komponent i aflønningsformlen, således at energiforvaltningspartneren har incitamenter til at sælge atomkraft så meget som muligt i overensstemmelse med markedsforholdene, samtidig med at der tages hensyn til begrænsningerne for modulation som forklaret i afsnit 3.3.1.5.2. Med denne nye struktur er moduleringsordningen blevet opgivet for at imødekomme betænkelighederne i betragtning 441, litra b), da det vil være op til energiforvaltningspartneren at beslutte, hvornår det er hensigtsmæssigt at udløse en økonomisk modulation. Energiforvaltningspartneren vil have de rette incitamenter til at opfordre til en økonomisk modulation, når markedspriserne er lave eller negative, da den vil få en bod, hvis den ikke gør det.

b) Med hensyn til bekymringen i betragtning 441, litra c), intensiverede Belgien MPRA-mekanismen, således at aflønningen i henhold til differencekontrakten holdes tættere på de ændrede markedsforhold (se afsnit 3.3.1.3.2).

c) Med hensyn til bekymringen i betragtning 441, litra d), fastholdt Belgien day-ahead-markedsprisen som markedsreferencepris i differencekontrakten af de årsager, der er nævnt i betragtning 98. I den formelle undersøgelsesfase understregede Belgien navnlig den høje risiko og de store konsekvenser af ikkeplanlagte afbrydelser, navnlig i genstartsfasen af LTO-projektet. Dette ville gøre LTO-enhedernes produktion i de første tre produktionsår meget usikker, og derfor ville en langsigtet referencepris i differencekontrakten øge anlæggenes risici.

d) Endelig bekræfter Belgien også, at modparten i differencekontrakten (BE-WATT) vil udarbejde en risikostyringsstrategi for sin åbne position som fastsat i lovgivningen, og at gennemførelsen heraf vil bidrage til likviditeten på terminsmarkederne for elektricitet (se betragtning 99). Vedtagelsen af strategien er betinget af vejledning fra tilsynsmyndigheden, som vil omfatte en vurdering af strategiens indvirkning på de relevante elektricitetsmarkeder (se betragtning 158).

(443) Kommissionen mener, at ændringerne i differencekontraktens udformning og gennemførelse samt tilsagnet om at udvikle en risikostyringsstrategi, der vil bidrage til likviditeten på forwardmarkederne for elektricitet, er tilstrækkelige til at løse den tvivl, der rejses i åbningsafgørelsen. Kommissionen anerkender, at LTO-enhederne er baseret på en gammel teknologi med begrænset fleksibilitet, som begrænser den nukleare operatørs kapacitet til regelmæssigt at ændre anlæggenes output. Dette er i modsætning til nyere nukleare teknologier eller andre design af nukleare anlæg (f.eks. grå kontra sorte kontrolstænger), som giver mulighed for lastfølgedrift. I betragtning af den begrænsede forlængelse på ti år erkender Kommissionen, at teknologien ikke kan ændres, hvilket begrænser den nukleare operatørs kapacitet til i væsentlig grad at ændre anlæggenes adfærd. I denne forbindelse påskønner

Kommissionen de belgiske myndigheders og Electrabels forsøg på i videst muligt omfang at tilpasse produktionen og vedligeholdelsen til markedsforholdene, for det første ved at have delegeret beslutningsmyndigheden vedrørende økonomiske modulationer til energiforvaltningspartneren og ved at have ændret sin aflønning, og for det andet ved at have skiftet fra en 18-måneders til en 12-måneders brændselscyklus for så vidt muligt at lægge vedligeholdelse i sommerperioden. I den forbindelse bidrager intensiveringen af mekanismen for deling af gevinst/tab også til målet om, at differencekontraktens vederlag så vidt muligt skal være i overensstemmelse med markedsforholdene, og bidrager til en højere eksponering for markedsrisiko. Selv om støtte i tider med negative priser stadig ikke kan udelukkes fuldt ud på grund af anlæggenes begrænsede fleksibilitet og sikkerhedsmæssige betænkeligheder, mindsker den ændrede udformning af differencekontrakten sammen med den ændrede aflønningsformel i aftalen om energiforvaltningstjenester incitamenterne til at producere i tider med negative priser. Kommissionen anerkender også, at der, navnlig i genstartsfasen af LTO-projektet, er en høj risiko for uplanlagt utilgængelighed og afbrydelser, således at eksponering for langsigtede markeder kan medføre yderligere risici, så day-ahead-markedsprisen er mere egnet som markedsreferencepris i LTO-projektets indledende periode. Kommissionen bemærker også, at de belgiske myndigheder har frihed til at tilpasse markedsreferenceprisen i differencekontrakten samt aftalen om energiforvaltningstjenesters aflønningsordning efter projektets tre første år. Endelig mindskes virkningen af anvendelsen af day-ahead-markedet på forwardmarkederne takket være afdækningsstrategien, som vil fremme forwardmarkedernes likviditet, og virkningen på intraday-markedet afbødes af de variable omkostninger, som afholdes af energiforvaltningspartneren.

(444) Som følge heraf og i betragtning af de særlige omstændigheder i den foreliggende sag, som vedrører eksisterende nukleare enheder, der drives på grundlag af en gammel teknologi med begrænset fleksibilitet, finder Kommissionen, at den ændrede udformning af differencekontrakten sammen med det ændrede vederlag i aftalen om energiforvaltningstjenester er egnet.

(445) For det tredje gav Kommissionen også udtryk for betænkeligheder med hensyn til egnetheden af SDC-lånene og MOCP, som dækker henholdsvis omkostninger i nedlukningsperioden og operationelle likviditetsmangler, der kan opstå, på en måde, der ligner et potentielt ubegrænset tilskud, og som beskytter joint venture-selskabet mod eventuelle driftsmæssige risici. Desuden yder MOCP en kapitalbeskyttelse på 50 %. Belgien anfører, at der uden SDC-lånene, driftskapitalfaciliteten og minimumsbeløbet for OPEX og kapitalindskuddet ville være behov for yderligere egenkapitalbidrag, da joint venture-aktionærerne i tilfælde af én enkelt utilgængelighedshændelse ville være udsat for insolvensrisici og et finansieringsbehov, hvilket ville gøre investeringen urentabel.

(446) Som reaktion på Kommissionens betænkeligheder med hensyn til SDC-lånene og MOCP fremlagde Belgien yderligere præciseringer og justerede disse foranstaltninger:

a) Belgien anfører, at SDC-lånene i princippet vil blive tilbagebetalt. Med hensyn til risikoen for, at SDC-lånene ikke ville blive tilbagebetalt, hvis de indgående pengestrømme var utilstrækkelige (da de kommer efter tilbagebetalingen af aktionærbidragene), gør Belgien gældende, at dette scenario er meget usandsynligt, og at SDC-lånene ikke kun tilbagebetales i tilfælde af et meget negativt scenario (se betragtning 132), dvs. hvis der har været flere år med betydelig utilgængelighed, f.eks. mindre end 60 % hvert år fra 2029 til 2035. Selv om det ikke er usandsynligt, er denne risiko lille og opstår kun under ekstreme omstændigheder, hvilket ville indebære en større eller en række større uventede hændelser i en lang periode og i sidste ende kunne føre til, at anlægget lukker (se litra b)). Denne situation vil være til ulempe for aktionærerne: SDC-lånene vil ikke blive tilbagebetalt fuldt ud, hvis og kun hvis projektet ikke genererer et tilstrækkeligt overskud til at betale et eventuelt afkast af aktionærernes investering, og SDC-lånene gavner derfor ikke aktionærerne uforholdsmæssigt.

b) Belgien gør ligeledes gældende, at MOCP kun træder i kraft i tilfælde af en meget negativ situation, og at Engie stadig risikerer at miste 50 % af sin kapitalinvestering. For at imødekomme bekymringen for, at MOCP kan ende med et ubegrænset tilskud, har Belgien imidlertid sat et loft over MOCP-betalingerne. Som forklaret i betragtning 121 vil modparten i aflønningsaftalen (dvs. den belgiske stat) udøve sine opsigelsesrettigheder i henhold til aflønningsaftalen, hvis MOCP når op på et udbetalt beløb på 2 mia. EUR.

c) Endelig fremlagde Belgien yderligere oplysninger om risikoen for væsentlig uplanlagt utilgængelighed i den tiårige periode af levetidsforlængelsen, som har vist sig ikke at være lille (se betragtning 114-118), og dens virkninger for rentabiliteten af LTO-projektet (se Tabel 11).

(447) Kommissionen konkluderer derfor, at SDC-lånene og MOCP er nødvendige og passende instrumenter til at sikre LTO-projektets levedygtighed, navnlig i lyset af de særlige omstændigheder i den foreliggende sag, som vedrører eksisterende atomreaktorer, der er baseret på en gammel teknologi og derfor er udsat for risiko for væsentlige uplanlagte afbrydelser. Eftersom forlængelsen af levetiden er begrænset til en periode på ti år, hvilket begrænser muligheden for at genvinde betydelige tab, udgør MOCP i dette perspektiv en bagstopper for joint venture-selskabet ved at beskytte det mod en driftsmæssig risiko. Uden yderligere garantier i form af MOCP og SDC-lånene ville en privat investor sandsynligvis ikke løbe risikoen ved at gennemføre LTO-projektet. I betragtning af det potentielle omfang af MOCP-betalinger i tilfælde af en langvarig nedlukning af en af de to LTO-enheder over flere år forekom det nødvendigt at begrænse denne mekanisme til et beløb, der ville svare til markedspraksis, og som ville give tilstrækkelig tid til at genoprette LTO-enhedernes normale drift. Kommissionen glæder sig over begrænsningen af de (potentielle) MOCP-betalinger, således at den belgiske stats eksponering i det mindste er kvantificeret og kendt på forhånd.

(448) Med hensyn til den belgiske stats deltagelse i joint venture-selskabet gør Belgien gældende, at dette giver den belgiske stat mulighed for at medkontrollere projektselskabet, da de to aktionærer indtræder i joint venture-selskabet på lige vilkår. Det gør det også muligt for den belgiske stat at bevare en vis grad af ejerskab over kritisk infrastruktur. Kommissionen konkluderer derfor, at joint venture-selskabet er egnet.

(449) For det fjerde finder Kommissionen det med hensyn til aftalen om energiforvaltningstjenester hensigtsmæssigt at vælge en partner til at sælge den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne, på engrosmarkedet på betingelse af, at denne partner handler fuldt ud uafhængigt og ikke i Electrabels interesse. Kommissionen nærede imidlertid tvivl om begrænsningen af salget til day-ahead-engrosmarkedet. Belgien præciserede, at energiforvaltningspartneren frit kan sælge den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne, på ethvert marked og ikke er begrænset til day-ahead-markedet (se betragtning 152). Belgien bekræftede også, at energiforvaltningspartneren vil blive udvalgt gennem et konkurrencebaseret udbud, og at der vil blive indført beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at Engie ikke har nogen indflydelse på udbudsproceduren eller resultatet (se afsnit 3.3.1.5.1 og 3.3.1.5.3). Hvis GEMS udvælges som energiforvaltningspartner, forpligter Belgien og Engie sig desuden til at indføre de nødvendige beskyttelsesforanstaltninger, således at GEMS ikke kan blive involveret i andre handelsaktiviteter (se afsnit 3.3.1.5.3). Kommissionen finder derfor oprettelsen af aftalen om energiforvaltningstjenester og udvælgelsen af energiforvaltningspartneren egnet.

(450) Endelig havde Kommissionen betænkeligheder med hensyn til egnetheden af kombinationen af flere aflønningsmekanismer, der kommer oven i differencekontrakten, og fandt, at pakken af delforanstaltninger under komponent 1 kun kan anses for egnet, for så vidt som de ikke fører til yderligere unødige konkurrence- og handelsforvridninger. Da der efter Kommissionens opfattelse ikke er noget, der tyder på, at energiforvaltningspartneren ikke vil operere uafhængigt, eller at Engie vil være beskyttet mod alle markedsrisici (gennem den justerede MPRA-mekanisme, loftet over MOCP og kapitalrisikoen på 50 %), kan Kommissionen konkludere, at alle delforanstaltninger under komponent 1 både individuelt og samlet kan betragtes som egnet.

8.3.3.4.2. Egnethed for komponent 2

(451) Som nævnt i betragtning 304 i åbningsafgørelsen er håndteringen af radioaktivt affald kendetegnet ved lange tidshorisonter og kan derfor kræve en eller anden form for statslig indgriben. Statens endelige ansvar med hensyn til ansvarlig og sikker håndtering af radioaktivt affald er fastsat i artikel 4, stk. 1, i direktiv 2011/70/Euratom.

(452) Kommissionen mener derfor, at overførslen af ansvaret for nukleart affald og brugt brændsel til et uafhængigt offentligt organ, Hedera, er et passende middel til at give den belgiske stat mere ansvar for den endelige bortskaffelse af brugt brændsel og radioaktivt affald og sikre dens finansiering over en lang periode. Kommissionen har heller ikke identificeret nogen anden foranstaltning eller ordning end den, der er beskrevet i afsnit 3.3.2.2, som ville gøre det muligt for Belgien at nå disse mål lige så godt.

(453) Med hensyn til overførslen af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet (»negative synergier ved dekommissionering«), jf. afsnit 3.3.2.4, dækker denne overførsel kun de yderligere omkostninger, der følger af LTO-projektet, mens de almindelige dekommissionerings- og demonteringsforpligtelser forbliver hos den nukleare operatør. CPN/CNV bekræftede faktisk, at der er negative synergier, der påvirker dekommissionerings- og demonteringsomkostningerne, og kvantificerede beløbet. Da det var den belgiske regering og ikke Engie/Electrabel, der anmodede om levetidsforlængelsen, finder Kommissionen, at overførslen af negative synergier ved dekommissionering gennem et engangsbeløb fra den belgiske stat er egnet.

(454) Endelig begrunder overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald til Hedera-fonden, som er et særskilt offentligt organ, der sikrer midlerne til sit tilsigtede formål og kontrollerer omkostningerne i forbindelse med de overførte forpligtelser, som begge kontrolleres af et uafhængigt statsligt organ (CPN/CNV), at Electrabels ikkeeuropæiske aktiver frigives fra Electrabel, og sikrer egnetheden af overførslen af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt brændsel.

(455) Kommissionen finder derfor, at komponent 2 i den anmeldte foranstaltning, herunder dens delforanstaltninger, er egnet til at afhjælpe markedssvigtet i forbindelse med de usikre omkostninger ved affaldshåndtering og dekommissionering.

8.3.3.4.3. Egnethed for komponent 3

(456) Kommissionen mener, at nuklear teknologi er særlig udsat for politiske forsinkelser. Som allerede anført i betragtning 306 i åbningsafgørelsen finder Kommissionen derfor, at en aftale om retlig beskyttelse er egnet til at afhjælpe markedssvigt i forbindelse med politiske og lovgivningsmæssige risici, hvilket også anerkendes af Kommissionen i afgørelsen i sag SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Konklusion vedrørende foranstaltningens egnethed

(457) Kommissionen mener, at ændringerne af foranstaltningen, herunder en ændring af differencekontraktens udformning, intensiveringen af MPRA og et loft over MOCP, samt de yderligere præciseringer af kombinationen af delforanstaltninger, er tilstrækkelige til, at Kommissionen kan konkludere, om komponent 1 er egnet. Kommissionen tager også hensyn til de særlige omstændigheder i sagen, som vedrører en investering i eksisterende atomkraftværker, der er baseret på en gammel teknologi, for en begrænset periode. Med hensyn til komponent 2 og 3 er der i løbet af den formelle undersøgelsesprocedure ikke fremkommet nogen beviser, der giver anledning til at ændre Kommissionens tidligere konklusion om, at komponent 2 og 3 er egnede.

(458) I lyset af ovenstående mener Kommissionen, at delforanstaltningerne under komponent 1, komponent 2 og komponent 3 er en egnet måde at støtte LTO-projektet på.

8.3.3.5. Proportionalitetsprincippet

(459) Med henblik på at vurdere proportionaliteten af en foranstaltning skal Kommissionen bekræfte, at foranstaltningen er begrænset til det nødvendige minimum, der gør det muligt at gennemføre LTO-projektet med henblik på at nå de fastsatte mål.

(460) I åbningsafgørelsen forklarede Kommissionen, at der i forbindelse med proportionalitetsvurderingen skal tages hensyn til den kombination af støtteforanstaltninger, som de belgiske myndigheder har foreslået — dvs. kombinationen af komponent 1, komponent 2 og komponent 3, herunder kombinationen af delforanstaltninger inden for hver komponent.

(461) Kommissionen vil først i afsnittene nedenfor vurdere, om komponent 1, 2 og 3 i den anmeldte foranstaltning, herunder deres forskellige delforanstaltninger, er forholdsmæssige. Vurderingen af den kombinerede proportionalitet af komponent 1, komponent 2 og komponent 3 samt deres potentielle kumulative virkninger findes i afsnit 8.3.3.6.

([149]) Se også betragtning 103 i Kommissionens afgørelse i sag SA.39487 (se fodnote 25).

8.3.3.5.1. Proportionaliteten af komponent 1

(462) Som anført i betragtning 331 i åbningsafgørelsen blev den ændrede fælles udviklingsaftale, drifts- og vedligeholdelsesaftalen, administrationsaftalen og godtgørelsen af omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås, anset for at være indgået på markedsvilkår og kan derfor anses for at være forholdsmæssige. Som nævnt i betragtning 324 i åbningsafgørelsen anerkendte Kommissionen, at gennemførelsen af en udbudsprocedure for drifts- og vedligeholdelsesaftalen muligvis ikke er hensigtsmæssig i betragtning af LTO-enhedernes følsomhed og særlige karakter, således at dens proportionalitet kan vurderes ud fra den margen, som Electrabel opnår ved at gennemføre aftalen, som bør fastsættes på markedsvilkår. Da de margenniveauer, der er fastsat i drifts- og vedligeholdelsesaftalen, er i overensstemmelse med dem, der anvendes i henhold til LTO-partnerskabsaftalen med Luminus, som er en relevant referenceaftale, da den omfatter lignende tjenester, fandt Kommissionen, at drifts- og vedligeholdelsesaftalen var forholdsmæssig. Desuden modtog Kommissionen ingen beviser for det modsatte med hensyn til proportionaliteten af den ændrede fælles udviklingsaftale, drifts- og vedligeholdelsesaftalen, administrationsaftalen og godtgørelsen for omkostningerne ved aftalen, hvis den ikke indgås, under den offentlige høring om sagen.

(463) joint venture-selskabet blev også anset for at være forholdsmæssigt i åbningsafgørelsen, da den belgiske regering og Electrabel vil udøve deres rettigheder på lige fod: joint venture-selskabets ledelse samt omkostninger og indtægter vil blive ligeligt fordelt.

(464) I dette afsnit vurderer Kommissionen proportionaliteten af det interne afkast af LTO-projektet samt de resterende finansielle delforanstaltninger under komponent 1 (MOCP, driftskapitalfaciliteten, SDC-lån, aktionærlån). For at sikre statsstøtteforanstaltningens proportionalitet og undgå overkompensation skal statsstøtteforanstaltningen sikre støttemodtagerens minimumsforrentning ved gennemførelsen af investeringen, med andre ord den minimumssats, der lukker finansieringsgabet for projektet. Finansieringsgabet defineres som forskellen mellem NNV i det faktiske scenario og i det kontrafaktiske scenario, og det er samtidig det minimumsbeløb for statsstøtte, der er nødvendigt, for at foranstaltningen kan have en tilskyndelsesvirkning for virksomheden, og det maksimale statsstøttebeløb, der står i et rimeligt forhold til udløsningen af investeringen.

(465) Begrebet finansieringsgab er dybt forankret i den almindelige forretningsbeslutning. Når virksomheder, der søger at maksimere deres overskud, beslutter, om de vil gennemføre et projekt, vurderer de den værdi, der genereres af det pågældende projekt, i forhold til alternative handlemuligheder og vælger den, der har det højeste forventede afkast. For at virksomheder kan være villige til at gennemføre et projekt, der ikke er det projekt, der har det højeste forventede afkast, kan det derfor være nødvendigt at tilskynde dem ved hjælp af statsstøtte, der dækker finansieringsgabet.

(466) For at afdække, hvilken del af forbedringen der kan tilskrives virkningen af indgrebet, da en sådan forbedring ikke kun kan opstå på grund af LTO-projektet, men også på grund af andre faktorer, fremlagde Belgien et kontrafaktisk scenario, som Kommissionen ikke havde til rådighed på tidspunktet for åbningsafgørelsen ([150]). I dette tilfælde er det kontrafaktiske scenario et scenario, hvor der ikke ville være nogen levetidsforlængelse for LTO-enhederne, hvilket ville være tilfældet, hvis der ikke blev indgået en aftale med den belgiske regering. I den kontrafaktiske analyse sammenlignes resultaterne af interventionen med de resultater, der ville være opnået, hvis interventionen ikke var blevet gennemført. I en sådan situation ville Electrabel: i) fortsætte driften af atomreaktorerne indtil deres oprindelige lovbestemte slutdatoer og ii) beholde alle affaldsrelaterede forpligtelser. Den belgiske regering fremlagde de finansielle oplysninger i forbindelse med dette punkt, nemlig de specificerede forventede udiskonterede ([151]) frie pengestrømme i forbindelse med driften af de belgiske nukleare enheder i deres resterende levetid (indtil deres lovbestemte slutdatoer i 2025). Belgien anfører, at LTO-enhedernes pengestrømme i den resterende del af den lovbestemte levetid vil være de samme med eller uden LTO-projektet.

(467) Der var tre væsentlige betænkeligheder med hensyn til proportionaliteten af komponent 1 i åbningsafgørelsen, som er relevante for Kommissionens vurdering:

a) MOCP og vilkårene for driftskapitalfaciliteten, aktionærlån og SDC-lån (se afsnit 8.3.3.5.1.1)

b) målet for det interne afkast på 7 %, der ligger til grund for den finansielle model (se afsnit 8.3.3.5.1.2)

c) aftalen om energiforvaltningstjenester (se afsnit 8.3.3.5.1.3).

([150]) Den kontrafaktiske analyse, der henvises til i åbningsafgørelsen, henviser til det scenario, hvor Engie ville gennemføre LTO-projektet uden at have indgået en aftale med den belgiske regering.

([151]) De frie pengestrømme blev ikke diskonteret, da der er mindre end et års drift tilbage til den lovbestemte slutdato.

8.3.3.5.1.1. Proportionaliteten af de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1

(468) For det første fandt Kommissionen som nævnt i åbningsafgørelsen, at MOCP faktisk udgør en bagstopper for joint venture-selskabet, da ethvert indtægtstab som følge af manglende elproduktion i den indledende periode og driftsfasen vil blive dækket af en betaling fra den belgiske stat og dermed finansielt beskytte joint venture-selskabet mod enhver driftsmæssig risiko. Hovedspørgsmålet i MOCP var relateret til det forhold, at det reelt kunne udgøre et næsten ubegrænset tilskud til BE-NUC i tilfælde af lange ikkeplanlagte perioder, hvor LTO-enhederne ikke er til rådighed. Teoretisk set kan MOCP blive udløst op til [7 000-8 000] mio. EUR, hvis en større uventet hændelse eller en række større uventede hændelser fører til, at LTO-enhederne forhindres i at producere elektricitet i LTO-projektets tiårige varighed. Belgien fremlagde yderligere præciseringer vedrørende den ikke ubetydelige sandsynlighed for, at sådanne væsentlige uplanlagte afbrydelser ville indtræffe (jf. betragtning 114-118), og de konsekvenser, det kunne have (jf. Tabel 11) og Belgien forpligtede sig til at begrænse MOCP-betalingen til 2 mia. EUR (se betragtning 121). Dette beløb, som synes at være i overensstemmelse med branchens praksis med hensyn til garantiniveauer, svarer til den øvre grænse for et scenario, hvor begge LTO-enheder er utilgængelige i to på hinanden følgende år. I betragtning af anlæggets forlængelsesperiode (begrænset til ti år) blev to år anset for at være den maksimale tid, der kunne afsættes til at identificere og løse et problem eller en række problemer i forhold til deres betydning, inden muligheden for at lukke anlægget blev overvejet. Kommissionen mener derfor, at MOCP-loftet er forholdsmæssigt.

(469) For det andet har Belgien med hensyn til SDC-lånene gjort gældende, at SDC-lånene indtil 2028 dækker omkostningerne i den periode, hvor LTO-enhederne ikke forventes at generere nettoindtægter, og at de skal tilbagebetales til den belgiske regering, hvilket sikrer, at støtten minimeres. Som nævnt i åbningsafgørelsen havde Kommissionen betænkeligheder med hensyn til tilbagebetalingen af SDC-lånene, da SDC-lånene i praksis udgør en finansiering, der er efterstillet alle andre lån samt joint venture-selskabets egenkapital. Dette indebærer, at de muligvis ikke tilbagebetales ved udgangen af LTO-perioden, hvis elproduktionen ikke er stor nok, hvilket indebærer en betydelig risiko for, at renten, der er fastsat til den laveste af OLO-renten (fem år) ([152]) i Belgien plus 200 basispoint og 6 %, muligvis ikke vil være hensigtsmæssig. Belgien præciserede, at SDC-lånene ikke kun vil blive tilbagebetalt i tilfælde af et meget negativt scenario, således at risikoen for, at de ikke tilbagebetales til den belgiske stat, er meget lille (se betragtning 132). Belgien fremhævede navnlig, at der i et sådant meget negativt scenario heller ikke ville være noget afkast af kapitaltilførslen. Risiciene ved SDC-lånene vedrører kun risiciene ved projektets resultater og rentabilitet, da SDC-lånene ikke anvendes til at finansiere kapitaludgifterne. Med hensyn til rentesatsen er der fastsat et loft på det maksimale niveau, som ikke ville overstige målintervallet for det interne afkast i henhold til MPRA på 6-8 %. Kommissionen finder derfor, at vilkårene og betingelserne for SDC-lånene er forholdsmæssige. Hvis de endelige vilkår og betingelser for SDC-lånene ændrer den anmeldte foranstaltning som beskrevet i denne afgørelse, forpligter Belgien sig til at anmelde dem til Kommissionen.

(470) For det tredje præciserede Belgien under den formelle undersøgelsesprocedure med hensyn til vilkårene for driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene, at disse vil blive indkøbt på markedsvilkår til rentesatser, der endnu ikke er fastsat, men vil blive fastsat med henvisning til gældende markedsrenter og eventuel sammenlignelig tredjeparts-gældsfinansiering, der er til rådighed på det relevante tidspunkt. Der er udarbejdet et termsheet, der fastsætter vilkårene og betingelserne for begge aktionærlån og beskriver metoden til fastsættelse af renten. Belgien præciserede, at denne metode er i overensstemmelse med Engies politik for transfer pricing-lån og er i overensstemmelse med OECD's BEPS-princip og sikrer, at den rentesats, den fastsætter, er på armslængdeniveau. I henhold til termsheet forventes renten at være en variabel rente, der er fastsat til 6-måneders EURIBOR-renten plus en forventet margen på ca. [0-3] %. Kommissionen bemærker, at den margen, der lægges til 6-måneders EURIBOR-renten, vil blive anslået ud fra [...], som er et almindeligt anerkendt og anvendt værktøj til at estimere margenspænd på grundlag af kriterier såsom løbetid, kreditværdighed og valuta for lånet og låntageren. Med hensyn til den vurdering, der vil blive taget i betragtning for joint venture-selskabet ved vurderingen af margenspændet, vurderer Belgien det i mangel af en formel vurdering af BE-NUC fra et kreditvurderingsbureau ved at tage den laveste

([152]) Dette svarer til den anslåede løbetid for SDC-lånene (fem år).

kreditvurdering af enhedens aktionærer i betragtning. Det drejer sig om den belgiske stat (Moodys-rating på Aa3 ([153]) som bekræftet på den belgiske regerings websted ([154]), S&P-rating på AA og Fitch-rating på AA- som bekræftet på den belgiske regerings websted og også kontrolleret af Kommissionen på S&P Capital IQ Pro-portalen ([155]) den 16. januar 2025) og Electrabel (Moodys-rating på Baa1 ([156]) ifølge den offentligt tilgængelig rapport af 10. juli 2024 ([157]) og Fitch-rating på BBB+ ifølge offentligt tilgængelige oplysninger på Fitchs websted ([158])). Dette er en standardtilgang, navnlig i betragtning af at LTO-enhederne udgør en kerneaktivitet for Electrabel, som yderligere understøttes af en ubegrænset moderselskabsgaranti fra Engie (Moodys-rating på Baa1 ([159]) og Fitch-rating på BBB + ([160])), og under hensyntagen til joint venture-selskabets egenkapitalstruktur. Kommissionen mener derfor, at vilkårene og betingelserne for driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene er forholdsmæssige. Hvis de endelige vilkår og betingelser for driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene ændrer den anmeldte foranstaltning som beskrevet i denne afgørelse, forpligter Belgien sig til at anmelde dem til Kommissionen.

(471) I betragtning af indførelsen af et loft over MOCP og de yderligere præciseringer af SDC-lånene og vilkårene for driftskapitalfaciliteten og aktionærlånene finder Kommissionen, at MOCP, driftskapitalfaciliteten, SDC-lånene og aktionærlånene er forholdsmæssige.

8.3.3.5.1.2. Proportionaliteten af målafkastet på 7 % (som differencekontrakten er baseret på)

(472) Som en del af aflønningsaftalen vil en tovejsdifferencekontrakt gælde mellem parterne. Kommissionen vurderede metoden til fastsættelse af strikeprisen, herunder ved at kontrollere de parametre, der indgår i den finansielle model, som fastsætter strikeprisens niveau. Som nævnt i betragtning 71 antager Belgien i basisscenariet for den aftale finansielle model, der ligger til grund for den gennemførelsesaftale, der blev undertegnet den 13. december 2023, at omkostningerne til modernisering af de to reaktorer beløber sig til [2-2,5] mia. EUR i kapitaludgifter, hvilket vil resultere i en strikepris på [80-90] EUR pr. MWh for at sikre et internt afkast på 7 % i LTO-enhedernes levetid. Med andre ord vil diskontering af de frie pengestrømme til en sats efter skat på 7 % resultere i en nettonutidsværdi på nul, hvilket viser proportionaliteten af det interne afkast og lukker finansieringsgabet. Belgien anfører endvidere, at aflønningsaftalen omfatter en mekanisme for deling af gevinst/tab (MPRA), hvorigennem Engie delvist deler risici med den belgiske stat, når markedspriserne viser sig at være lavere eller højere end forventet i basisscenariet. Ved lavere priser falder målafkastet (i form af en lavere strikepris) fra 7 % til 6 %, mens målafkastet (i form af en højere strikepris) ved højere priser stiger til 8 %.

(473) Under den formelle undersøgelsesprocedure fremlagde Belgien yderligere forklaringer på, hvorfor målet for afkast på 7 % og intervallet på 6-8 % er forholdsmæssig, og viste, at støttebeløbet er begrænset til det minimum, der er nødvendigt for at dække finansieringsbehovet.

(474) For det første ændrede Belgien differencekontraktens udformning, således at elproduktionen fra LTO-enhederne er bedre i overensstemmelse med markedssignalerne, og energiforvaltningspartneren ikke tilskyndes til at sælge elektricitet til negative priser. Som nævnt i afsnit 8.3.3.4.1 finder Kommissionen, at den ændrede udformning af differencekontrakten faktisk er egnet.

([153]) Svarende til AA- i S&P's og Fitchs ratingterminologi.
([154]) Se https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Kun S&P- og Fitch-ratingen vises, når den er tilgængelig, på S&P Capital IQ Pro-portalen, som Kommissionen har adgang til.
([156]) Svarende til BBB+ i S&P's og Fitchs ratingterminologi.
([157]) Se https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Se https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 svarer til BBB+ i S&P's og Fitchs ratingterminologi, https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Se https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) For det andet ajourførte Belgien benchmarkingen for at konkludere, at rentabilitetsintervallet på 6-8 % er i overensstemmelse med industriens benchmarks, nemlig at det interne afkast på 7 % svarer til en præmie på ca. 4 % over den risikofrie rente på ca. 3 % (se afsnit 3.3.1.3.1.1). I den internationale benchmarkanalyse, som Belgien har fremlagt, anvendes så vidt muligt sammenlignelige virksomheder og projekter. Eftersom den nukleare sektor er afhængig af meget specifik og skræddersyet finansiering, ofte med et stærkt statsligt engagement, forekommer det urealistisk at foreslå et benchmark for nøjagtigt tilsvarende mekanismer. Belgien anerkendte faktisk, at de mange forskellige markeds- og lovgivningsmæssige rammer, risikoprofiler samt virksomheds- og projektkarakteristika gør det vanskeligt at finde et fuldt sammenligneligt sæt virksomheder eller projekter. De eksempler, som Belgien har foreslået, kan imidlertid betragtes som relevante, da de omfatter virksomheder og projekter med nukleare aktiver i forskellige geografiske områder, som mobiliserer finansieringsmekanismer, der er tættest på projektets mekanismer. Med hensyn til det interne afkast på 6-8 % ser det ud til, som for de fleste projekter med både sammenlignelige intervaller og finansielle beskyttelsesforanstaltninger, at de parametre, som Belgien har valgt, ligger i den lavere ende af skalaen.

(476) For det tredje ændrede Belgien MPRA-mekanismen, således at tilpasningen af det interne afkast sker hurtigere i overensstemmelse med markedsforholdene (se afsnit 3.3.1.3.2). Ved at justere trinnene i MPRA fra 30 % til 20 %, hvilket fører til en intensivering af mekanismen, vil det betyde, at det interne afkast falder hurtigere, når markedsprisen er lavere end strikeprisen, eller stiger hurtigere, når markedsprisen er højere end strikeprisen. Alt andet lige ville dette have en større indvirkning på joint venture-selskabets interne afkast i tilfælde af ændringer i markedspriserne inden for prisintervallet.

(477) For det fjerde beregnede Belgien på grundlag af den ajourførte MPRA og de aktuelle fremskrivninger af markedspriserne det faktiske afkast, som BE-NUC ville opnå i dag, og som ville udgøre 6,5 %, hvilket er 0,5 basispoint lavere end målet for afkast på 7 % og ligge i den lavere ende af intervallet 6-8 %. Denne vurdering er baseret på udviklingen på elmarkederne siden undertegnelsen af aftalen (2023) og det forhold, at fremskrivningerne for 2025-2035 ville være faldet. Kommissionen bemærker, at disse vurderinger er i overensstemmelse med de nuværende EEX-tal. Pr. 16. januar 2025 er de gennemsnitlige prisfremskrivninger følgende: 79,72 EUR/MWh i 2025, 80,23 EUR/MWh i 2026, 75,75 EUR/MWh i 2027, 64,99 EUR/MWh i 2028 ([161]).

(478) For det femte sammenlignede Belgien målet for det interne afkast med de teoretiske kapitalomkostninger på grundlag af to bredt accepterede metoder, nemlig de vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger (WACC) og egenkapitalomkostningerne (ugearede egenkapitalomkostninger). Belgien beregnede WACC, som ligger i intervallet 6,2-7,4 %, og de ugearede egenkapitalomkostninger, som ligger i intervallet 6,2-7,5 %. For yderligere at bekræfte, om målet for det interne afkast er forholdsmæssigt, sammenlignede Kommissionen i denne forbindelse Belgiens mål for WACC med et markedsbaseret WACC-interval ([162]). Et mål for det interne afkast, der er højere end intervallet, betyder et uforholdsmæssigt højt afkast, et mål for det interne afkast, der er lavere end intervallet, betyder et uforholdsmæssigt lavt afkast (dvs. et afkast, som en markedsøkonomisk investor ikke ville acceptere). For at anslå et teoretisk WACC-interval på grundlag af markedsdata baserer Kommissionen sig på standardformlen for WACC, som også anvendes af Belgien og er beskrevet i afsnit 3.3.1.3.1.2.1.

(479) I forbindelse med egenkapitalomkostningerne baserede Kommissionen sig på standardformlen for CAPM, som også anvendes af Belgien og er beskrevet i afsnit 3.3.1.3.1.2.2, ved at anslå hver af dens komponenter på grundlag af markedsdata som forklaret nedenfor.

(480) Med hensyn til den risikofrie rente baserer Kommissionen sig i overensstemmelse med den belgiske tilgang på renterne på den tiårige belgiske statsobligation (OLO), som kan bruges til at anslå den eurodenominerede risikofrie faktor i Belgiens statsgældskreditvurdering og kan være i overensstemmelse med projektets varighed på ti år. Med hensyn til gennemsnitsperioden anvendte Kommissionen et gennemsnit for både de forudgående seks måneder

([161]) Se https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Da de markedsparametre, der anvendes for de ugearede egenkapitalomkostninger og WACC, er de samme, vil Kommissionen fokusere på beregningen af WACC i dette afsnit.

og 12 måneder på henholdsvis 3,01 % og 3,03 % fra september 2024 ([163]). Det anslåede interval for den risikofrie rente ligger derfor inden for Belgiens nedre og øvre skøn på 2,8 % og 3,11 % (baseret på gennemsnittet for de forudgående 12 måneder for henholdsvis medio 2023 og ultimo 2023). Disse skøn er også i overensstemmelse med de gennemsnitlige risikofrie renter, der anvendes i Belgien ifølge data fra Fernandez m.fl. ([164]) for begyndelsen af 2024.

(481) Med hensyn til markedsrisikopræmien antager Belgien et interval på mellem 5,27 % og 5,75 % på grundlag af Damodarans og Krolls data (se Tabel 8). Disse databaser anvendes og anerkendes bredt i finans- og erhvervsverdenen. Kommissionen finder disse kilder pålidelige og antager i sit lave scenario gennemsnittet af Damodarans data (5,27 %) og i sit høje scenario Belgiens konservative tal på 5,75 %. I sit referencescenario betragtede Kommissionen en tredje bredt anerkendt og anvendt datakilde, nemlig de årlige undersøgelsesdata offentliggjort af Fernandez m.fl. ([165]), der anslår markedsrisikopræmien til 5,7 % i begyndelsen af 2024. Af forsigtighedshensyn tager Kommissionen gennemsnittet af de tre kilder (Damodaran, Kroll og Fernandez), som er 5,57 %, i betragtning i sit referencescenario.

(482) For så vidt angår den ugearede beta har Kommissionen vurderet både de metoder, som Belgien har foreslået, og som er baseret på det simple gennemsnit og medianen af fem sammenlignelige forsyningsselskabers gearing (gæld/egenkapital) og betaværdier, der med daglig hyppighed anslås som gennemsnit for de forudgående fem måneder fra medio 2023. Kommissionen mener, at denne metode og datakilden (Bloomberg) er i overensstemmelse med almindeligt anerkendte metoder ([166]). I sit referencescenario anvender Kommissionen gennemsnittet af de laveste ([0,40-1,00]) og højeste ([0,40-1,00]) estimater for sit referencescenario ([0,40-1,00]). I forbindelse med afgearing og gearing af betaestimaterne benytter Kommissionen i lighed med Belgien også Hamada-tilgangen (som beskrevet i Tabel 6) og anvender af forsigtighedshensyn den nedre grænse for Belgiens skøn over den ønskede gearing (gæld/egenkapital) på 53 %.

(483) Med hensyn til gearing ([167]) bemærker Kommissionen, at intervallet mellem 34,6 % og 35,2 % (se Tabel 6) udledes af den ønskede gearing på mellem 53 % og 54,5 % baseret på sammenlignelige virksomheder, der anvendes til betaestimaterne som beskrevet i betragtning 482. Af forsigtighedshensyn anvender Kommissionen den nedre grænse for skønnene i sit referencescenario ([168]).

(484) For så vidt angår skøn over gældsomkostningerne før skat anvender Belgien en bredt anerkendt metode, der består i at lægge et virksomhedsspænd (baseret på virksomhedens driftssektor) til den risikofrie rente. I overensstemmelse med denne metode lægger Kommissionen i sit referencescenario gennemsnittet af virksomhedsspændene primo 2023 og primo 2024 på henholdsvis 2,69 % og 2,17 % ([169]) til den risikofrie rente på 3,03 % (referencescenariet).

([163]) Data hentet fra S&P Capital IQ Pro den 4. september 2024.

([164]) En bredt anerkendt datakilde. Prof. Fernandez m.fl. offentliggør årligt en undersøgelse af markedsrisikopræmien og den risikofrie rente, der anvendes i mange lande. 2024-undersøgelsen er tilgængelig her og viser en gennemsnitlig risikofri rente på 3,1 %. »Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024« af Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín — https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) En bredt anerkendt datakilde. Prof. Fernandez m.fl. offentliggør årligt en undersøgelse af markedsrisikopræmien og den risikofrie rente, der anvendes i mange lande. 2024-undersøgelsen findes her og viser en gennemsnitlig markedsrisikopræmie på 5,7 %: »Survey:Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024« SSRN.

([166]) Brug af et gennemsnit for de forudgående fem år med en daglig frekvens gør det muligt at udjævne kortsigtet volatilitet og give et mere stabilt mål for risiko.

([167]) Gearingen (gæld/samlet kapital) udledes af den ønskede gearing, der anvendes i processen med afgearing og gearing af betaestimatet som beskrevet i afsnit 3.3.1.3.1.2. Gearingen beregnes som (målgearing/(1+målgearing)).

([168]) Gearingen er også stort set i overensstemmelse med oplysningerne fra Damodaran, som anslår en gennemsnitlig gearing på 39,25 % for elsektoren i 2023 (tal offentliggjort i januar 2024, som findes på https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Fra Damodarans websted, siden »Archived data« (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), filerne 1/24 og 1/23 for Europa under afsnittet »Cost of Capital by Industry«.

(485) Kommissionens konklusioner om WACC fremgår af Tabel 17 nedenfor. Tabellen viser tre scenarier for WACC, som er resultatet af tre sæt antagelser: »Belgien lavt«, Kommissionens »referencescenario« og »Belgien højt«.

Tabel 17

Præsentation af tre WACC-scenarier

Scenarier (*)	Belgien lavt	Komm. reference	Belgien højt
Risikofri rente	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Markedsrisikopræmie	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Gearet beta	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Gældsomkostninger før skat	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Gearing	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Afgiftssats	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Tal afrundet til første decimal

(486) De WACC-parametre, der er vist i Tabel 17, resulterer i en WACC på ca. 7,0 % i henhold til Kommissionens referencescenario og inden for det interval, som Belgien har anslået i det lave og det høje scenario. Målet for det interne afkast på 7 % ligger inden for dette interval. Følgende bør bemærkes:

a) Disse tal omfatter ikke nogen specifik præmie for nuklear risiko eller andre præmier som f.eks. illividitetspræmie for at afspejle risikoreduktionen som følge af de forskellige foranstaltninger, der er beskrevet i ovenstående afsnit ([170]).

b) Skønnet over beta og gearing i det lave scenario er baseret på det simple gennemsnit af de udvalgte sammenlignelige virksomheder. Navnlig med hensyn til betaværdien fremhæver Belgien imidlertid i sine yderligere forklaringer om intervallet for kapitalomkostningerne, der blev fremlagt i december 2024 som drøftet i afsnit 3.3.1.3.1.2, at et simpelt gennemsnit af sammenlignelige betaværdier ville undervurdere markedsrisiciene ved et forsyningsselskab, der er eksponeret for en vis atomkraftproduktion, da det tildeler den samme vægt til virksomheder med forskellige porteføljesammensætninger ([171]). Belgien fremlagde derfor let reviderede ugearede betaestimater ved at tage det simple gennemsnit af alle sammenlignelige virksomheder med undtagelse af den, der har det laveste atomkraftproduktionsmiks i sine aktiver, hvilket giver en værdi på [0,40-1,00], og ved at tage gennemsnittet mellem de ugearede beta i to virksomheder med den største nukleare eksponering, hvilket giver en værdi på [0,40-1,00]. Kommissionen anerkender, at Belgiens bemærkninger er valide. Hvis gennemsnittet ([0,40-1,00]) af de to ugearede betaestimater tages i betragtning for WACC i Kommissionens referencescenario, vil WACC resultere i et lidt højere skøn på 7,12 %.

c) I de reviderede fremskrivninger af markedsprisen (elektricitet) som nævnt i afsnit 3.3.1.3.1.3 er det anslåede realiserede interne afkast faktisk 6,5 %.

(487) Endelig er proportionaliteten af de finansielle delforanstaltninger under komponent 1 som nævnt i betragtning 318 i åbningsafgørelsen knyttet til deres egnethed. Som nævnt i afsnit 8.3.3.4.1 konkluderede Kommissionen, at pakken af finansielle delforanstaltninger under komponent 1 kan anses for at være egnet til at afhjælpe markedssvigt og risici i forbindelse med nukleare investeringer.

([170]) Dette er i overensstemmelse med Dukovany-afgørelsen.

([171]) Se Belgien, december 2024, »SA.106107 Supplementary note — Additional explanations on the range of cost of capital estimates«: For eksempel havde Iberdrola (med et ugearet beta på [0,00-0,60]) 5 % af sin installerede kapacitet i nukleare aktiver, og 14 % af produktionen var nuklear. Samtidig var 53 % af Fortums samlede produktion nuklear, og betaværdien var [0,40-1,00].

(488) Af ovennævnte grunde finder Kommissionen, at Belgien i tilstrækkelig grad har påvist proportionaliteten af differencekontraktens udformning og det underliggende interne afkast.

8.3.3.5.1.3. Aftalen om energiforvaltningstjenesters proportionalitet

(489) Endelig bekræftede Belgien under den formelle undersøgelsesprocedure, at der vil blive afholdt et udbud med henblik på udvælgelse af energiforvaltningspartneren, og præciserede mere detaljeret de udvælgelseskriterier og -betingelser, der gælder for energiforvaltningspartneren (se afsnit 3.3.1.5.1). Kommissionen mener, at udbudsproceduren er konkurrencepræget, dvs. åben, klar, gennemsigtig, ikkediskriminerende og baseret på objektive kriterier, der er defineret på forhånd i overensstemmelse med foranstaltningens mål og minimering af risikoen for strategisk budgivning. Udvælgelseskriterierne blev også offentliggjort på de relevante belgiske platforme og EU-platforme og i tilstrækkelig god tid inden fristen for indgivelse af ansøgninger for at muliggøre effektiv konkurrence. Belgien har gennemført yderligere bestemmelser og beskyttelsesforanstaltninger for at sikre, at aftalen om energiforvaltningstjenesters mål vil blive nået, og at de forventede tjenester vil blive leveret på passende vis (f.eks. anmodningen om oplysninger, og indkaldelsen af interessetilkendegivelser, som forklaret i afsnit 3.3.1.5.1).

(490) Belgien traf også foranstaltninger til effektivt at afdække og forebygge eventuelle interessekonflikter med Engie under udformningen af udbudsproceduren.

(491) For at imødekomme Kommissionens betænkeligheder i betragtning 328 i åbningsafgørelsen ændrede Belgien også differencekontraktens udformning ved at give energiforvaltningspartneren beslutningsmyndigheden vedrørende økonomiske modulationer, så den — gennem den ændrede aflønningsformel — har de rette incitamenter til at træffe beslutninger om økonomisk modulation i overensstemmelse med markedsforholdene, hvilket sikrer optimal lastfordeling og vedligeholdelse af LTO-enhederne samt reducerede incitamenter til at producere i tider med negative priser (se afsnit 8.3.3.4.1). Som følge heraf mener Kommissionen ikke, at energiforvaltningspartneren vil blive tilskyndet til at tilbyde LTO-enhedernes fulde kapacitet på day-ahead-markedet til den lavest mulige pris.

(492) Energiforvaltningspartnerens ændrede aflønningsformel omfatter også den rette balance mellem de øgede risici for nedlukninger og opretholdelsen af de rette incitamenter for energiforvaltningspartneren til at stræbe efter balance. Kommissionen mener derfor, at udbuddet vedrørende aftalen om energiforvaltningstjenester vil tiltrække tilstrækkeligt mange tilbudsgivere.

(493) Belgien har desuden præciseret, at der er fastsat specifikke bestemmelser og foranstaltninger i tilfælde af, at GEMS deltager og udvælges i udbuddet, eller hvis GEMS midlertidigt skal fungere som energiforvaltningspartner i tilfælde af en udbudsprocedure, der ikke har givet resultat (se afsnit 3.3.1.5.3). Kommissionen mener, at disse foranstaltninger er tilstrækkelige til at sikre energiforvaltningspartnerens uafhængighed under alle omstændigheder.

(494) Af ovennævnte grunde finder Kommissionen, at Belgien i tilstrækkelig grad har påvist aftalen om energiforvaltningstjenesters proportionalitet.

8.3.3.5.2. Proportionalitet for komponent 2

(495) For at afgøre, om overførslen af nukleart affald og forpligtelser vedrørende brugt brændsel er forholdsmæssig, har Kommissionen kontrolleret, om de vilkår, hvorpå overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel finder sted, er defineret på en sådan måde, at risikoen for omkostningsoverskridelser, der påvirker staten, og den dermed forbundne usikkerhed reduceres mest muligt. På grund af arten af håndteringen af radioaktivt affald og den resterende usikkerhed med hensyn til valget af placering og omkostningerne ved bortskaffelse kan dette ikke gå så vidt som til helt at udelukke enhver mulighed for omkostningsoverskridelser, som anerkendt i Kommissionens tidligere afgørelser om nukleart affald og forpligtelser vedrørende brugt brændsel (se fodnote 149).

(496) Kommissionen har også i tidligere sager påpeget, at håndteringen af radioaktivt affald er kendetegnet ved lange tidshorisonter, hvilket kan kræve en eller anden form for statslig indgriben. Belgien anfører også, at behovet for statslig indgriben for at sikre ansvarlig og sikker håndtering af radioaktivt affald er nedfældet i artikel 4, stk. 1, i direktiv 2011/70/Euratom, som fastsætter statens endelige ansvar i denne henseende, samt i den fælles konvention om sikker håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald. Belgien gør gældende, at statslig indgriben kan være berettiget for at undgå risikoen for en tungere fremtidig byrde for staten, hvis der ikke træffes foranstaltninger.

(497) Belgien har også gjort gældende, at den belgiske nukleare operatør i overensstemmelse med princippet om, at forureneren betaler, der er fastsat i henstilling 2006/851/Euratom, har afsat tilstrækkelige finansielle ressourcer til omkostningerne ved håndtering af brugt brændsel og radioaktivt affald i de syv atomreaktorers produktive levetid. CPN/CNV har foretaget en regelmæssig gennemgang af, om disse finansielle ressourcer er tilstrækkelige. Belgien gør desuden gældende, at den nuværende affaldsaftale fortsat overholder princippet om, at forureneren betaler, og opfylder kravene i artikel 4, stk. 3, litra e), og artikel 5, stk. 1, litra f), og artikel 9 i direktiv 2011/70/Euratom af følgende årsager:

a) Den nukleare operatør er fortsat ansvarlig for dekommissioneringsforpligtelser og aktiviteter med henblik på at bringe radioaktivt affald og brugt brændsel i overensstemmelse med de kontraktlige overførselskriterier. Belgien gør endvidere gældende, at disse kontraktlige overførselskriterier kan betragtes som meget strenge, hvilket yderligere begrænser den risiko, som den belgiske stat har påtaget sig. Staten bærer heller ikke noget finansielt eller andet ansvar for den del af forvaltningen forud for overførslen, der varetages af den nukleare operatør.

b) Mængden af affald er blevet defineret på forhånd, og den nukleare operatør bærer mængderisikoen, hvis der produceres mere affald end aftalt, gennem mængdejusteringsgebyret, mens der ikke ydes refusion, hvis der skabes mindre affald.

c) En risikopræmie er medtaget i det faste beløb til dækning af usikkerheder, for hvilke der i overensstemmelse med IAS 37 (internationale regnskabsstandarder) endnu ikke var foretaget hensættelser.

d) Electrabels betaling af det faste beløb på 15 mia. EUR sker straks og ikke over en periode på flere årtier og forvaltes og investeres af et uafhængigt offentligt organ (Hedera), der sikrer midlerne til deres tilsigtede formål og kontrollerer omkostningerne i forbindelse med de overførte forpligtelser, begge under kontrol af et uafhængigt offentligt organ (CPN/CNV). Dette sikrer, at de finansielle ressourcer er til rådighed, når den endelige bortskaffelse af radioaktivt affald bliver operationel, og mindsker risiciene i forbindelse med Electrabels potentielle insolvens. Gennem den forudbetalte faste betaling af de maksimale beløb vil den belgiske stat allerede have de finansielle ressourcer til sin rådighed og vil ikke længere være afhængig af, at der i en fjern fremtid findes en privat nuklear operatør.

(498) Kommissionen anerkendte i betragtning 337-340 i åbningsafgørelsen, at der er mange positive træk ved den affaldsaftale, der er indgået mellem Belgien og Engie, såsom: i) øjeblikkelig kontant betaling baseret på de nuværende nukleare hensættelser (certificeret af internationale revisorer) og med en risikopræmie, som sikrer den belgiske stat mod den nukleare operatørs potentielle insolvens, ii) mængdejusteringsgebyret i tilfælde af, at mængden af nukleart affald ville være højere end forventet på nuværende tidspunkt, og iii) strenge kontraktlige overførselskriterier.

(499) Kommissionen mener, at overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald til Hedera-fonden, som er et særskilt offentligt organ, der sikrer midlerne til sit tilsigtede formål og kontrollerer omkostningerne i forbindelse med de overførte forpligtelser, både under kontrol af et uafhængigt statsligt organ (CPN/CNV), danner grundlag for frigivelse af Electrabels ikkeeuropæiske aktiver fra Electrabel og CPN/CNV's ledsagende overvågning), og sikrer egnetheden af overførslen af forpligtelser vedrørende radioaktivt affald og brugt brændsel, eftersom det er blevet vurderet, at der er aktiver til en værdi af mindst 4 mia. EUR ved indgåelsen af transaktionen inden for Electrabels område. Som allerede nævnt i betragtning 334 i åbningsafgørelsen kan frigivelsen desuden anses for at være forholdsmæssig, da Engie yder en ubegrænset og uopsigelig moderselskabsgaranti, der dækker: i) Electrabels dekommissioneringsforpligtelser (som også omfatter risikoen for, at værdien af hensættelserne er utilstrækkelig), ii) mængderisikoen i henhold til aftalen om affaldsloftet og iii) tilbagebetalingen af lån hos Synatom.

(500) Endelig præciserede Belgien også, at den aftalte finansielle model tager hensyn til omkostningerne til håndtering af LTO-affald og brugt LTO-brændsel eller back-end-omkostninger, der anslås til ca. 0,9 mio. EUR pr. enhed (i 2022-værdier) (se betragtning 177), således at disse værdier af affaldet kun kan tilskrives levetidsforlængelsen og ikke tages i betragtning i affaldshandlen.

(501) Der var tre væsentlige udestående betænkeligheder med hensyn til proportionaliteten af komponent 2 i åbningsafgørelsen, som er relevante for Kommissionens vurdering:

a) størrelsen af diskonteringssatsen til beregning af nutidsværdien af de overførte forpligtelser vedrørende nukleart affald, der potentielt ikke afspejler de meget langsigtede risici i forbindelse med en fuldstændig overførsel af alle forpligtelser vedrørende affald til den belgiske stat (som nævnt af CPN/CNV i dets vejledning)

b) risikopræmiens størrelse og

c) værdien af overførslen af yderligere dekommissioneringsforpligtelser som følge af LTO-projektet, som endnu ikke var kendt på tidspunktet for vurderingen i åbningsafgørelsen.

(502) For det første valgte Belgien for at beregne nutidsværdien af forpligtelserne vedrørende nukleart affald og brugt brændsel en unik nominel diskonteringsfaktor på 3 % baseret på en inflationssats på 2 % og en reel sats på 1 % i modsætning til CPN/CNV's råd om at anvende en metode i to trin, hvor der anvendes en diskonteringssats på 3,17 % i de første 30 år (baseret på den 30-årige OLO-rente) og en diskonteringssats på 2,17 % i den efterfølgende periode (baseret på den risikofrie rente). Kommissionen satte spørgsmålstegn ved, hvorfor Belgien afveg fra CPN/CNV's tilgang.

(503) Som forklaret i afsnit 3.3.2.3.1 forklarede Belgien, at diskonteringssatsen på 3 % er en konservativ langsigtet sats, og sammenlignede den med den simulerede unikke sats svarende til CPN/CNV's tilgang i to trin (beregnet på forskellige tidspunkter) og EIOPA's endelige forwardrente. Som det fremgår af Tabel 14 ligger satsen på 3 % i den nedre ende af referenceintervallet, hvis man sammenligner diskonteringssatsen på 3 % med disse andre referencesatser, der er anvendt på forskellige tidspunkter siden undertegnelsen af gennemførelsesaftalen.

(504) Satsen på 3 % er også i overensstemmelse med den belgiske 30-årige OLO-rente, og det ville være det bedste tilgængelige skøn i overensstemmelse med markedspraksis i betragtning af den forlængede periode og i betragtning af, at de 3 % allerede ligger på den nedre grænse af de forskellige skøn. Den er også betydeligt lavere end den diskonteringssats på 4,58 %, som Tyskland anvendte i en lignende sag, og som Kommissionen godkendte i sag SA.45296.

(505) Belgien antager i beregningen af affaldsloftet en konstant inflation på 2 %, hvilket er ECB's langsigtede inflationsmål. CPN/CNV udtrykte bekymring over, at den faktiske inflation i de nukleare anlægsomkostninger (baseret på ABEX-indekset) kan være højere end ECB's inflationsmål på 2 % (se betragtning 278). Belgien hævder, at ECB's inflationsmål på 2 % er den korrekte indikator for inflation ved beregningen af affaldsloftet, eftersom: i) ABEX-indekset kun er en svag indikator for omkostninger til nukleart byggeri, da det kun dækker boligbyggeri, og ii) de underliggende strukturelle tendenser i ABEX-indekset og CPI-indekset er de samme. Kommissionen er enig i Belgiens ræsonnement bag anvendelsen af ECB's målsats på 2 % som relevant inflationsrate i overensstemmelse med markedspraksis.

(506) Kommissionen konkluderer derfor, at en diskonteringssats på 3 % kan betragtes som konservativ og derfor forholdsmæssig.

(507) For det andet præciserede Belgien med hensyn til risikopræmiens størrelse, at der til grundbeløbet på 9 815 mio. EUR er blevet tilføjet en betydelig yderligere risikopræmie på 5 185 mio. EUR for at dække den resterende usikkerhed på grundlag af et teknisk notat fra ONDRAF/NIRAS.

(508) Belgien præciserede i den formelle undersøgelsesfase, hvordan de usikkerheder og risici, der er forbundet med overførslen af det finansielle ansvar for håndteringen af radioaktivt affald og brugt brændsel fra de syv belgiske atomkraftværker til den belgiske stat, som identificeret i ONDRAF/NIRAS-notatet, blev taget i betragtning ved beregningen af risikopræmien (se Tabel 15).

(509) Kommissionen erkender, at det ikke er ligetil at kvantificere alle disse risici og vurdere deres sandsynlighed. Ikke desto mindre mener Kommissionen, at risikopræmien i aftalen om affaldsloftet skal dække alle de meget usandsynlige risici, der er udpeget i notatet fra ONDRAF/NIRAS, og mener derfor, at risikopræmien på 5 185 mio. EUR er forholdsmæssig.

(510) For det tredje noterer Kommissionen sig med hensyn til beregningen af beløbet for negative synergier ved dekommissionering rådet fra CPN/CNV om at reducere det beløb, som Engie har foreslået, til [100-500] mio. EUR (i nominelle værdier) (se betragtning 200) og anser dette beløb for at være forholdsmæssigt.

(511) I lyset af ovenstående ræsonnement og yderligere præciseringer fra Belgien finder Kommissionen, at foranstaltningens komponent 2 er forholdsmæssig.

8.3.3.5.3. Proportionalitet for komponent 3

(512) De bestemmelser om retlig beskyttelse, der er aftalt med Engie, fastsætter, at den belgiske stat vil holde Engie skadesløs for de direkte tab, som selskabet faktisk pådrager sig, når der vedtages nye bestemmelser vedrørende nukleare operatører i Belgien eller Electrabels nukleare aktiviteter, som har en negativ indvirkning på vilkårene for transaktionen.

(513) I tilfælde af en ensidig handling fra den belgiske stats side, der resulterer i for tidlig nedlukning af Doel 4- og Tihange 3-atomreaktorerne eller ændring af de økonomiske parametre, der er fastsat i aftalerne, kan ejerne af atomkraftværkerne aktivere kompensationsklausulerne i aftalerne og anlægge en erstatningssag ved en domstol eller en voldgiftsret. Sagsøgeren skal bevise sit krav, og erstatningsbeløbet fastsættes ikke af den belgiske stat eller af ejerne af atomreaktorerne, men af en tredjepart.

(514) Som allerede nævnt i åbningsafgørelsen bør proceduren ved en domstol eller en voldgiftsret med henblik på at fastsætte størrelsen af den skade, der skal erstattes, sikre, at støttebeløbet holdes på et minimum og derfor er forholdsmæssigt.

8.3.3.5.4. Konklusion vedrørende foranstaltningens proportionalitet

(515) Kommissionen mener, at ændringerne af foranstaltningen, herunder en ændring af differencekontraktens udformning, intensiveringen af MPRA og et loft over MOCP, samt de yderligere præciseringer af kombinationen af delforanstaltninger, er tilstrækkelige til, at Kommissionen kan konkludere, om komponent 1 er forholdsmæssig. Kommissionen tager hermed også hensyn til de særlige omstændigheder i sagen, som vedrører en investering i eksisterende atomkraftværker, der er baseret på en gammel teknologi, for en begrænset periode på ti år. Desuden mener Kommissionen, at de yderligere præciseringer af beregningen af diskonteringssatsen og risikopræmien er tilstrækkelige til, at den kan drage en konklusion om proportionaliteten af foranstaltningens komponent 2. Endelig er der i løbet af den formelle undersøgelsesprocedure med hensyn til komponent 3 ikke fremkommet nogen beviser, der giver anledning til at ændre Kommissionens tidligere konklusion om, at komponent 3 er forholdsmæssig.

(516) I lyset af ovenstående mener Kommissionen, at delforanstaltningerne under komponent 1, komponent 2 og komponent 3 er en forholdsmæssig måde at støtte LTO-projektet på.

8.3.3.6. Kombination af de tre komponenter og potentielle kumulative virkninger

(517) Belgien anførte som svar på åbningsafgørelsen (se afsnit 4.4.4), at foranstaltningens komponent 1, 2 og 3 — selv om de tjener det samme formål med forlængelsen af LTO-enhedernes levetid og er indgået på samme tidspunkt — er forskellige med hensyn til genstand og art, formål og støttemodtagere, således at alle foranstaltningens komponenter og delkomponenter kan betragtes som komplementære, hvilket begrænser eventuelle kumulative virkninger.

(518) Med hensyn til Belgiens påstande (se betragtning 517 og 419) om, at hver af de tre komponenter i LTO-projektet vedrører en specifik risiko eller et specifikt sæt risici og specifikke markedssvigt som nævnt i betragtning 418, anerkendte Kommissionen i tidligere afgørelser vedrørende atomenergi, at kombinationen af disse specifikke risici og markedssvigt er unik for nuklear teknologi ([172]) og udgør et generelt træk ved alle EU-markeder, herunder det belgiske elektricitetsmarked.

(519) Kommissionen mener, at hver af foranstaltningens tre komponenter dækker en særskilt risiko og et særskilt markedssvigt, og at der i denne henseende ikke er nogen overlapning mellem de tre komponenter. Kommissionen konkluderer derfor, at det for at dække alle de identificerede risici i forbindelse med nuklear teknologi (tekniske risici og projektstyringsrisici, markeds- og investeringsrisici, langsigtede risici i forbindelse med håndtering af nukleart affald og dekommissionering og demontering af atomkraftværker, lovgivningsmæssige og politiske risici) er nødvendigt og egnet at kombinere foranstaltningens tre komponenter (komponent 1, komponent 2 og komponent 3).

(520) Med hensyn til proportionaliteten af det kombinerede sæt foranstaltninger fandt Kommissionen i åbningsafgørelsen, at Belgien ikke i tilstrækkelig grad havde påvist virkningen af foranstaltningens tre komponenter på hinanden, navnlig med hensyn til proportionaliteten af det kombinerede sæt af alle delforanstaltninger.

(521) Belgien præciserede under den formelle undersøgelse, at den finansielle model, som de finansielle støtteforanstaltninger under komponent 1 er baseret på, på den ene side omfatter de yderligere omkostninger i forbindelse med driftsaffald og brugt brændsel, der produceres af LTO-enhederne i LTO-perioden, samt mængden af negative synergier ved dekommissionering (som bæres af den belgiske stat), mens affaldsaftalen på den anden side ikke kun vedrører LTO-enhederne, men alle syv atomreaktorer i Belgien og tager hensyn til alle nukleare hensættelser, der skal foretages indtil de oprindelige lovbestemte slutdatoer for de syv atomreaktorer (se afsnit 3.3.2.5). Kommissionen er derfor enig i, at omkostningerne ved nukleart affald og brugt brændsel, hvor det er nødvendigt, er taget i betragtning i den finansielle model for komponent 1, som kalibreringen af de finansielle delforanstaltninger under komponent 1 er baseret på, mens størstedelen af affaldshandlen under komponent 2 (i betragtning af overførslen af forpligtelser i forbindelse med nukleart affald og brugt brændsel indtil den oprindelige lovbestemte slutdato for de syv atomreaktorer) ikke overlapper med de finansielle delforanstaltninger under komponent 1. Kommissionen konkluderer derfor, at der er taget korrekt hensyn til virkningen af delforanstaltningerne under komponent 2 i analysen af proportionaliteten af komponent 1.

(522) Belgien anerkender, at foranstaltningens komponent 2 og 3 (potentielt) ændrer Electrabels risikoprofil. Ifølge Belgien ændrer komponent 2 og 3 imidlertid ikke risikoprofilen for BE-NUC, som er den primære støttemodtager under komponent 1. Derfor udgør BE-NUC's risikoprofil den relevante faktor til vurdering af proportionaliteten af komponent 1. Som nævnt i afsnit 3.4 er Kommissionen enig i, at støttemodtagerne under foranstaltningens tre komponenter hver gang er lidt forskellige, og at virkningen af hver komponent i foranstaltningen skal vurderes på støttemodtagerniveau. Når det er sagt, er BE-NUC og Electrabel de største modtagere af komponent 1 og 3. Den reducerede risikoprofil for Electrabel og BE-NUC gennem de retlige beskyttelsesforanstaltninger under komponent 3 er f.eks. blevet taget i betragtning ved vurderingen af de finansielle delforanstaltninger under komponent 1, da målet for det interne afkast i LTO-projektet anses for at ligge i den nedre ende af spektret i den ajourførte benchmarking (se afsnit 3.3.1.3.1.1) og dermed nærmer sig rentabiliteten for virksomheder med en reduceret risikoprofil. Desuden er der ikke tilføjet nogen yderligere præmie for nuklear risiko (eller likviditetspræmie) i overensstemmelse med den reducerede risikoprofil (se betragtning 486, litra a)). Endelig er det forventede realiserede interne afkast 6,5 %, selv om målet for det interne afkast er 7 %, og det kan endda være meget lavere i betragtning af, at uventede hændelser med stor sandsynlighed vil indtræffe på årsbasis, hvilket har en negativ indvirkning på projektets afkast (se afsnit 3.3.1.3.1.3).

([172]) Se f.eks. Kommissionens afgørelse af 13. januar 2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Det Forenede Kongerige, Støtte til Hinkley Point C Nuclear Power Station (EUT L 109 af 28.4.2015, s. 44), betragtning 385, Kommissionens afgørelse af 24. juli 2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungarn, Støtte til udviklingen af to nye kernereaktorer på Paks II-kernekraftværket (EUT L 317 af 1.12.2017, s. 45), betragtning 322, åbningsafgørelse af 30. juni 2022, SA.58207 (2021/N), Tjekkiet, Støtte til opførelsen og driften af et nyt atomkraftværk ved Dukovany (EUT C 299 af 5.8.2022, s. 5), betragtning 182-184.

(523) Kommissionen konkluderer derfor, at der er taget hensyn til den kumulative virkning af foranstaltningens tre komponenter, hvor det er nødvendigt, i proportionalitetsvurderingen, og konkluderer derfor, at også kombinationen af foranstaltningens tre komponenter er forholdsmæssig.

8.3.3.7. Undgåelse af uforholdsmæssigt negativ påvirkning af konkurrence og handel samt afvejningstest

(524) Hvis foranstaltningen skal kunne anses for at være forenelig med det indre marked, skal de negative virkninger i form af unødige konkurrence- og handelsforvridninger mellem medlemsstaterne være begrænset og opvejes af støttens positive virkninger.

(525) For at analysere indvirkningen på markedet har Kommissionen undersøgt indvirkningen på konkurrencen ved at betragte den etablerede operatør og eneoperatøren af de to LTO-enheder, Electrabel, og den anden virksomhed (udtrykt i markedsandele) på det belgiske elektricitetsmarked, Luminus, som de største modtagere af den anmeldte foranstaltning. I betragtning af Electrabels stærke position på det stærkt koncentrerede belgiske elmarked (se afsnit 2.5) rejste valget af Electrabel som hovedmodtager af støtten tvivl om en potentiel unødig forvridning af markedsstrukturen.

(526) I afsnit 4.3.3.1 i åbningsafgørelsen vurderede Kommissionen, at Electrabel (som vigtig støttemodtager i forbindelse med LTO-projektet og eneste operatør af LTO-enhederne) blev valgt uden et udbud, en udvælgelsesprocedure eller en offentlig indkaldelse af interessetilkendegivelser. Det var derfor ikke klart, om andre potentielle operatører var blevet overvejet, hvilket rejste spørgsmålet om, hvorvidt Electrabel ville være den mest effektive operatør, og på hvilket teknisk eller økonomisk grundlag Electrabel blev valgt.

(527) Kommissionen tog følgende argumenter i åbningsafgørelsen i betragtning for at konkludere, at udvælgelsen af Electrabel uden et udbud ikke ville føre til nogen potentiel unødig forvridning af markedsstrukturen:

a) Electrabel har altid været den eneste operatør af atomkraftværker i Belgien og har derfor den nødvendige erfaring med driften af de eksisterende belgiske atomkraftværker samt de nødvendige tilladelser. Der er derfor ingen alternativ operatør, som ville være en mere egnet enhed til at fungere som operatør af atomreaktorerne (se betragtning 22).

b) I andre tilfælde, hvor der er tale om opførelse af nye atomreaktorer (f.eks. Paks II ([173])), blev støttemodtageren med hensyn til driften af anlæggene ikke udvalgt gennem et udbud.

c) Støtten ydes i en begrænset periode (ti år) og støtter kun den fortsatte drift af de to atomkraftværker og ingen nye investeringer.

(528) I åbningsafgørelsen henviste Kommissionen også til Engies stærke position på det belgiske elmarked og udtrykte bekymring over potentielle urimelige forvridninger af markedsstrukturen på grund af den omhandlede støtteforanstaltning. Kommissionen havde betænkeligheder og spørgsmål i denne henseende, navnlig vedrørende

a) udformningen af differencekontrakten

b) hvorvidt den energiforvaltningspartner, der er udpeget til at sælge nuklear elektricitet, er uafhængig

c) den potentielle fortrængning af alternative investeringer som følge af foranstaltningen.

([173]) Se fodnote 145.

(529) For det første ændrede Belgien, som forklaret nærmere i afsnit 3.3.1.3.2 og vurderet i afsnit 8.3.3.4.1, differencekontraktens udformning ved at give beslutningskompetencen vedrørende modulering til energiforvaltningspartneren, som — gennem den ændrede aflønningsformel — tilskyndes til at kræve økonomisk modulation, når markedspriserne er lavere, og til ikke at kræve økonomisk modulation, når markedspriserne er højere (i modsætning til den oprindelige differencekontrakt, hvor atomkraftoperatøren havde incitamenter til at producere hele tiden). Kommissionen satte også spørgsmålstegn ved anvendelsen af day-ahead-markedsprisen som markedsreferencepris i differencekontraktens formel. Belgien ændrede ikke markedsreferenceprisen og gjorde i den forbindelse gældende, at anvendelsen af et langsigtet produkt i differencekontrakten er mindre egnet på grund af den reducerede produktion i genstartsfasen af LTO-projektet (hvor LTO-arbejdet samtidig vil være i gang), risikoen for afbrydelser i hele LTO-projektets levetid, samtidig med at atomreaktorerne reduceres fra syv til to (se betragtning 98). Belgien har fleksibilitet til at revidere valget af markedsreferencepris efter 3½ år (se betragtning 100). Belgien bekræfter også, at modparten i differencekontrakten (BE-WATT) vil udarbejde en risikostyringsstrategi for sin åbne position som fastsat i lovgivningen, og at gennemførelsen heraf vil bidrage til likviditeten på terminsmarkederne for elektricitet (se betragtning 99).

(530) For det andet bekræftede Belgien, at aftalen om energiforvaltningstjenester vil blive tildelt gennem en åben udbudsprocedure med henblik på at vælge en uafhængig energiforvaltningspartner til at sælge den elektricitet, der produceres af LTO-enhederne. Tilrettelæggelsen af et udbud løser Kommissionens tvivl om proceduren for tildeling af aftalen om energiforvaltningstjenester. Med hensyn til Kommissionens bekymring over energiforvaltningspartnerens uafhængighed, navnlig hvis udbuddet ikke er endeligt, og GEMS, Engies handelsafdeling, vil dække elsalget i det første år, eller hvis GEMS udvælges som energiforvaltningspartner gennem udbuddet, præciserede Belgien mere detaljeret de yderligere beskyttelsesforanstaltninger, der vil blive truffet i disse tilfælde (se afsnit 3.3.1.5.3).

(531) Endelig var Kommissionen som allerede nævnt i åbningsafgørelsen bekymret for, at LTO-projektet ville give for lidt plads til andre investeringsprojekter i energisektoren. De potentielle negative konsekvenser af LTO-projektet for især investeringer i vedvarende energi blev også påpeget i nogle af bemærkningerne fra tredjeparter (se afsnit 6.2.3.1). Kommissionen mener, at tredjeparternes påstande ikke var tilstrækkeligt underbygget, og mener, at LTO-projektet ikke fuldt ud vil absorbere den utilstrækkelige elproduktionskapacitet i perioden 2025-2035 af følgende årsager:

a) I sin seneste ressourcetilstrækkelighedsundersøgelse (NRAA fra 2023) nævnte Elia, at LTO-enhedernes yderligere kapacitet på 2 GW ikke vil være tilstrækkelig til at opfylde den forventede stigning i efterspørgslen efter elektricitet i de næste ti år.

b) Gennem den belgiske kapacitetsmekanisme har andre nye og eksisterende produktionsteknologier (navnlig termisk produktion, prisfleksibelt elforbrug og lagring) adgang til finansiering i en kort eller længere periode (kontrakter under kapacitetsmekanismen tildeles for 1, 3, 8 eller 15 år). LTO-projektet vil derfor ikke i urimelig grad påvirke situationen for andre produktionsteknologier i Belgien og vil ikke modvirke investeringer i nye termiske anlæg, prisfleksibelt elforbrug og lagring indtil 2035.

c) Der er intet, der tyder på, at Belgien vil ophøre med at støtte udviklingen af ny produktionskapacitet fra vedvarende energikilder. Kommissionen godkendte f.eks. i 2024 Belgiens planer for udvikling af vindmølleparker i Nordsøen gennem havvindmølleprojektet Princess Elisabeth (se fodnote 148).

(532) Af ovennævnte grunde har Kommissionen ingen indikationer på, at LTO-projektet vil forhindre nye aktører i at komme ind på elproduktionsmarkedet i Belgien og/eller forhindre andre aktører i at udvikle ny produktionskapacitet. LTO-projektets indvirkning på detailmarkedet forventes derfor også at være begrænset.

(533) Kommissionen bemærker endvidere, at markedskoncentrationen på det belgiske energimarked har været svagt faldende i de seneste år (se afsnit 2.5), og at den parallelle dekommissionering af Engies andre atomreaktorer i Belgien kan fortsætte denne tendens.

(534) Med hensyn til komponent 2 bemærkede Kommissionen i betragtning 372 i åbningsafgørelsen, at overførslen af ansvaret for nukleart affald og brugt brændsel ikke umiddelbart vil forbedre støttemodtagernes konkurrencesituation i forhold til deres konkurrenter. I første omgang vil denne del af foranstaltningen tvinge den nukleare operatør til at betale et højere kontantbeløb end det, der i øjeblikket er akkumuleret på balancerne. Mængdejusteringsgebyret, som sikrer, at den nukleare operatør betaler et ekstra beløb, hvis der produceres mere nukleart affald end oprindeligt planlagt, fungerer som en beskyttelsesforanstaltning. Efter den formelle undersøgelse konkluderer Kommissionen desuden — på grundlag af de yderligere elementer, som Belgien har fremlagt som forklaret i afsnit 3.3.2.3 — at den forudbetalte engangsbetaling på 15 mia. EUR i tilstrækkelig grad vil mindske den risiko, som den belgiske stat påtager sig, når den overtager ansvaret for nukleart affald fra Electrabel, og at den derfor er forholdsmæssig. Ligeledes er de øvrige delforanstaltninger under komponent 2 også fundet forholdsmæssige (se afsnit 8.3.3.5.2). Delforanstaltningerne under komponent 2 har derfor ingen potentielle negative virkninger for konkurrencen og samhandelen mellem medlemsstaterne.

(535) For så vidt angår komponent 3, jf. betragtning 373 i åbningsafgørelsen, er klausulerne om retlig beskyttelse, hvis og når det er relevant, kun af kompenserende karakter. Kommissionen mener derfor ikke, at de har nogen potentiel negativ indvirkning på konkurrencen og samhandelen mellem medlemsstaterne.

(536) I betragtning af ændringerne af differencekontraktens udformning, tilrettelæggelsen af et udbud om aftalen om energiforvaltningstjenester (og ændringerne i energiforvaltningspartnerens vederlag) og garantierne for energiforvaltningspartnerens uafhængighed, manglen på indikationer på, at LTO-projektet vil hæmme udviklingen af andre elproduktionsteknologier i Belgien, samt proportionaliteten af overførslen af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel og den retlige beskyttelse mener Kommissionen, at potentielle urimelige forvridninger på det belgiske marked fortsat vil være begrænsede.

8.3.4. *Afvejning af støttens positive virkninger i forhold til de negative virkninger for konkurrencen og samhandelen*

(537) Efter vurderingen i afsnit 8.3.2 i denne afgørelse anerkender Kommissionen, at foranstaltningen har til formål at fremme en investering i atomenergi og derfor bidrager til udviklingen af en erhvervsgren, nemlig elproduktion fra nukleare energikilder, og samtidig bidrage til elforsyningssikkerheden samt mindske Belgiens afhængighed af fossile brændstoffer (og dermed også bidrage til Belgiens dekarboniseringsmål).

(538) Kommissionen erkender, at investeringen ikke kunne forventes at blive gennemført uden støtten, herunder alle de tre komponenter, der udgør foranstaltningen. Støtten er derfor nødvendig for udviklingen af denne erhvervsgren og har en tilskyndelsesvirkning.

(539) Kommissionen har konstateret, at tovejsdifferencekontrakten, suppleret med andre finansielle foranstaltninger til støtte for joint venture-selskabets finansielle levedygtighed, aftalen om overførsel af forpligtelser vedrørende nukleart affald og brugt brændsel samt den retlige beskyttelse er egnede instrumenter. Der er ikke i den formelle undersøgelse fremlagt nogen beviser for, at andre foranstaltninger ville have været lige så effektive med mindre konkurrencefordrejende virkninger, navnlig i betragtning af sagens særlige omstændigheder, som vedrører en forlængelse af de eksisterende aktivers levetid, og dette i en begrænset periode.

(540) Støtten vil blive ydet på en forholdsmæssig måde, da støttemodtageren ikke vil beholde ekstra overskud ud over, hvad der er strengt nødvendigt for at sikre atomkraftværkets økonomiske drift og levedygtighed. Den ændrede differencekontrakt og energiforvaltningspartnerens ændrede aflønningsformel (hvor parametrene skal revideres om tre år) samt loftet over MOCP sikrer, at LTO-enhederne producerer elektricitet i overensstemmelse med markedssignalerne, og at den nukleare operatør og joint venture-selskabet er mere udsat for markedsrisiko, mens den belgiske stats eksponering er blevet reduceret.

(541) Den regelmæssige revision af et klart defineret sæt inputværdier til den finansielle model, der giver mulighed for op- og nedjustering, sikrer, at den betydelige usikkerhed, der i øjeblikket hersker med hensyn til kapital- og driftsomkostninger, ikke fører til overkompensation af støttemodtageren. Anvendelsen af en (forstærket) mekanisme for deling af gevinst/tab sikrer endvidere, at der er incitamenter til at drive LTO-enhederne så effektivt som muligt, samtidig med at byrden deles med den belgiske stat, hvis markedspriserne er højere eller lavere end forventet.

(542) Egenkapitalforrentningen på 6-8 % (med et mål på 7 %) ligger i den lavere ende sammenlignet med benchmark-projekter og er i overensstemmelse med kapitalomkostningerne og anses derfor for at være forholdsmæssig. Dette gælder især i betragtning af omstændighederne ved LTO-projektet, som vedrører en forlængelse af eksisterende aktivers levetid på grundlag af en gammel teknologi og i en begrænset periode på ti år.

(543) Kommissionen bemærker også, at hverken Electrabel eller BE-NUC vil kontrollere salget af elektricitet produceret af LTO-enhederne, men at en uafhængig energiforvaltningspartner vil sælge al elektricitet på markedet. Dette vil bidrage til at sikre, at Engies markedsposition ikke styrkes på det belgiske marked.

(544) Desuden har Kommissionen ingen indikationer på, at LTO-projektet vil forhindre nye aktører i at komme ind på markedet for elproduktion i Belgien og/eller forhindre andre aktører i at udvikle ny produktionskapacitet, og konkluderer på grundlag af overvejelserne i afsnit 8.3.3, at de potentielle unødige konkurrenceforvridninger generelt er begrænsede.

(545) På baggrund af en nøje afvejning og under hensyntagen til de afgivne tilsagn nåede Kommissionen frem til den konklusion, at unødige konkurrenceforvridninger som følge af foranstaltningen er begrænset til det nødvendige minimum og opvejes af foranstaltningens positive virkninger.

8.3.5. *Konklusion om støttens forenelighed*

(546) På grundlag af den vurdering, der foretages i denne afgørelse, og i lyset af de særlige omstændigheder i denne sag, nemlig forlængelsen af levetiden for eksisterende atomreaktorer baseret på en gammel teknologi med begrænset fleksibilitet, og dette i en begrænset periode på ti år, finder Kommissionen, at den pakke af foranstaltninger, som de belgiske myndigheder har anmeldt og efterfølgende ændret, herunder revisionsmulighederne og de afgivne tilsagn, er forenelig med det indre marked i henhold til artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF.

9. **KONKLUSION**

(547) Foranstaltningen som ændret er forenelig med det indre marked på grundlag af artikel 107, stk. 3, litra c), i TEUF.

(548) Kommissionen bemærker, at gennemførelsesaftalen og de ledsagende dokumenter er blevet fremlagt til vurdering sammen med vilkårene i aftalen om energiforvaltningstjenester og den aftalte finansielle model. Belgien giver tilsagn om, at de aftaler, for hvilke de endelige vilkår og betingelser endnu ikke er fastsat (f.eks. vilkårene i administrationsaftalen, aktionærlånene, SDC-lånene og driftskapitalfaciliteten) vil indeholde standardbestemmelser, som enhver investor ville søge for et lignende projekt, og at vilkårene vil blive fastsat på armslængdevilkår. Hvis de endelige vilkår og betingelser i disse dokumenter ændrer den anmeldte foranstaltning som beskrevet i denne afgørelse, forpligter Belgien sig til at anmelde dem til Kommissionen.

VEDTAGET DENNE AFGØRELSE:

Artikel 1

Den foranstaltning, som Belgien planlægger at gennemføre for at støtte forlængelsen af levetiden for to atomreaktorer i Belgien, nemlig Doel 4 og Tihange 3, er forenelig med det indre marked.

Foranstaltningens gennemførelse godkendes i overensstemmelse hermed.

Artikel 2

Denne afgørelse er rettet til Kongeriget Belgien.

Udfærdiget i Bruxelles, den 21. februar 2025.

På Kommissionens vegne
Teresa RIBERA
Ledende næstformand