

Ontwerp van besluit

(Z)1109/12

11 januari 2024

Ontwerp van besluit tot wijziging van het besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

Artikel 12, §§ 2, 5, 8 en 9 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. WETTELIJK KADER.....	4
2. ANTECEDENTEN.....	5
3. ANALYSE	6
3.1. <i>MODULAR OFFSHORE GRID II</i>	6
3.1.1. Context	6
3.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG.....	7
3.1.3. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	9
3.2. RISICOVRIJE RENTE	10
3.2.1. Bepalingen momenteel opgenomen in de tariefmethodologie.....	10
3.2.2. Noodzaak tot aanpassing van de tariefmethodologie	11
3.2.3. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	13
4. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING	17
5. BESLISSING.....	18
BIJLAGE 1	21
BIJLAGE 2	21

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) wijzigt hierna haar besluit (Z) 1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie (hierna: de tariefmethodologie) bedoeld in artikel 12 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet). De wijzigingen hebben betrekking op de invoering van een regulatorisch kader voor het *Modular Offshore Grid II* en een aanpassing van de risicovrije rente.

Dit ontwerp van besluit bevat zes delen. Het wettelijke kader wordt uiteengezet in het eerste deel. Het tweede deel behandelt de antecedenten. Het derde deel analyseert de elementen waarvoor een aanpassing van de tariefmethodologie noodzakelijk is. In het vierde deel worden de artikelen toegelicht en het vijfde deel bevat de eigenlijke tariefmethodologie.

Het directiecomité van de CREG heeft dit ontwerp van besluit op 11 januari 2024 goedgekeurd.

1. WETTELIJK KADER

1. Artikel 12, § 2, 1^e lid van de elektriciteitswet bepaalt het dat *"na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de netbeheerder, werkt de commissie de tariefmethodologie uit die deze netbeheerder moet gebruiken voor het opstellen van diens tariefvoorstel"*. De procedure met betrekking tot dit overleg wordt in principe nader omschreven in een *"expliciete, transparante en niet-discriminerende"* overeenkomst, die de CREG en de netbeheerder hebben gesloten.

2. Artikel 12, § 4 van de elektriciteitswet bepaalt bovendien dat wijzigingen die in de loop van de periode aan de tariefmethodologie worden aangebracht slechts in werking treden in de loop van de tarifaire periode na een *"uitdrukkelijk transparant en niet-discriminerend akkoord"* tussen de CREG en de netbeheerder.

3. Artikel 12ter van de elektriciteitswet bepaalt het volgende:

"De commissie motiveert en rechtvaardigt volledig en op omstandige wijze haar tariefbeslissingen, zowel op het vlak van de tariefmethodologieën als op het vlak van de tariefvoorstellen, teneinde de jurisdictionele controle ervan mogelijk te maken. Indien een beslissing op economische of technische overwegingen steunt, maakt de motivering melding van alle elementen die de beslissing rechtvaardigen.

Indien deze beslissingen op een vergelijking steunen, omvat de motivering alle gegevens die in aanmerking werden genomen om deze vergelijking te maken.

Krachtens haar transparantie- en motiveringsplicht publiceert de commissie op haar website de handelingen met individuele of collectieve draagwijdte die werden aangenomen in uitvoering van haar opdrachten krachtens de artikel en 12 tot 12quater, alsook iedere gerelateerde voorbereidende handeling, expertiseverslag, commentaar van de geraadpleegde partijen. Bij het verzekeren van deze openbaarheid vrijwaart zij de vertrouwelijkheid van de commerciële gevoelige informatie en/of informatie met een persoonlijk karakter. De commissie stelt hiertoe, na overleg met de betrokken elektriciteitsbedrijven, richtsnoeren op die de informatie aangeven die binnen het toepassingsgebied van de vertrouwelijkheid valt.

De commissie hecht aan haar definitieve handeling een commentaar dat de beslissing om de commentaren van de geconsulteerde partijen al dan niet in aanmerking te nemen rechtvaardigt."

De richtsnoeren van de CREG betreffende de informatie die als vertrouwelijk moet worden beschouwd omwille van het commercieel gevoelig of persoonlijk karakter ervan, bedoeld in artikel 12ter zijn op de website van de CREG gepubliceerd.

4. Artikel 23, § 2, tweede lid, 14^o van de elektriciteitswet bepaalt dat de CREG *"de tariefbevoegdheden bedoeld in de artikelen 12 tot 12quater uitoefent"*.

5. Op 7 juli 2016 heeft de CREG haar methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's vastgelegd in Beslissing (A)1480¹. Deze methodologie voorziet dat de CREG, na analyse van een dossier ingediend door een projectpromotor, een aanpassing van de tariefmethodologie kan voorstellen om het door de projectpromotor gedragen risico te verminderen (door het hele risico of een gedeelte ervan te verplaatsen naar de netgebruikers) en/of de vergoeding te verhogen die specifiek voor dit project

¹ Beslissing (A)160707-CDC-1480 tot vaststelling van de methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's.

wordt geïnd om het door de projectpromotor gedragen hogere risico te vergoeden en/of geschikte stimulansen in te voeren om de realisatie van dit project te bevorderen.

De methodologie verduidelijkt dat de CREG, na overleg met de projectpromotor/netbeheerder, eventuele wijzigingen van de tariefmethodologie die ze voorstelt ter openbare consultatie zal voorleggen waarin de analyse van de CREG op basis van deze methodologie zal worden voorgesteld.

2. ANTECEDENTEN

6. Op 22 december 2021 hebben de CREG en Elia een overeenkomst afgesloten over de procedures voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie².

7. Op 30 juni 2022 heeft de CREG haar besluit (Z)1109/11 genomen tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027.

8. Gelijktijdig met het proces tot goedkeuring van het tariefvoorstel 2024-2027, werden twee onderwerpen besproken tussen de CREG en Elia: (1) het *Modular Offshore Grid II* (cfr. 4.1 hieronder) en de risicovrije rente (cfr. 4.2 hieronder).

9. Via een brief van 31 augustus 2023 maakte Elia de CREG een dossier voor de evaluatie van investeringen in het *Modular Offshore Grid fase 2* (hierna: MOGII) en de daarbij horende grotere risico's over. Dit dossier, dat bij dit document als bijlage is gevoegd, bevat een lijst van de specifieke risico's van het project MOGII, kwantificeert deze risico's en zet de maatregelen uiteen die Elia heeft genomen om ze te verminderen.

10. In overeenstemming met de overeenkomst betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet die met de betrokken beheerder werd gesloten, heeft deze wijziging van de tariefmethodologie voorwerp uitgemaakt van een overleg met de betrokken netbeheerder op 10 november 2023. Overeenkomstig artikel 8 van voornoemde overeenkomst organiseerde het Directiecomité van de CREG van 23 november tot en met 22 december 2023 een openbare raadpleging over een ontwerp van besluit. Vervolgens heeft de CREG een raadplegingsverslag opgesteld.

²

<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo24-27/E-2024-2027-AccordProcedureNL.pdf>

3. ANALYSE

3.1. MODULAR OFFSHORE GRID II

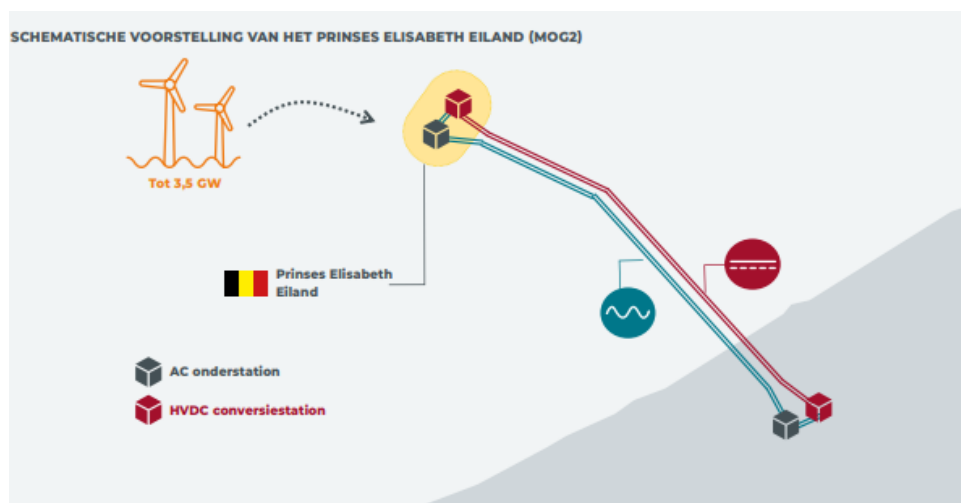
3.1.1. Context

11. Het MOGII vloeit voort uit de uitgesproken ambitie van de federale overheid om uiterlijk in 2030 een groot vermogen aan hernieuwbare energie in de Belgische Noordzee te installeren. Om deze ambitie waar te maken, werden drie nieuwe zones voor *offshore* productie afgebakend (die samen de 'Prinses Elisabethzone' vormen). De productiedoelstelling voor de Prinses Elisabeth-zone is door de overheid vastgesteld op 3,15 tot 3,5 GW.

12. De ministerraad keurde, op 23 december 2021³, op voorstel van de Minister van Energie en de Minister van Noordzee een ontwerp van ministerieel besluit goed tot vaststelling van het ontwerp voor de uitbreiding van het 'Modular Offshore Grid' voor de 'Prinses Elisabeth Zone'.

13. Het MOG II, zijnde "de bouw van een energie-eiland voor het aansluiten van *offshore* wind en bijkomende interconnectie + AC gedeelte" en "bouw van het DC gedeelte van het energie-eiland" is opgenomen in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 dat goedgekeurd werd op 5 mei 2023⁴. De figuur hierna geeft het MOG II weer met zijn verschillende onderdelen.

Figuur 1: MOGII (bron: Elia)



14. De ministerraad keurde, op 20 juli 2023⁵, op voorstel van de Minister van Energie en de Minister van Noordzee in tweede lezing een ontwerp van ministerieel besluit goed tot vaststelling van het ontwerp voor de uitbreiding van het 'Modular Offshore Grid' voor de 'Prinses Elisabeth Zone'.

³ [Windparken op zee: ontwerp voor de uitbreiding van het 'Modular Offshore Grid' | News.belgium](#)

⁴ Ministerieel besluit van 5 mei 2023 tot goedkeuring van het federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 van het transmissienet voor elektriciteit, overeenkomstig artikel 11 van het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit.

⁵ [Windparken op zee: ontwerp voor de uitbreiding van het 'Modular Offshore Grid' - Tweede lezing | News.belgium](#)

Deze goedkeuring werd vastgelegd in het ministerieel besluit van 7 september 2023 tot goedkeuring van het ontwerp voor uitbreiding van het *Modular Offshore Grid* overeenkomstig artikel 6/4 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

15. Op 3 oktober 2023 keurt de Minister van Noordzee de milieuv vergunning voor de bouw van het Belgische energie-eiland goed. Een consortium TM Edison met de Belgische waterbouwbedrijven DEME en Jan De Nul zal instaan voor de bouw van het energie-eiland.

3.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG

16. Elia heeft de methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's voor het eerst toegepast in het kader van fase 1 van het *Modular Offshore Grid* (hierna: MOGI). De CREG erkende dat de billijke marge moest worden aangevuld met een risicopremie ter vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal en voor de dekking van de extra risico's. Deze risicopremie werd vastgesteld op 1,4% en is van toepassing op het door Elia geïnvesteerde eigen vermogen, in verhouding tot de gereguleerde waarde van de activa van MOGI ten opzichte van de totale gereguleerde activa van Elia.

17. Elia wenst voor MOGII opnieuw aan te tonen dat de implementatie van MOGII een aantal extra risico's meebrengt die Elia niet loopt bij de implementatie van traditionele infrastructuren.

18. Op basis van het ingediende dossier voor de evaluatie van investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur en de daarbij horende hogere risico's stelt de CREG vast dat *offshore* investeringen over het algemeen hogere project specifieke risico's hebben dan *onshore* investeringen. Dit gaat bijvoorbeeld over structurele weers- en omgevingsfactoren die de constructie of het onderhoud bemoeilijken alsook over het gebruik van een nieuwe technologie waar de netbeheerder nog maar weinig ervaring mee heeft.

19. De CREG analyseert hierna de risico's die Elia identificeert in het dossier. Vervolgens wordt onderzocht welke mitigerende maatregelen kunnen genomen worden om deze risico's te beperken en welke aanpassingen nodig zijn aan de tariefmethodologie.

3.1.2.1. Analyse van de relevantie van de risico's geïdentificeerd door Elia en de volledigheid van de maatregelen genomen door Elia om de risico's te beperken

20. In het ingediende dossier identificeert Elia een reeks risico's voor MOGII. Het MOGII-project is per definitie onderhevig aan alle risico's eigen aan *offshore* activiteiten.

21. Tijdens het ontwerp en de aanleg van MOGI werd Elia geconfronteerd met een aantal risico's gelinkt met het feit dat men geen ervaring had met de aanleg van *offshore* elektriciteitsinfrastructuur. Nu aan het ontwerp van MOGII wordt gewerkt, is Elia niet langer een nieuweling op dit gebied. Veel van de risico's die ten tijde van het MOGI-project bestonden, bestaan echter ook voor MOGII. Dankzij haar ervaring zou Elia beter op deze risico's moeten kunnen anticiperen.

22. Door de omvang van het MOGII-project identificeert Elia nog een aantal bijkomende risico's ten opzichte van MOGI:

- het aangesloten vermogen;
- de veel uitgebreidere functies dan die van MOGI (vermogenstransformatie, interconnecties, grotere beheersperimeter) ;

- de toegepaste technologieën (combinatie van wissel- en gelijkstroom) ;
- het pionierskarakter van het concept van een kunstmatig eiland in Europa, en ;
- het korte tijdsbestek waarin het project moet gerealiseerd worden.

23. Elia maakt in de risicoanalyse een onderscheid tussen de ontwikkelingsfase en de constructiefase van MOGII. Beide fases met bijhorende risico's worden hierna toegelicht.

24. Tijdens de ontwikkeling van het project MOGII identificeert Elia zes risico's:

- 1) technische onzekerheid met betrekking tot interface windpark;
- 2) beperkt beschikbare resources met *offshore* ervaring;
- 3) omissies in *offshore* aansluitingen (66kV);
- 4) aannemer eiland niet in staat om de voorkeursoplossing voor kabelaanlanding (*offshore*) van Elia in detail uit te voeren;
- 5) impact van NID⁶ ;
- 6) basisontwerp onduidelijk bij ondertekening contract - HVDC-converter ontwerpfase loopt niet volgens planning – laattijdige oplevering van deliverables.

25. De CREG weerhoudt voor de ontwikkelingsfase de zes door Elia geïdentificeerde risico's.

26. Tijdens de constructiefase van het project MOGII identificeert Elia elf risico's:

- 1) vertraging in de bouw van het eiland;
- 2) beschikbaarheid schip;
- 3) kabelschade door vaartuig van derden;
- 4) commercieel geschil met aannemer tijdens bouw;
- 5) kabelschade tijdens *offshore* kabelinstallatie;
- 6) inbedrijfstelling *offshore* niet tijdig voltooid;
- 7) kwaliteit van uitrusting en/of werken van derden niet aanvaardbaar;
- 8) vertraging tijdens de installatie van *offshore* kabels;
- 9) beschikbaarheid schip: vertraging bij extern project;
- 10) marktomstandigheden voor HVDC-converters;
- 11) beschikbaarheid van werven en/of kritische werfmiddelen.

27. Voor de CREG rechtvaardigen de elementen 2, 4, 6, 7, 8, 9, 10 en 11 uit bovenstaande lijst een hoger risico voor het project MOGII tijdens de constructiefase. De overige risico's weerhoudt de CREG niet omwille van volgende redenen:

- 1) de geldende tariefmethodologie voorziet in een stimulans voor Elia gelinkt aan de voortgang die de netbeheerder realiseert op het vlak van marktintegratie en de bevoorradingszekerheid. Elia krijgt op basis van deze stimulans een bedrag toegekend voor de tijdige realisatie van grote infrastructuurprojecten.

⁶ NID = Nature Inclusive Design

In het tariefvoorstel van Elia voor de periode 2024-2027, zoals goedgekeurd door de CREG, wordt de volledige bouw van het energie-eiland opgenomen als te realiseren project in het jaar 2026. De volledige realisatie van de bouw van het eiland werd door Elia zelf aan de lijst van projecten toegevoegd.

Daar bovenop maakt het energie-eiland gebruik van het Europese herstelfonds (RRF)⁷ dat bedoeld is om de Belgische economie extra stimulansen te geven via toekomstgerichte initiatieven. Elia ontving vanuit het Europese herstelfonds een subsidie van €99,7 miljoen. RRF voorziet in een strikt timeframe voor de realisatie van de betrokken projecten met een uiterlijk deadline in augustus 2026.

Conform beslissing (A)1480 heeft de CREG reeds een maatregel genomen om dit risico (risico 1) te verminderen of te vergoeden, namelijk het invoeren van een stimulans en dus is een extra vergoeding overbodig.

- 2) gezien de geldende tariefmethodologie worden sommige van deze risico's in feite gedragen door de netgebruikers (en dus niet door Elia). Dat is onder andere het geval voor de risico's die kunnen leiden tot een stijging van de niet-beheersbare kosten waarvan de evolutie volledig wordt gedragen door de netgebruikers; bijvoorbeeld de risico's 3 en 5.

3.1.2.2. Analyse van het door Elia gekwantificeerde risico

28. Ondanks de reeds genomen mitigerende maatregelen blijft het risico van het MOG hoger dan *onshore* investeringen door onder andere de onzekere weers- en werkomstandigheden en het gebruik van nieuwe technologie. Elia heeft het risico ingeschat op basis van enerzijds de grootte van het risico en de impact hiervan en anderzijds de kans dat het risico zich voordoet. De economische impact van de risico's wordt ingeschat door middel van de Monte Carlo methode.

29. Tijdens de ontwikkelingsfase zijn er, volgens de CREG, zes risico's die een hoger risicoprofiel van het MOG ten opzichte van de *onshore* investeringen (zie paragraaf 24) verantwoorden. Op basis van de verantwoording van de risico's in het aanvraagdossier en de gebruikte methode, acht de CREG deze redelijk.

Tijdens de constructiefase zijn er meer risico's die een hoger risicoprofiel van het MOG ten opzichte van de *onshore* investeringen (zie paragrafen 26 en 27) verantwoorden. Op basis van de verantwoording van de risico's in het aanvraagdossier en de gebruikte methode, acht de CREG deze redelijk.

3.1.3. **Aanpassing van de tariefmethodologie**

30. Op basis van het ingediende risicodossier kan de CREG vaststellen dat het MOGII een hoger risicoprofiel heeft ten opzichte van de reguliere *onshore* investeringen. Conform beslissing (A)1480 kan de CREG volgende maatregelen nemen om dit hogere risico te verminderen of te vergoeden:

- 1) het door de projectpromotor gedragen risico te verminderen (door het hele risico of een gedeelte ervan te verplaatsen naar de netgebruikers) en/of;
- 2) de vergoeding te verhogen die specifiek voor dit project wordt geïnd om het door de projectpromotor gedragen hogere risico te vergoeden en/of;

⁷ RRF = Recovery and Resilience Facility

3) geschikte stimulansen in te voeren om de realisatie van dit project te bevorderen.

31. De tariefmethodologie voorziet op dit moment geen afschrijvingstermijnen voor een kunstmatig *offshore* energie-eiland noch voor de specifieke technische installaties die op dit eiland zullen worden gebruikt. Er wordt daarom voorzien in de toevoeging van een aantal activagroepen met eigen specifieke afschrijvingstermijnen.

32. Met betrekking tot de niet-beheersbare kosten stelt de CREG drie toevoegingen voor:

- 1) herstel van het eiland ten gevolge van een aanvaring met een boot die niet aan Elia toebehoort of ten gevolge van erosie door bijzonder zware weersomstandigheden (bv. bescherming tegen erosie, of sedimentatie ten gevolge van uitzonderlijke mobiliteit van de zeebodem);
- 2) major system breakdown (transformer failure, reactor failure, GIS failure);
- 3) de vergoedingen voor de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/5, § 3 van de elektriciteitswet voor zover ze niet ten laste van de netbeheerder zijn met toepassing van artikel 6/5, § 5 van de elektriciteitswet of van een van de uitvoeringsbesluiten ervan.

33. Tot slot wordt er een risicopremie van 1,4 % in de tariefmethodologie opgenomen om het hogere risicoprofiel van het MOG te vergoeden tijdens de ontwikkelings- en bouwfasen dat niet kon worden vergoed door de voormelde aanpassingen van de methodologie en door maatregelen genomen door de netbeheerder. Deze risicopremie is van toepassing op de kapitalen geïnvesteerd in het MOGII. Een dergelijke risicopremie die voor de afschrijvingsduur van de betrokken assets wordt toegepast, kent de netbeheerder een bijkomende vergoeding toe die overeenstemt met een raming van de economische impact van de voormelde risico's.

Er wordt hierbij geopteerd voor een consistente toepassing van een risicopremie bij zowel MOGI en MOGII (zie titel 3.1.2.1 voor identificatie van relevante risico's).

3.2. RISICOVRIJE RENTE

3.2.1. Bepalingen momenteel opgenomen in de tariefmethodologie

34. Artikel 17 van de tariefmethodologie voorziet dat de risicovrije rente (RVR), in het kader van het *Capital Asset Pricing Model*, wordt vastgelegd op 1,68 % voor de periode 2024-2027. Deze waarde werd door de CREG als volgt verantwoord in de tariefmethodologie:

“De risicovrije rente gebruikt in het CAPM is het rendement van een actief dat het ontbreken van het risico op nalatigheid van de schuldenaar, evenals het ontbreken van een liquiditeitsrisico moet weerspiegelen, met andere woorden de mogelijkheid om op elk moment om het even welke hoeveelheid van dit actief te kopen of te verkopen.

Het gebruik van het rendement van de obligaties van de eigen staat is een courante praktijk bij de Europese regulatoren. Zo heeft de CREG, sinds het begin van de regulering, het rendement van de lineaire obligaties uitgegeven door de Belgische overheden (hierna: OLO) als risicovrije rente gebruikt. Om te voorkomen dat de grote volatiliteit van de rentevoet van de staatsobligaties die de laatste tijd werd vastgesteld een negatieve impact zou hebben op de financieringsmogelijkheden van de netbeheerder, legt de CREG, net zoals haar Europese collega regulatoren, de waarde van de risicovrije rentevoet tijdens een regulatoire periode, voor het begin van die regulatoire periode, vast. Daartoe heeft de CREG zich gebaseerd op dezelfde methodologie als die voor het vastleggen van de risicovrije rentevoeten van toepassing in de loop van de regulatoire periode 2020-2023: de CREG heeft zich gebaseerd

op het rekenkundig gemiddelde van de meest recente voorspellingen die het Federaal Planbureau⁸ over het rekenkundig gemiddelde van de lineaire obligaties (OLO) met een looptijd van 10 jaar uitgegeven door de Belgische autoriteiten tijdens elk jaar van de betreffende regulatoire periode, nl. 2024-2027.

Bij het vastleggen van het Ontwerp van Besluit dat ter openbare raadpleging werd voorgelegd, bedroeg de door het Planbureau gepubliceerde voorspelde risicovrije rentevoet 1,6%. Gezien de geopolitieke context, voorzag echter het ter raadpleging voorgelegde Ontwerp van Besluit dat de waarde van 1,6 % door de CREG opwaarts zou kunnen worden herzien tegen 30 juni 2022 tot een maximum van 1,68 % op basis van het rekenkundig gemiddelde van de laatste voorspellingen gepubliceerd door het Federaal Planbureau op 29 juni 2022 over het gemiddelde rekenkundige rendement van lineair obligaties (OLO) met een looptijd van 10 jaar uitgegeven door de Belgische autoriteiten tijdens elk jaar van de betreffende regulatoire periode, nl. 2024-2027.

Het rekenkundig gemiddelde van de laatste, door het Planbureau⁹ in juni 2022, gepubliceerde voorspellingen betreffende het rekenkundige gemiddelde rendement van de door de Belgische Autoriteiten uitgegeven lineaire obligaties met een duur van 10 jaar, tijdens de periode van 2024-2027, geeft een waarde van 2,1 %. De risicovrije rentevoet wordt aldus bepaald op 1,68%”.

3.2.2. Noodzaak tot aanpassing van de tariefmethodologie

35. Hoewel een deel van de stijging van de rentevoeten reeds gekend was op het moment van aanneming van de tariefmethodologie op 30 juni 2022, stelt de CREG vast dat deze stijging van de OLO-rente op 10 jaar sindsdien is blijven aanhouden en zelfs zeer sterk is versneld sinds het begin van de maand september 2023. Zo heeft de OLO-rente op 10 jaar 3,63 % bereikt op 3 en 4 oktober 2023, hetzij een absoluut verschil van 195 basispunten boven de waarde van de risicovrije rente bepaald in de tariefmethodologie (cfr. 1,68 %). Dit wordt weergegeven in onderstaande figuur 2.

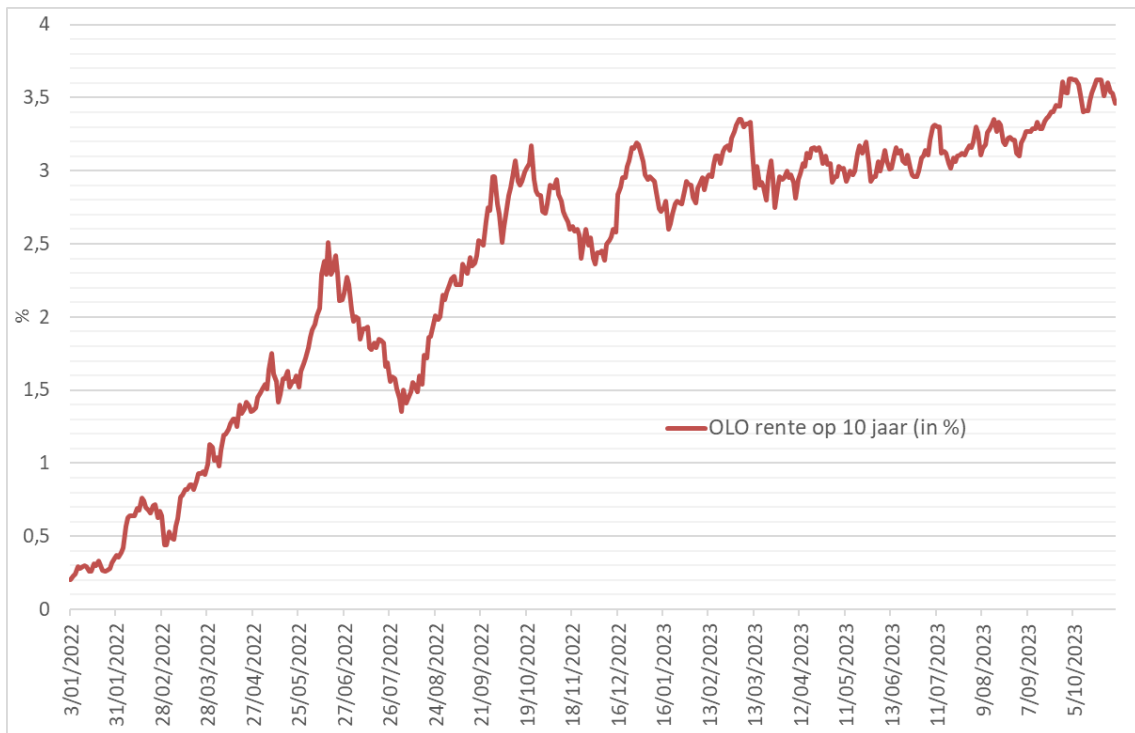
36. Gelijktijdig met deze evolutie die op de financiële markten werd waargenomen, heeft het Federaal Planbureau in de loop van de periode 2024-2027 regelmatig haar perspectieven opwaarts herzien wat betreft de verwachte OLO-rente op 10 jaar. Dit wordt weergegeven in onderstaande figuur 3. De CREG benadrukt dat de perspectieven die op 7 september 2023 door het Federaal Planbureau werden geformuleerd enkel de periode 2023-2024 betroffen en naar alle waarschijnlijkheid dus geen rekening konden houden met de absolute stijging van ongeveer 50 basispunten van de OLO-rente op 10 jaar die sinds het begin van de maand september 2023 werd waargenomen.

37. Zodoende is de CREG van mening dat het noodzakelijk is om de RVR van 1,68 %, die in de tariefmethodologie wordt voorzien, aan te passen om de netbeheerder te verzekeren van een normale vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal in het gereguleerd actief die het voor hem mogelijk maakt om de investeringen te doen die nodig zijn voor het uitvoeren van zijn taken. Bij gebrek aan een dergelijke aanpassing is de CREG van mening dat het succes van de kapitaalsverhogingen die de netbeheerder tijdens deze periode zal moeten doorvoeren om zijn ambitieuze investeringsprogramma van € 6,4 miljard over de periode 2024-2027 te financieren, niet met zekerheid kan worden gegarandeerd. Dit ambitieuze investeringsprogramma is onder meer het gevolg van de goedkeuring in mei 2023 door de federale regering van het ontwikkelingsplan 2024-2034.

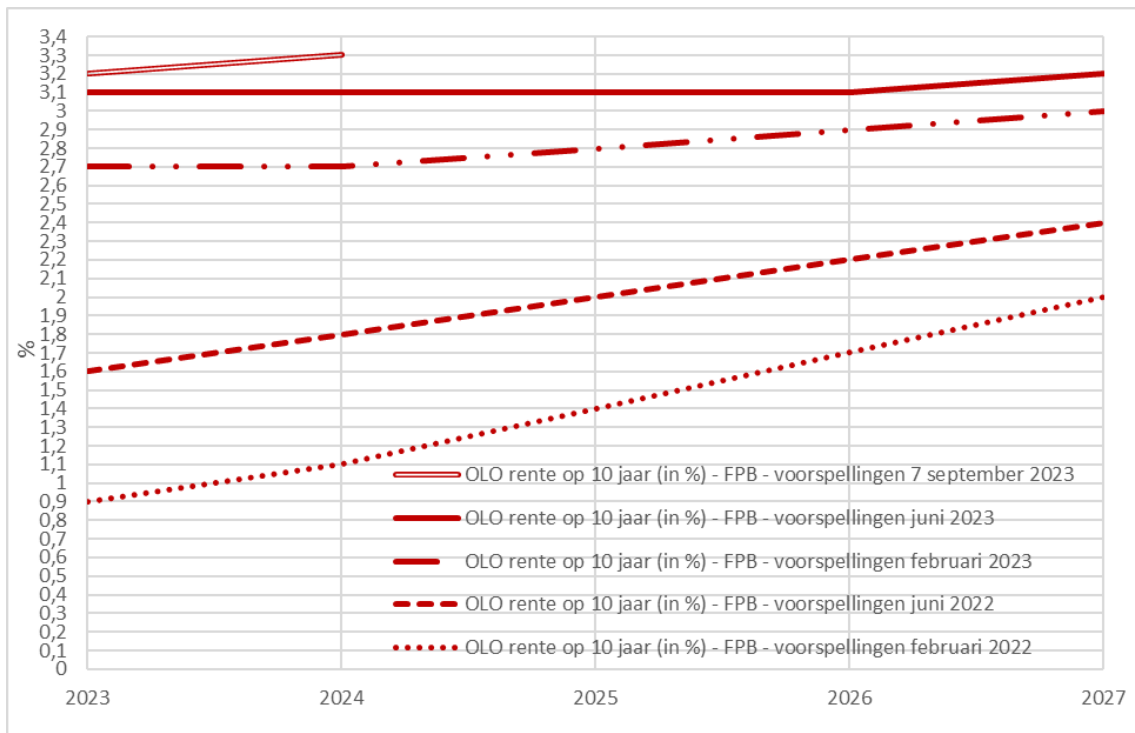
⁸ Federaal Planbureau, *Economische perspectieven 2022-2027 van februari 2022*, 24 februari 2022

⁹ Federaal Planbureau, *Economische perspectieven 2022-2027 van juni 2022*, 17 juni 2022

Figuur 2: Evolutie van de OLO rente op 10 jaar sinds 1 januari 2022 (bron: NBB)



Figuur 3: Evolutieperspectieven van de OLO rente op 10 jaar geformuleerd door het Federaal Planbureau sinds 1 januari 2022 (bron: Federaal Planbureau)



3.2.3. Aanpassing van de tariefmethodologie

3.2.3.1. Algemene principes

38. De gezondheids crisis Covid-19 en de Russische invasie in Oekraïne hebben in de loop van de drie afgelopen jaren aangetoond dat de evolutie van de rentevoeten relatief onvoorspelbaar is over meerdere jaren, en dat zowel opwaarts als neerwaarts.

39. In een context van sterke volatiele rentevoeten met een stijgende tendens in de loop van de twee afgelopen jaren, is de CREG van mening dat het nodig is om de RVR aan te passen zodat die niet langer vastligt voor een periode van 4 jaar: het is raadzaam dat deze RVR “mechanisch” evolueert in functie van de evolutie van de rentevoeten die op de markt worden waargenomen.

40. De CREG is van mening dat deze RVR jaarlijks moet evolueren in functie van de werkelijk waargenomen OLO rente op 10 jaar, nl. het gemiddelde rekenkundige rendement van de lineaire obligaties met een looptijd van 10 jaar die in de loop van het jaar door de Belgische overheid zijn uitgegeven, en meer bepaald de dagelijkse gegevens op de secundaire markt, gepubliceerd door de Nationale Bank van België (hierna: OLO rente op 10 jaar).

41. Met deze aanpassing wil de CREG een robuuste en duurzame oplossing bieden voor de periode 2024-2027: in het geval dat de OLO rente op 10 jaar in de loop van de komende maanden boven het niveau dat momenteel door het Federaal Planbureau wordt geanticipeerd, blijft stijgen, zal deze oplossing voorkomen dat Elia bij de CREG moet terugkomen voor een nieuwe aanpassing van de tariefmethodologie.

42. Hoewel de CREG er inmiddels van overtuigd is dat de RVR moet evolueren in functie van de OLO rente op 10 jaar, is de CREG echter van mening dat niet elke bijkomende stijging van de OLO rente op 10 jaar noodzakelijkerwijze moet leiden tot een overeenstemmende verhoging van de RVR om een evenwicht te garanderen tussen de belangen van de aandeelhouders van de netbeheerder en die van de netgebruikers.

43. De CREG herhaalt dat de RVR die van toepassing is in de période 2020-2023 in de tariefmethodologie 2020-2023 werd vastgelegd op 2,4 %. Vergelijkbaar met de waarde van 1,68 % in de tariefmethodologie voor 2024-2027, werd deze waarde van 2,4 % berekend als het rekenkundige gemiddelde van de laatste voorspellingen van de OLO rente op 10 jaar die in juni 2018 door het Federaal Planbureau gepubliceerd waren, voor het aannemen van de tariefmethodologie 2020-2023. In de werkelijkheid en ten gevolge van de Covid-19 pandemie, is de OLO rente op 10 jaar daarna echter fors gedaald tot - 0,14 % in 2020 en - 0,02 % in 2021. In navolging van de Russische invasie in Oekraïne in 2022, is de OLO rente op 10 jaar opnieuw beginnen stijgen om te komen tot een gemiddelde van 1,75 % in 2022 en (rekening houdend met de gegevens beschikbaar op 1 november) van 3,13 % in 2023¹⁰. De OLO rente op 10 jaar van de periode 2020-2023 bedroeg in de werkelijkheid aldus gemiddeld slechts 1,18 %¹¹, hetzij een aanzienlijk lager niveau dan de waarde van 2,4 % voorzien in de tariefmethodologie 2020-2023, wat leidde tot een gunstige situatie voor de aandeelhouders van de netbeheerder.

¹⁰ De CREG benadrukt dat zij niet gunstig heeft geantwoord op de vraag van Elia om de RVR van 2,4 % opwaarts aan te passen voor het jaar 2023: zodoende is de CREG niet van plan om de tariefmethodologie 2020-2023 aan te passen.

¹¹ $1,18 \% = (- 0,14 \% - 0,02 \% + 1,75 \% + 3,13 \%) / 4$

3.2.3.2. Nieuw mechanisme

44. De CREG stelt voor om de verwijzing naar de waarde van 1,68 %, die momenteel in de tariefmethodologie is opgenomen, te bewaren, maar te voorzien dat deze waarde van 1,68 % voortaan een gegarandeerde minimumwaarde is: indien de OLO op 10 jaar in de toekomst onder 1,68 % zou dalen in de loop van een bepaald jaar, dan zou de vergoeding die Elia in de loop van dat jaar krijgt ongewijzigd blijven ten opzichte van de vergoeding die momenteel in de tariefmethodologie is voorzien (nl. gebaseerd op een RVR van 1,68 %).

45. Indien de OLO rente op 10 jaar tussen 1,68 % en 2,87 % ligt, dan wordt elke stijging van de OLO op 10 jaar integraal doorgerekend via een gelijkwaardige stijging van de RVR.

46. Indien de OLO op 10 jaar hoger is dan 2,87 %, zijn de bijkomende stijgingen boven 2,87 % van de OLO rente op 10 jaar slechts gedeeltelijke doorgerekend via een stijging van de RVR. Deze gedeeltelijke doorrekening wordt verkregen door een verschil te introduceren tussen enerzijds de investeringen die vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen en anderzijds investeringen die voor die datum in dienst zijn genomen:

- Voor de investeringen die vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen (hierna: RAB_{new}), wordt elke stijging van de OLO op 10 jaar nog integraal doorgerekend via een gelijkaardige stijging van de RVR. Drie redenen motiveren deze keuze van de CREG. Ten eerste hebben deze investeringen niet genoten van een RVR vastgelegd op 2,4 % in 2022 en 2021 terwijl de OLO op 10 jaar negatief was: na het in dienst nemen van die investeringen, hebben zij bovendien genoten van een RVR lager dan het gemiddelde van de OLO op 10 jaar¹². Ten tweede moet ervoor gezorgd worden dat het rendement van nieuwe investeringen, waarvan de financiering een kapitaalverhoging vereisen, competitief blijft zelfs in geval van grote, bijkomende stijgingen van de OLO op 10 jaar. Ten derde, door voor nieuwe investeringen een gunstiger rendement te voorzien dan voor investeringen die vóór 1 januari 2022 in dienst zijn genomen, bevorderen we de uitvoering van nieuwe investeringen en van de energietransitie;
- Voor de investeringen die vóór 1 januari 2022 in dienst zijn genomen (hierna: RAB_{old}), is de CREG van mening dat het, aangezien deze investeringen in 2020 en 2021 van een RVR hebben genoten die was vastgelegd op 2,4 % terwijl de OLO rente op 10 jaar negatief was, niet evenwichtig en eerlijk zou zijn ten opzichte van de netgebruikers als ze zouden genieten van een stijging van de RVR gelijkaardig aan de toename van de OLO op 10 jaar. Zo stelt de CREG voor de investeringen die vóór 1 januari 2022 in dienst zijn genomen voor dat enkel de helft van de toename van de OLO op 10 jaar boven 2,87 % wordt doorgerekend via een stijging van de RVR.

3.2.3.3. Financiële impact van het nieuwe mechanisme

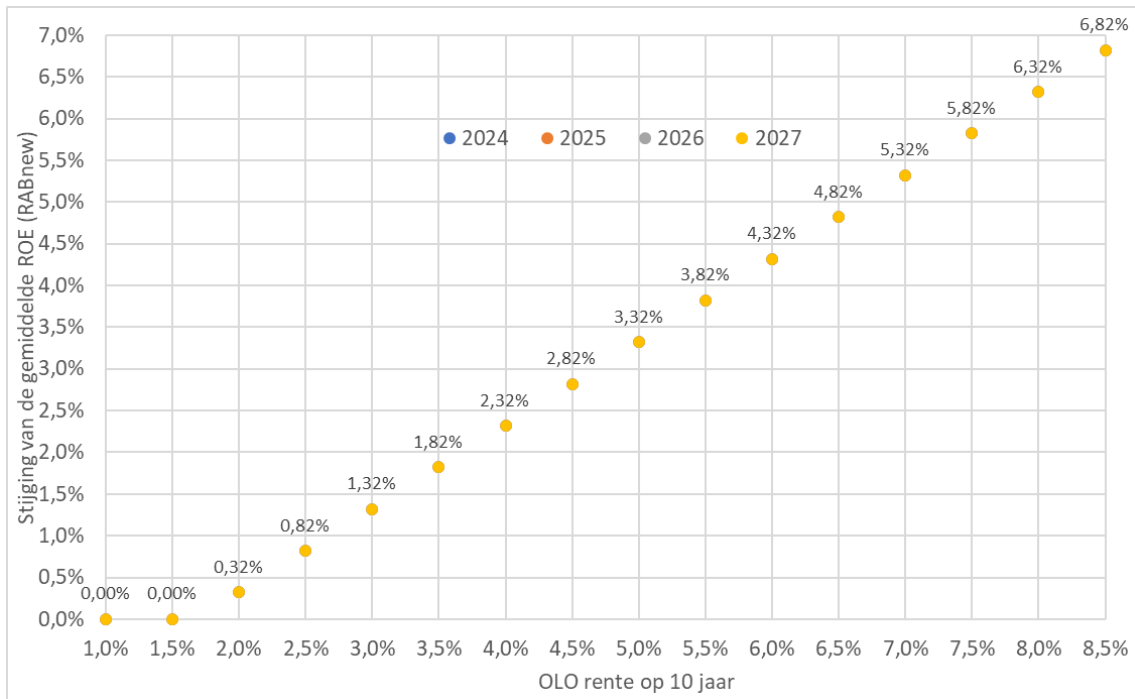
47. De volgende drie grafieken tonen de stijging van de *return on equity* (hierna: ROE) die kan worden verwacht door de aandeelhouders van Elia ten gevolge van de invoering van het mechanisme dat wordt voorgesteld voor de investeringen die vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen (figuur 4), voor de investeringen die vóór 1 januari 2022 in dienst zijn genomen (figuur 5) en voor het gereguleerde actief in zijn geheel (figuur 6), in functie van de OLO rente op 10 jaar die in de loop van de komende jaren zal worden waargenomen. Om deze resultaten in perspectief te zetten, herhaalt de

¹² De investeringen die in 2022 in dienst zijn genomen, hebben genoten van een RVR van 2,4 %; dit is minder dan het gemiddelde van de OLO rente op 10 jaar over de periode 2022-2023 (cfr. $2,44\% = (1,75\% + 3,13\%) / 2$). De investeringen die in 2023 in dienst zijn genomen, hebben genoten van een RVR van 2,4 % lager dan het gemiddelde van de OLO rente op 10 jaar in 2023 (cfr. 3,13 %).

CREG dat Elia, voor de invoering van het voorgestelde mechanisme, een ROE van ongeveer 5,7 % verwachtte op basis van de tariefmethodologie 2024-2027.

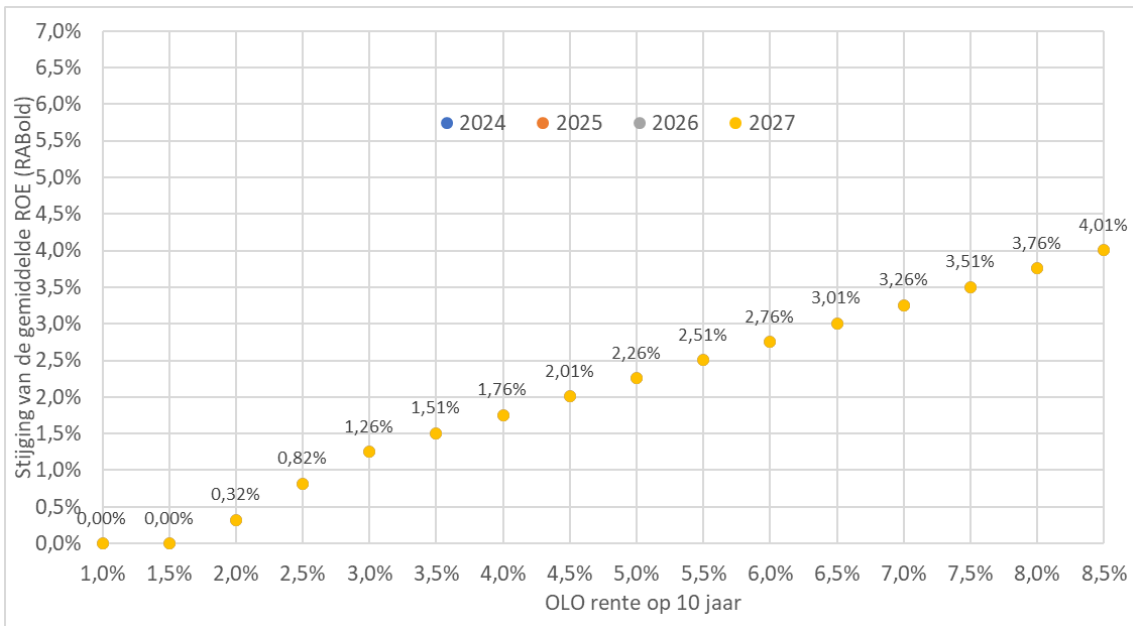
48. De verschillen die in figuur 6 worden waargenomen tussen de verschillende, betreffende jaren zijn enkel te verklaren door de geleidelijke realisatie van het ambitieuze investeringsprogramma van € 6,4 miljard over de periode 2024-2027: hierdoor stijgt het aandeel van de investeringen (RAB^{13}) die vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen en die genieten van de meeste gunstige evolutie van de ROE geleidelijk in het totaal gereguleerd actief (RAB_{new}).

Figuur 4: Stijging van de gemiddelde ROE voor de investeringen die door Elia vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen in functie van de werkelijke waargenomen OLO rente op 10 jaar (bron : CREG)

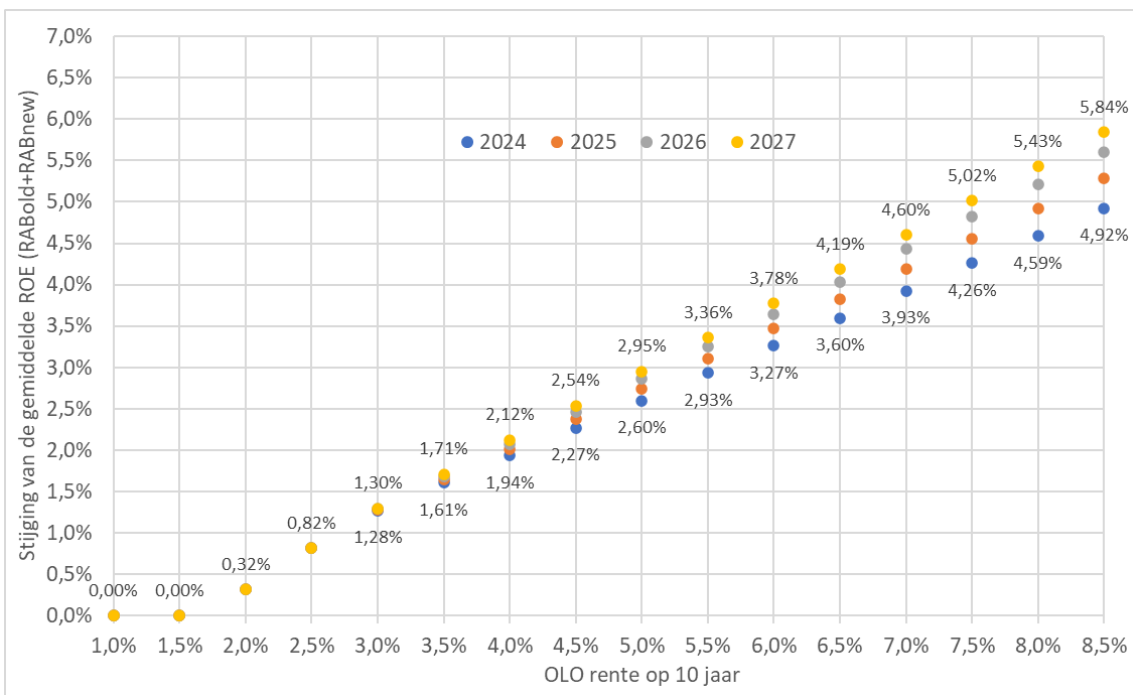


¹³ $RAB = RAB_{old} + RAB_{new}$

Figuur 5: Stijging van de gemiddelde ROE voor de investeringen die door Elia vóór 1 januari 2022 in dienst werden genomen in functie van de werkelijke, waargenomen OLO rente op 10 jaar (bron : CREG)



Figuur 6: Stijging van de gemiddelde ROE voor het gereguleerd actief in zijn geheel in functie van de werkelijke, waargenomen OLO rente op 10 jaar (bron : CREG)¹⁴



¹⁴ Deze grafiek houdt rekening met de investeringsuitgaven (Capex) opgenomen in het aangepaste tariefvoorstel 2024-2027 dat de CREG op 9 november 2023 goedkeurde.

49. Uit figuur 6 blijkt duidelijk dat de aandeelhouder van de netbeheerder door het voorgestelde mechanisme slecht van een deel van de stijging van de OLO rente op 10 jaar kan genieten. Als de OLO rente op 10 jaar bijvoorbeeld op 3,5 % blijft, hetzij 182 basispunten boven 1,68 %, dan zal er door het voorgestelde mechanisme slechts een stijging van de ROE tussen 161 basispunten (voor 2024) en 171 basispunten (voor 2027) mogelijk zijn. Als de OLO rente op 10 jaar tot 5 % stijgt, hetzij 332 basispunten boven 1,68 %, dan zal er door het voorgestelde mechanisme slechts een stijging tussen 260 basispunten (voor 2024) en 295 basispunten (voor 2027) mogelijk zijn. Als de OLO rente op 10 jaar nog meer stijgt naar 8 %, hetzij 632 basispunten boven 1,68 %, dan zal er door het voorgestelde mechanisme slechts een stijging tussen 459 basispunten (voor 2024) en 543 basispunten (voor 2027) mogelijk zijn.

4. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING

50. Artikel 1 voegt aan de tariefmethodologie 3 nieuwe elementen toe als niet-beheersbare kosten.

51. Artikel 2 voegt de afschrijvingstermijnen toe van een aantal activagroepen specifiek voor MOGII en voorziet dat de RAB moet worden opgesplitst in enerzijds investeringen die ná 1 januari 2022 van start zijn gegaan en anderzijds investeringen die vóór 1 januari 2022 van start zijn gegaan.

52. Artikel 3 breidt de mogelijke toepassing van een bijkomende risicopremie uit naar de *Modular Offshore Grids* en heft zo de beperkte toepassing tot MOGI op.

53. Artikel 4 voorziet dat de risicovrije rente voortaan evolueert in functie van de OLO rente op 10 jaar die tijdens het jaar wordt waargenomen. Om het hogere risicoprofiel van MOGII tijdens de ontwikkelings- en constructiefase te vergoeden kent artikel 4 een risicopremie van 1,4% toe aan MOGII. Deze risicopremie is van toepassing op de kapitalen geïnvesteerd in het MOG.

54. Artikel 5 bepaalt de toepassing van de risicopremie.

5. BESLISSING

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, in het bijzonder artikel 12 en 12ter;

Gelet op de beslissing (A)1480 tot vaststelling van de methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's;

Gelet op de overeenkomst die op 22 december 2021 werd gesloten tussen de CREG en de netbeheerder betreffende de procedure voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het beheer van het elektriciteitstransmissienet en voor de netten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van tariefvoorstellen en wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen;

Gelet op het besluit (Z)1109/11 van de CREG tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie;

Gelet op het dossier van Elia voor de evaluatie van investeringen in het MOGII en de daarbij horende grotere risico's

Gelet op de sterke stijging van de waargenomen rentevoeten op de markten sinds het aannemen van het besluit (Z)1109/11;

Gelet op de voorgaande analyse;

Gelet op het overleg tussen de CREG en Elia over een voorontwerp van besluit op 10 november 2023;

Gelet op de openbare raadpleging over een ontwerp van besluit, die plaatsvond van 23 november tot en met 22 december 2023

Beslist de CREG om:

Art. 1.

In artikel 10, 1^{ste} lid van besluit (Z)1109/11 van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas van 30 juni 2022 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027 worden de volgende aanpassingen aangebracht:

1° nummer 14 wordt als volgt aangevuld :

« • *herstel van het eiland ten gevolge van een aanvaring met een boot die niet aan Elia toebehoort of ten gevolge van erosie door bijzonder zware weersomstandigheden (bv. bescherming tegen erosie, of sedimentatie ten gevolge van uitzonderlijke mobiliteit van de zeebodem);*

• *major system breakdown (transformer failure, reactor failure, GIS failure).* »;

2° in nummer 16, worden de woorden « en 6/5, § 3, » ingevoegd tussen de woorden « artikel 6/2, § 1, 2° » en de woorden « van de elektriciteitswet », en de woorden « en 6/5, § 5, » worden ingevoegd tussen de woorden « artikel 6/2, § 2 » en de woorden « van de elektriciteitswet ».

Art. 2.

In artikel 15 van hetzelfde besluit worden de volgende aanpassingen aangebracht :

1° de lijst in paragraaf 4 , 1° lid, wordt als volgt aangevuld :

« *Modular Offshore Grid II* :

- *Kunstmatig eiland* 1,67% (60 jaar)
- *AC-technologie* :
 - *Laagspanningsuitrustingen* 3,00% (33 jaar)
 - *Hoogspanningsuitrustingen* 3,00% (33 jaar)
 - *Numerieke technologie* 6,00% (16,66 jaar)
 - *Offshore AC kabels* 3,33% (30 jaar)
 - *Industriële gebouwen* 3,00% (33 jaar)
- *DC technologie* :
 - *Laagspanningsuitrustingen* 6,00% (16,66 jaar)
 - *Hoogspanningsuitrustingen* 3,33% (30 jaar)
 - *Numerieke technologie* 6,00% (16,66 jaar)
 - *Offshore DC kabels* 3,33% (30 jaar)
 - *Industriële gebouwen* 3,33% (30 jaar) » ;

2° het laatste lid van paragraaf 4 is voortaan een paragraaf 5, waarin de woorden « *het MOG I (RAB_{MOGI})* » worden vervangen door de woorden « *het MOG I en het MOG II (RAB_{MOG})* » ;

3° artikel 15 wordt aangevuld met een paragraaf 6 die als volgt wordt opgesteld :

« § 6. De netbeheerder splitst de waarde van het gereguleerd actief (RAB) op tussen enerzijds de netto boekwaarde van de activa die in dienst werden gesteld vanaf 1 januari 2022 (RAB_{new}) en anderzijds de activa die in dienst werden gesteld vóór 1 januari 2022 en de behoefte aan werkkapitaal (RAB_{old}). ».

Art. 3.

In artikel 16 van hetzelfde besluit worden de woorden « *van het Modular Offshore Grid* » vervangen door de woorden « *van de Modular Offshore Grids* ».

Art. 4.

In artikel 17 van hetzelfde besluit worden de volgende aanpassingen aangebracht:

1° de 1^e paragraaf wordt vervangen door het volgende :

« § 1. De risicovrije rente (RVR) evolueert in functie van het gemiddeld rekenkundig rendement van de lineaire obligaties met een looptijd van 10 jaar, uitgegeven in de loop van het jaar door de Belgische overheid, en meer bepaald de dagelijkse gegevens van de secundaire markt (OLO_{10jaar}), gepubliceerd door de Nationale Bank van België:

indien OLO_{10jaar} lager is dan 1,68 %, dan is de RVR gelijk aan 1,68 %;

indien $OLO_{10\text{jaar}}$ tussen 1,68 % en 2,87 % ligt, dan is de RVR gelijk aan $OLO_{10\text{jaar}}$;

indien $OLO_{10\text{jaar}}$ hoger is dan 2,87 %, dan is de RVR gelijk aan $2,87\% + (OLO_{10\text{jaar}} - 2,87\%) \times (100\% \times RAB_{\text{new}} + 50\% \times RAB_{\text{old}}) / RAB$ » ;

2° In paragraaf 5, worden de woorden « *Modular Offshore Grid* ($R_{MOG I}$) » vervangen door de woorden « *Modular Offshore Grid I* en het *Modular Offshore Grid II* (R_{MOG}) », en de woorden « van het *Modular Offshore Grid I* » worden vervangen door de woorden « van deze *Modular Offshore Grids* ».

Art. 5.

In artikel 18 van hetzelfde besluit wordt de formule in de 2de alinea vervangen door de volgende formule:

« $S \times ([TSR + (Rm \times \beta)] + (RAB_{MOG} / RAB) \times R_{MOG})$ »

◆ ◆ ◆ ◆

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Sigrid JOURDAIN
Directeur

Koen LOCQUET
Voorzitter van het directiecomité

BIJLAGE 1

Dossier Elia « *Modular Offshore Grid* – dossier voor de evaluatie van investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur en de daarbij horende hogere risico's» (niet-vertrouwelijke versie)

BIJLAGE 2

Gecoördineerde versie van de aanpassingen van de tariefmethodologie