

PROCES-VERBAAL

van de overlegvergadering tussen de CREG en Elia Transmission Belgium over een wijziging van de tariefmethodologie

10.11.2023

Aanwezig :

De CREG vertegenwoordigd door :

de heer K. LOCQUET, Voorzitter van het Directiecomité

mevrouw S. JOURDAIN, mevrouw I. TANT en de heer L. JACQUET, Directeurs

Elia vertegenwoordigd door :

de heer F. DUNON, Deputy Chief Executive Officer

mevrouw P. FONCK, Chief Officer External relations

De vergadering vindt plaats in lokaal 12.09 (12^{de} verdieping) van de CREG, Nijverheidsstraat 26-38 te 1040 Brussel.

De Voorzitter van het directiecomité van de CREG opent de formele overlegvergadering om 15u05. Hij deelt mee dat het overleg gaat over een voorontwerp van besluit tot wijziging van de tariefmethodologie 2024-2027 (toegevoegd als bijlage aan onderhavig proces-verbaal) met het oog op het invoeren van een regulatorisch kader voor het *Modular Offshore Grid II* enerzijds en het aanpassen van de risicovrije rente anderzijds. Hij voegt hieraan toe dat dit voorontwerp van wijziging van de tariefmethodologie na onderhavig overleg aan een publieke raadpleging zal worden onderworpen van 23 november tot 22 december 2023. Na het volgen van de procedure voorzien in de overeenkomst van 22 december 2021 tussen de CREG en Elia over onder meer de procedure voor het aannemen van de tariefmethodologie¹, zou de CREG de procedure voor het aannemen van dit besluit willen afsluiten tegen eind februari 2024.

De Voorzitter van het Directiecomité wil graag de reactie kennen van de vertegenwoordigers van Elia over het voorontwerp van wijziging. Hij vraagt aan de vertegenwoordigers van Elia om te bevestigen dat de voorgestelde aanpassingen een oplossing bieden om de financiering van het

¹ Overeenkomst over de procedures voor de goedkeuring van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie en voor de goedkeuring van tariefvoorstellen en van wijzigingen van tarieven en tarifaire toeslagen.

investeringsprogramma van Elia in België in de loop van de periode 2024-2027 te garanderen, ongeacht de evolutie van de rentevoeten die in werkelijkheid in de loop van deze periode zal worden waargenomen. Hij vraagt ook aan de vertegenwoordigers van Elia om hun akkoord te bevestigen dat de voorgestelde wijzigingen in werking treden vanaf de tarifaire periode 2024-2027.

De Deputy Chief Executive Officer van Elia bedankt de CREG voor het overmaken van dit voorontwerp. Hij bevestigt zijn appreciatie voor de verbeterde financieringsvoorwaarden die op deze manier worden geboden. Hij bevestigt dat het voorgestelde mechanisme om de risicovrije rente te bepalen de financiering van het investeringsprogramma van Elia in België in de loop van de periode 2024-2027 mogelijk zou moeten maken. Zonder alle argumenten te valideren die in de motivatie tot aanpassing van de eigenlijke tariefmethodologie worden aangevoerd, bevestigt de Deputy Chief Executive Officer van Elia zijn akkoord met het feit dat de inhoud van dit ontwerp aan een publieke raadpleging kan worden onderworpen van 23 november tot 22 december 2023. Hij gaat er eveneens mee akkoord dat de voorgestelde wijzigingen in werking treden vanaf de tarifaire periode 2024-2027.

De Deputy Chief Executive Officer van Elia geeft echter aan dat, wanneer blijkt dat de tarieven die op 9 november 2023 door de CREG zijn goedgekeurd onevenredig zijn omdat de vergoeding ontoereikend is ten opzichte van de marktvoorwaarden die in de loop van de periode worden waargenomen, Elia het initiatief zal nemen om, met toepassing van de procedure bedoeld in artikel 18 van voormelde overeenkomst van 22 december 2021, een geactualiseerd tariefvoorstel in te dienen.

De Voorzitter van het Directiecomité van de CREG neemt nota van de reactie van Elia.

De Voorzitter van het Directiecomité van de CREG sluit de vergadering om 15u30.

ELIA TRANSMISSION BELGIUM, vertegenwoordigd door:



P. FONCK
Chief Officer External relations




F. DUNON
Deputy Chief Executive Officer

De CREG, vertegenwoordigd door:



S. JOURDAIN
Directeur



K. LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité

Bijlage: voorontwerp van besluit tot wijziging van de tariefmethodologie 2024-2027 dat het voorwerp uitmaakt van de overlegvergadering

Voorontwerp van besluit

(Z)1109/12

9 november 2023

Voorontwerp van besluit tot wijziging van het besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie

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. RAADPLEGING	5
4. ANALYSE	6
4.1. MODULAR OFFSHORE GRID II.....	6
4.1.1. Context	6
4.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG.....	7
4.1.3. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	9
4.2. RISICOVRIJE RENTE	10
4.2.1. Bepalingen momenteel opgenomen in de tariefmethodologie.....	10
4.2.2. Noodzaak tot aanpassing van de tariefmethodologie	11
4.2.3. Aanpassing van de tariefmethodologie.....	13
5. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING	17
6. BESLISSING.....	17
BIJLAGE 1	20
BIJLAGE 2	20

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) wijzig 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 voorontwerp van besluit bevat zes delen. Het wettelijke kader wordt uiteengezet in het eerste deel. Het tweede deel behandelt de antecedenten. Het derde deel gaat over de openbare raadpleging. Het vierde deel analyseert de elementen waarvoor een aanpassing van de tariefmethodologie noodzakelijk is. In het vijfde deel worden de artikelen toegelicht en het zesde deel bevat de eigenlijke tariefmethodologie.

Het directiecomité van de CREG heeft dit voorontwerp van besluit op 9 november 2023 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 juridictionele 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. Gelijklopend 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.

3. RAADPLEGING

11. Het directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, § 1 van zijn huishoudelijk reglement, om een openbare raadpleging op zijn website te organiseren van 23 november tot 22 december 2023 aangaande dit ontwerpbesluit.

² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo24-27/E-2024-2027-AccordProcedureFR.pdf>

4. ANALYSE

4.1. MODULAR OFFSHORE GRID II

4.1.1. Context

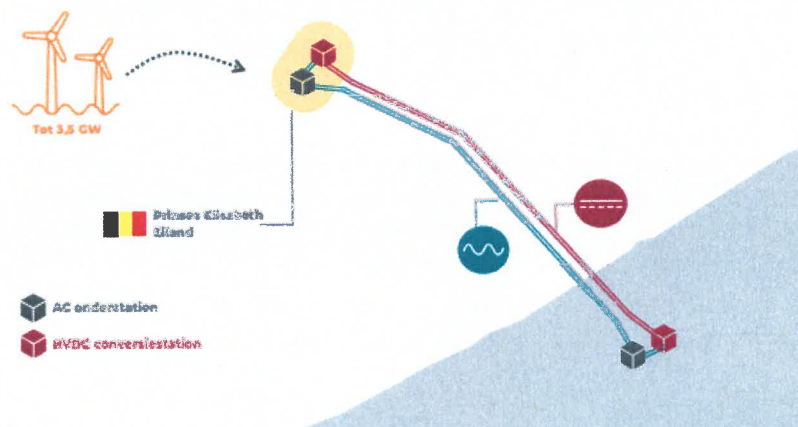
12. Het MOGII vloeit voort uit de uitgesproken ambitie van de federale overheid om uiterlijk in 2030 een groot vermogen aan hernieuwbare energie in de Belgische Noordzee te installeren. Om deze ambitie waar te maken, werden drie nieuwe zones voor *offshore* productie afgebakend (die samen de 'Prinses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

13. 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'.

14. 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)

SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN HET PRINSES ELISABETH EILAND (MOGII)



15. 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.

16. Op 3 oktober 2023 keurt de Minister van Noordzee de milieuvergunning 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.

4.1.2. Hoger risico van de investeringen MOG

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

4.1.2.1. 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

21. 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.

22. 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.

23. 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.

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

25. 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.

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

27. 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.

28. 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.

4.1.2.2. Analyse van het door Elia gekwantificeerde risico

29. 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.

30. 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 25) 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 27 en 28) verantwoorden. Op basis van de verantwoording van de risico's in het aanvraagdossier en de gebruikte methode, acht de CREG deze redelijk.

4.1.3. **Aanpassing van de tariefmethodologie**

31. 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.
32. 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.
33. 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.
34. 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 4.1.2.1 voor identificatie van relevante risico's).

4.2. RISICOVRIJE RENTE

4.2.1. Bepalingen momenteel opgenomen in de tariefmethodologie

35. 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%”.

4.2.2. Noodzaak tot aanpassing van de tariefmethodologie

36. Hoewel een deel van de stijging van de rentevoeten reeds gekend was op het moment van aanname 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.

37. Gelijklopend 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.

38. 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.

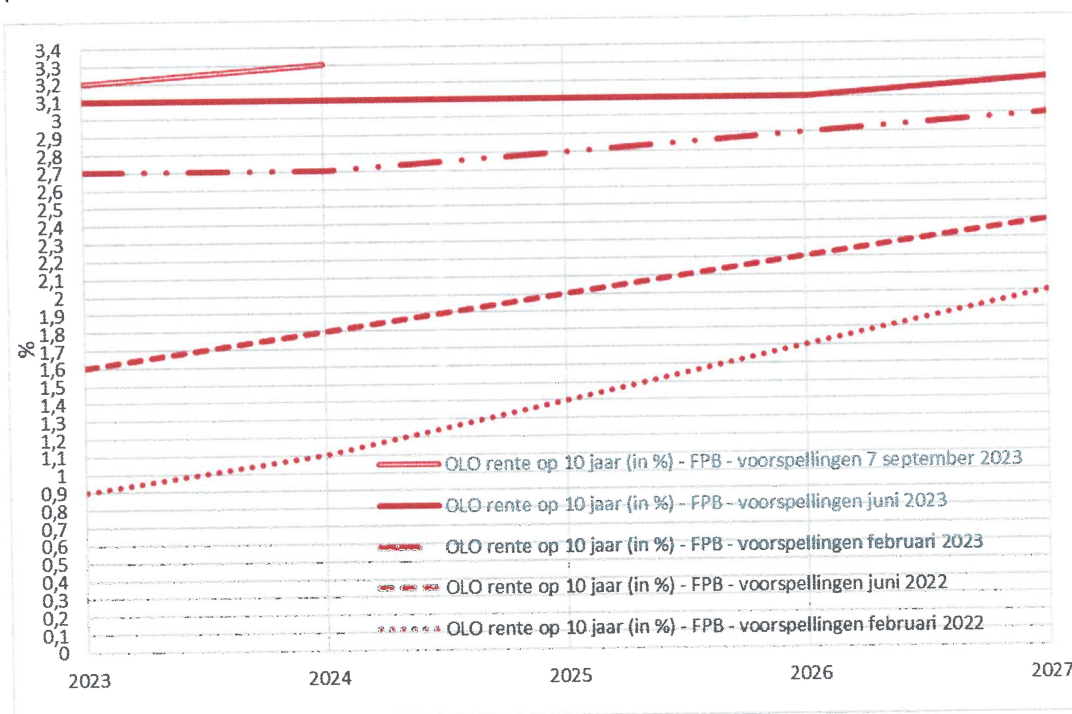
⁸ Federaal Planbureau, *Economische perspectieven 2022-2027 van februari 2022*, 24 februari 2022

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)



4.2.3. Aanpassing van de tariefmethodologie

4.2.3.1. Algemene principes

39. 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.

40. 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.

41. 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).

42. 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.

43. 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.

44. 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 $1,18 \% = (- 0,14 \% - 0,02 \% + 1,75 \% + 3,13 \%) / 4$

4.2.3.2. Nieuw mechanisme

45. 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 %).

46. 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.

47. 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.

4.2.3.3. Financiële impact van het nieuwe mechanisme

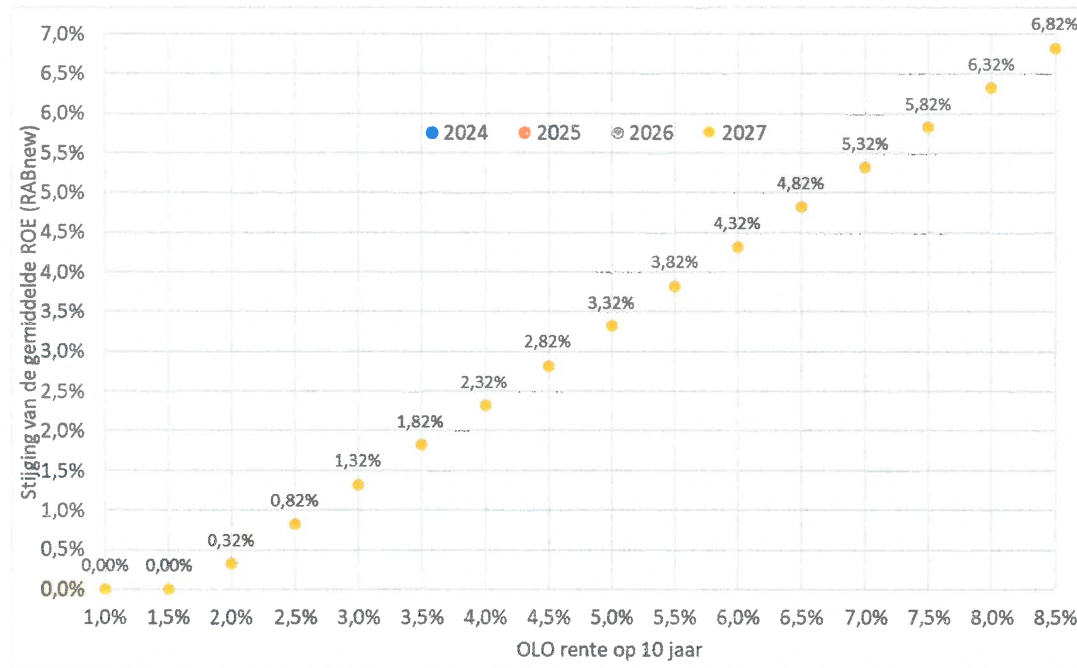
48. De volgende drie grafieken tonen de stijging van de *return on equity* (hierna: ROE) die kan worden verwacht door de aandeelhouders van Elia ten gevolge van de invoering van het mechanisme dat wordt voorgesteld voor de investeringen die vanaf 1 januari 2022 in dienst zijn genomen (figuur 4), voor 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.

49. 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 (RAB¹³) 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)

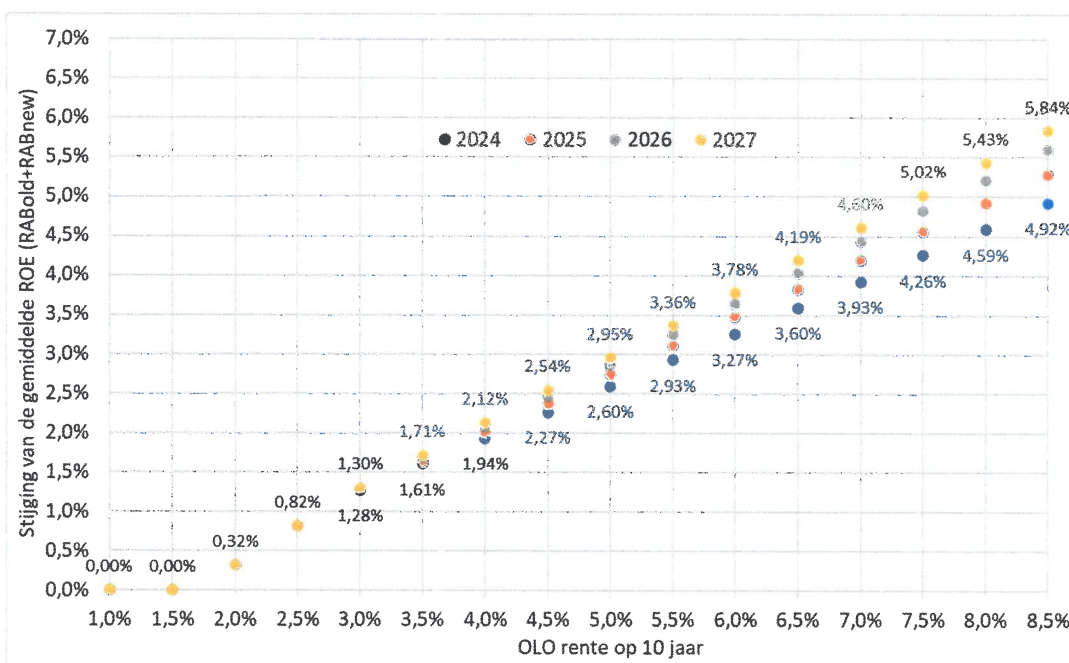


¹³ RAB = RAB_{old} + RAB_{new}

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



50. 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 het huidige niveau blijft – cfr. 3,5 % - 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

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

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.

5. ARTIKELGEWIJZE TOELICHTING

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

52. 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.

53. 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.

54. 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.

55. Artikel 5 bepaalt de toepassing van de risicopremie.

6. 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;

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 dit voorontwerp van besluit op 10 november 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° 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_{10jaar} tussen 1,68 % en 2,78 % ligt, dan is de RVR gelijk aan OLO_{10jaar} ;

indien OLO_{10jaar} hoger is dan 2,78 %, dan is de RVR gelijk aan $2,87\% + (OLO_{10jaar} - 2,87\%) \times (100\% \times RAB_{new} + 50\% \times RAB_{old})/RAB$ » ;

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



Modular Offshore Grid FASE 2

Actualisering dossier voor de evaluatie door de CREG
van investeringen in elektriciteitsinfrastructuur en de
daarbij horende grotererisico's

28/08/2023

Inhoud

1	Inleiding	3
2	Regelgevend kader	4
3	Projectbeschrijving	7
4	Risicobeoordelingsmethodologie	11
5	Beschrijving van de specifieke risico's	14
5.1	Offshore risico's	14
5.2	Projectomvang	16
5.3	Spanningstransformatie en windmolenparken	16
5.4	Resources	16
5.5	Interconnectoren	17
5.6	Aankopen	17
5.7	Planning	18
6	Planning	18
7	Elia's verzoek via dit dossier	18
8	Bijlage: risicoregister	20

1 Inleiding

Modular Offshore Grid fase 2 (hierna 'MOG2') 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, heeft de federale overheid drie nieuwe zones voor offshore productie afgebakend (die samen de 'Prinses Elisabethzone' vormen) en organiseert ze in de komende jaren openbare aanbestedingen om de beste kandidaat-projecten te kiezen voor de ontwikkeling van deze zone. De productiedoelstelling voor de Prinses Elisabeth-zone is door de overheid onlangs vastgesteld op 3,15 tot 3,5 GW.

Op grond van de Elektriciteitswet is de netbeheerder bevoegd om de transmissie-infrastructuur aan te leggen voor het vervoer van deze energie. Het is essentieel dat er voor de offshore infrastructuren en de verbindingen met het onshore net vanaf de ontwerpfase naar een maximale efficiëntie wordt gestreefd. In navolging van andere netbeheerders (waaronder Elia) die dit soort infrastructuur ontwikkelen, moet daarom worden gedacht aan de aanleg van offshore 'energieknooppunten' met een of meerdere interconnectoren, zodat zowel de aansluiting van duurzame opwekking als het transport daarvan naar het binnen- of buitenland mogelijk wordt, afhankelijk van de belasting van het net en de marktvraag. Door de aanleg van deze knooppunten, die zowel bedoeld zijn voor de integratie van hernieuwbare energiebronnen als voor de ontwikkeling van de Europese markt en de bevoorradingszekerheid, kunnen de infrastructuur worden gedimensioneerd en hoeft het onshore net niet verder te worden ontwikkeld dan nodig.

Tegen deze achtergrond heeft de minister van Energie Elia Transmission Belgium (hierna 'Elia') op 16 juni 2021 verzocht om de mogelijkheid te bestuderen MOG2 te ontwikkelen in de vorm van een 'energiehub' bestaande uit een kunstmatig eiland met zowel de aansluitingsinstallaties voor de windmolenparken als een onderzeese kabel naar het buitenland. Op 18 oktober 2021 heeft Elia een dossier tot goedkeuring van het netconcept voor advies aan de CREG en voor goedkeuring aan de minister van Energie en de minister van de Noordzee gestuurd, zoals bepaald in artikel 6/4 §2 van de Elektriciteitswet. Op 26 november 2021 heeft de CREG haar advies over het door Elia voorgestelde netconcept geformuleerd. Op 23 december hebben de Minister van Energie en de Minister van Noordzee, na overleg in de Ministerraad, het concept goedgekeurd. Vervolgens werd, na het verwerken van de opmerkingen van de Raad van State, het dossier in tweede lezing goedgekeurd door de Ministerraad op 20 juli 2023.

Gezien de locatie, het aan te sluiten vermogen, het multifunctionele en grensoverschrijdende karakter en de andere kenmerken die men van dit soort project verwacht, staat het buiten kijf dat MOG2 voor Elia een belangrijk, vernieuwend en nieuw type project is dat zowel technisch als organisatorisch (intern alsook extern) een echte uitdaging vormt, in een ontwikkelingsperspectief op lange termijn past en zonder twijfel een installatie van nationaal en Europees belang is.

2 Regelgevend kader

De investeringen in de infrastructuur van het elektriciteitstransmissienet worden gereguleerd door een tariefregeling die de CREG vastlegt¹. In deze regeling worden de regels bepaald voor de dekking, via de transmissietarieven, van de verschillende kosten in verband met de desbetreffende infrastructuur. De tariefregeling categoriseert met name de verschillende soorten kosten, voorziet in incentives, bepaalt de reglementaire afschrijvingstermijnen, specificeert het soort tarieven dat kan worden toegepast, enz.

Een van de belangrijkste elementen van de tariefregulering is de billijke marge voor de netbeheerder als vergoeding voor het in het transmissienet geïnvesteerde kapitaal. Voor investeringen zijn immers aanzienlijke financiële middelen vereist, onder meer via de werving van fondsen die de aandeelhouders van de netbeheerder ter beschikking stellen. Deze ter beschikking gestelde fondsen moeten onder passende economische voorwaarden worden vergoed.

Verwijzend naar met name artikel 12, 22° van de Elektriciteitswet heeft de CREG op 7 juli 2016 de 'Methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's' (hierna 'de Risicomethodologie') gepubliceerd. Dankzij deze risicomethodologie kunnen de beheerders van elektriciteits- en gasvervoersnetten wijzen op de grotere risico's van sommige van hun infrastructuurprojecten ten opzichte van hun traditionele investeringen en kunnen ze de CREG verzoeken om financiële incentives toe te kennen om het nemen van investeringsbeslissingen ondanks het hoge risiconiveau te bevorderen.

Elia heeft de Risicomethodologie voor het eerst toegepast in het kader van fase 1 van het Modular Offshore Grid (hierna 'MOG1'). 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 is 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 MOG1 ten opzichte van de totale gereguleerde activa van Elia.

Elia wenst hierbij opnieuw van de gelegenheid gebruik te maken om aan te tonen dat de implementatie van MOG2 een aantal extra risico's meebrengt die Elia niet loopt bij de implementatie van traditionele infrastructuren.

Met de eerste versie van het onderhavige dossier voerde Elia op 26 januari 2022 dan ook stap 1 van de risicomethodologie uit: 'Indiening van het dossier door de projectpromotor'.

¹ Na overleg met Elia

Bij deze stap legt Elia de volgende onderdelen voor aan de CREG:

- Een beschrijving van het project, waaruit blijkt dat het voldoende is uitgewerkt;
- Een beschrijving van de specifieke risico's van het project, met inbegrip van een kwantitatieve raming van de financiële gevolgen en de waarschijnlijkheid dat de verschillende risico's zich voordoen;
- De maatregelen die al zijn genomen om het risico te beperken en de maatregelen die daartoe nog kunnen worden onderzocht;
- Een verklaring waarom de specifieke risico's van het project groter zijn dan die van soortgelijke projecten in België.

De CREG gaat vervolgens over tot stap 2 tot en met 6 van de methodologie:

- De CREG beoordeelt de gegrondheid van de door Elia aangevoerde risico's;
- De CREG beoordeelt de relevantie van de maatregelen die zijn genomen of moeten worden genomen om deze risico's te verminderen;
- De CREG kwantificeert de risico's;
- Vervolgens kent de CREG een monetaire waarde toe aan de specifieke risico's in het kader van MOG2;
- Ten slotte wijzigt de CREG, indien nodig, de tariefmethodologie of het tariefvoorstel die van toepassing is op het elektriciteitstransmissienet om een aanvullende vergoeding van het geïnvesteerde eigen vermogen toe te kennen voor een billijke vergoeding.

Stappen 2 tot en met 5 werden doorlopen.

Elia bezorgt, op vraag van de CREG, met onderhavig document een actualisering van het dossier waarin de grotere risico's verbonden aan MOG2 worden uiteengezet.

De belangrijkste contextwijzigingen zijn:

- sterke prijsstijgingen die wereldwijd geobserveerd worden sinds het voorjaar 2022, te wijten aan hoge inflatie, schaarste van bouwmaterialen en krapte op de markt;
- sterke wijzigingen op vlak van HVDC materiaal, gelinkt aan significante bestellingen bij de Europese constructeurs begin 2023;
- afsluiten van het EPCI contract tussen Elia en de TM Edison voor de bouw van het kunstmatig eiland.

Elia baseert zich daarbij op de ervaring met MOG1 en op de besprekingen die al hebben plaatsgevonden, in het bijzonder met de CREG, in het kader van de samenstelling van het dossier tot goedkeuring van het MOG2-netconcept.

In het kader van dit dossier dekt de term "risico" alle mogelijke voorvallen, incidenten, hindernissen en onverwachte situaties die zouden kunnen voorkomen tijdens de volledige duur van het project en die een impact hebben op Elia. De kwantificering gebeurt hier met probabilistische methodes (zie verder). In dit dossier wordt de probabilistische kostenimpact van bijvoorbeeld grote offshore incidenten meegenomen in de analyse.

Selectie en indeling van de risico's

Enkel de specifieke risico's voor dit project, in vergelijking met klassieke projecten, mogen worden beschouwd als risico's met betrekking tot MOG2. Risico's die Elia zou kunnen lopen bij de implementatie of exploitatie van MOG2, maar die zich ook met een even grote waarschijnlijkheid en impact zouden kunnen voordoen bij andere gebruikelijke onshore infrastructuren, worden dan ook niet beschouwd als 'bijkomende' risico's en worden dus niet in overweging genomen bij de beoordeling van de noodzaak om de tariefmethodologie aan te passen.

Specifieke risico's kunnen zich op vele gebieden en in verschillende stadia van het project voordoen. Er zijn drie hoofdfasen tijdens een project: de ontwerpfase, de aanlegfase en de exploitatiefase (na inbedrijfstelling)..

In dit dossier wil Elia dan ook de extra risico's aantonen die het MOG2-project in de ontwerp- en aanlegfase meebrengt.

Wat betreft de risico's met betrekking tot de exploitatiefase moeten er maatregelen worden genomen om deze risico's te weerspiegelen, zowel door een correcte dimensionering van de totale OPEX (in het tariefvoorstel) als door de regulerende kwalificatie ervan (in de tariefmethodologie). Dit houdt het volgende in:

- Het totaalbedrag van de als 'beheersbaar' benoemde kosten moet correct gedimensioneerd zijn, rekening houdend met het terugkerende of niet terugkerende karakter van deze kosten;
- Als, zoals bij MOG1, bepaalde operationele uitgaven worden geïdentificeerd die lastiger te voorspellen zijn, statistisch gezien niet vaak voorkomen of waarvan de bedragen aanzienlijk kunnen zijn, moeten deze uitgaven als 'niet-beheersbaar' worden gekwalificeerd omdat Elia geen manoeuvreerruimte zal hebben om op deze kosten te anticiperen, ze uit te stellen of ze binnen de totale beheersbare kostenenveloppe op te nemen.

Omdat de exploitatiefase van MOG2 echter pas begint na de inbedrijfstelling ervan in 2028 of 2029, hebben de in de bovenstaande alinea genoemde aanpassingen van de tariefmethodologie geen betrekking op de volgende tariefperiode (2024-2027), maar op de daaropvolgende.

Bovendien weet Elia uit ervaring met MOG1 dat offshore transmissie-infrastructuur specifieke risico's met zich meebrengt als gevolg van het wettelijk kader voor de ontwikkeling van de offshore windenergiesector. In dit kader wordt onder meer een vergoedingsregeling vastgesteld voor producenten die op deze infrastructuren zijn aangesloten, in geval van vertragingen of onbeschikbaarheid van de infrastructuren. De wet bepaalt dat eventuele vergoedingen worden gedekt door de nettarieven. Opdat alles in het werk wordt gesteld om vertraging of onbeschikbaarheid van MOG1 te voorkomen en daarmee vergoedingen te vermijden, had de CREG in dit verband een incentive ingesteld die werd berekend op basis van de gemiddelde beschikbaarheid van de offshore infrastructuur.

Anderzijds voorziet de wet in voorwaarden met betrekking tot de duur waarvoor offshore activiteiten mogen worden uitgevoerd. Wat MOG1 betreft, worden de concessies aan windenergieproducenten verleend voor een periode van twintig jaar, die eenmalig met tien jaar kan worden verlengd. Hierdoor is het risico groter dat de transmissie-infrastructuur die ontwikkeld is om de toekomstige windmolenparken aan te sluiten, niet meer nodig zijn wanneer de concessies aflopen. Daarom werd de afschrijvingsperiode van de MOG1-activa vastgesteld overeenkomstig deze specifieke voorwaarden. Voor MOG2 beveelt Elia aan om een soortgelijke voorzorgsmaatregel te nemen op basis van de duur die voor de productieconcessies wordt bepaald.

3 Projectbeschrijving

3.1 MOG2: een doorgedreven uitbouw van het offshore net

Zoals hierboven vermeld, werd de eerste fase van het Modular Offshore Grid ontwikkeld met als doel een toekomstgerichte optimalisatie van de aansluiting van Rentel, Northwester II en Seamade (Seastar en Mermaid gecombineerd) in termen van:

- De redundantie van de transportinfrastructuur tot aan land;
- De progressiviteit van de constructie en de aansluitingen;
- Een minimale impact op het milieu;
- De mogelijkheid om het MOG uit te breiden in het geval van een verhoging van het offshore productiepotentieel;
- De kost van de infrastructuur (investering en exploitatie).

De scope van de eerste fase van het MOG was beperkt tot de ontwikkeling van een offshore 220 kV-schakelstation en de transmissie van energie van dit station tot het net aan land. Deze configuratie maakte het mogelijk het aantal exportkabels te reduceren, maar vereiste nog altijd een transformatieplatform voor elk windpark.

De filosofie van de totale kostenreductie voor de nieuwe windzone Prinses Elisabeth gaat nog een stap verder dankzij de laatste wijziging van de Elektriciteitswet. De transformatie tussen het spanningsniveau

van de aansluiting van de windparken en het spanningsniveau van het transmissienet zal voortaan ook door de netbeheerder worden voorzien. Hierdoor zal de producent van windenergie geen eigen transformatieplatformen meer moeten voorzien, wat zal resulteren in een veel efficiëntere infrastructuuruitbouw. Dit betekent dat de windproducenten deze investering niet meer zullen moeten dragen. Hun risico's en dus ook hun LCOE zullen hierdoor in principe afnemen.

3.2 De ontwikkeling van de Noordzee wordt nu een Europees verhaal

Via de Europese Green Deal engageert Europa zich om tegen 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld te zijn. De transitie naar een CO₂-neutrale samenleving steunt hierbij op het decarboniseren van de energiesector. In haar 'State of the Union' van 2020 kondigde de Europese Commissie aan de doelstellingen voor vermindering van de uitstoot van broeikasgassen voor 2030 verder te verhogen van -40% tot -55%. Dit heeft vervolgens geleid tot het 'Fit for 55'-package dat richtlijnen bevat om de CO₂-reductiedoelstelling voor 2030 te halen en daarnaast de weg te effenen om in 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld te worden.

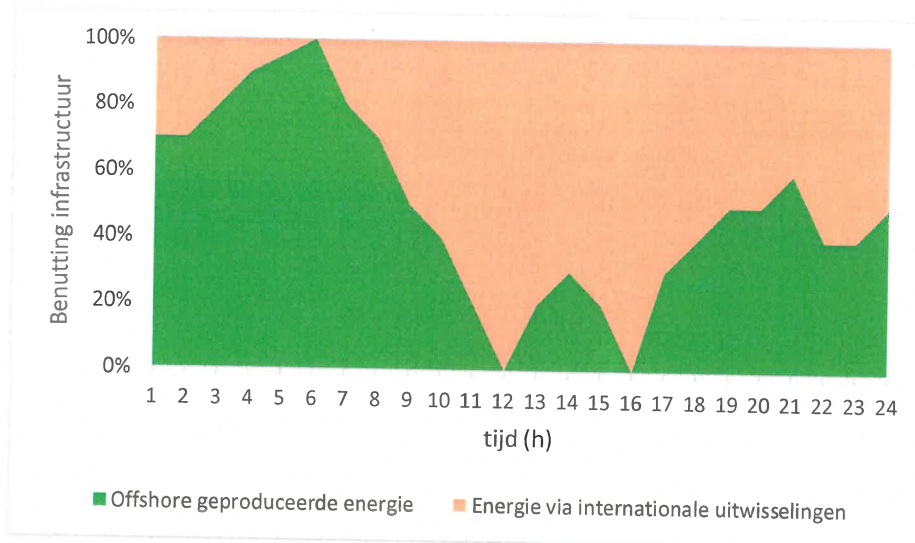
Offshore energie in de Noordzee is cruciaal om deze doelstellingen te verwezenlijken. In de strategie van de Europese Commissie inzake hernieuwbare offshore energiebronnen, gepubliceerd in november 2020, spreekt men van een verhoging van de Europese offshore windcapaciteit van het huidige niveau van ongeveer 12 GW tot ten minste 60 GW in 2030 en tot 300 GW in 2050. Specifiek voor de Noordzee wijzen de ramingen van de windindustrie op een potentieel voor offshore windproductie in de orde van grootte van 200 tot 250 GW.

In zijn Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP) 2021-2030 schaaft België zich achter de Green Deal. Bovendien legt België zichzelf op om tegen 2030 17,5% hernieuwbare energie ten opzichte van het bruto finaal energieverbruik te bekomen. Een doelstelling van 4 GW totale offshore windcapaciteit tegen 2030 werd toen vastgelegd. Een hogere graad van elektrificatie, nodig om onze industrie koolstofvrij te maken, de bijhorende groeiende vraag naar elektriciteit en de verhoogde ambitie van de Europese Commissie vereisen een nieuwe evaluatie van deze targets. Er is onvoldoende binnenlands RES-potentieel om de nieuwe ambitie van 55% CO₂-reductie tegen 2030 en de koolstofneutraliteit tegen 2050 te behalen. Een verhoging van de bijdrage van eigen onshore en offshore wind- en zonne-energie aan onze elektriciteitsvoorziening, in combinatie met bijkomende import vanuit landen met een RES-surplus, lijkt onvermijdelijk om onze ambitie te realiseren.

Het opwaartse potentieel van de Belgische doelstellingen voor windenergie op land en zonne-energie is sterk afhankelijk van de Belgische topografie, de bevolkingsdichtheid en de beschikbare oppervlakte. Wind op land wordt geconfronteerd met lokale oppositie en moeilijke vergunningstrajecten. Zonne-energie is seizoensgebonden, wat resulteert in een tekort tijdens de winter (met traditioneel minder zonne-uren). Extra offshore windenergie is – naar publieke aanvaarding en energetisch potentieel – het meest beloftevol om onze productie van duurzame energiebronnen te verhogen. Bovendien wordt offshore wind gekenmerkt door een hogere productiefactor tijdens de winter, waardoor ze helpt

om de seizoensgebondenheid van onze residentiële belasting op te vangen, in combinatie met het ontwikkelen van mogelijkheden voor flexibiliteit of opslag op lange termijn.

De maximale integratie van offshore windenergie vanuit de Noordzee wordt mede mogelijk gemaakt door de uitbouw van hybride projecten. Hybride interconnectoren zijn verbindingen met een dubbele functie: tegelijkertijd offshore productie aansluiten en landen onderling verbinden. De onderstaande figuur toont een theoretische voorstelling hiervan. In de loop van de dag varieert de offshore productie (in het groen aangeduid), waarbij de transmissie-infrastructuur soms maximaal wordt gebruikt, maar geregeld ook slechts deels. Op momenten dat slechts een deel van de transmissiecapaciteit wordt gebruikt, kan de resterende capaciteit worden aangewend voor internationale uitwisselingen (aangeduid in het oranje), zodat de infrastructuur ten volle kan worden benut. Of de capaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt, hangt af van de op dat moment heersende marktcondities en elektriciteitsprijzen.

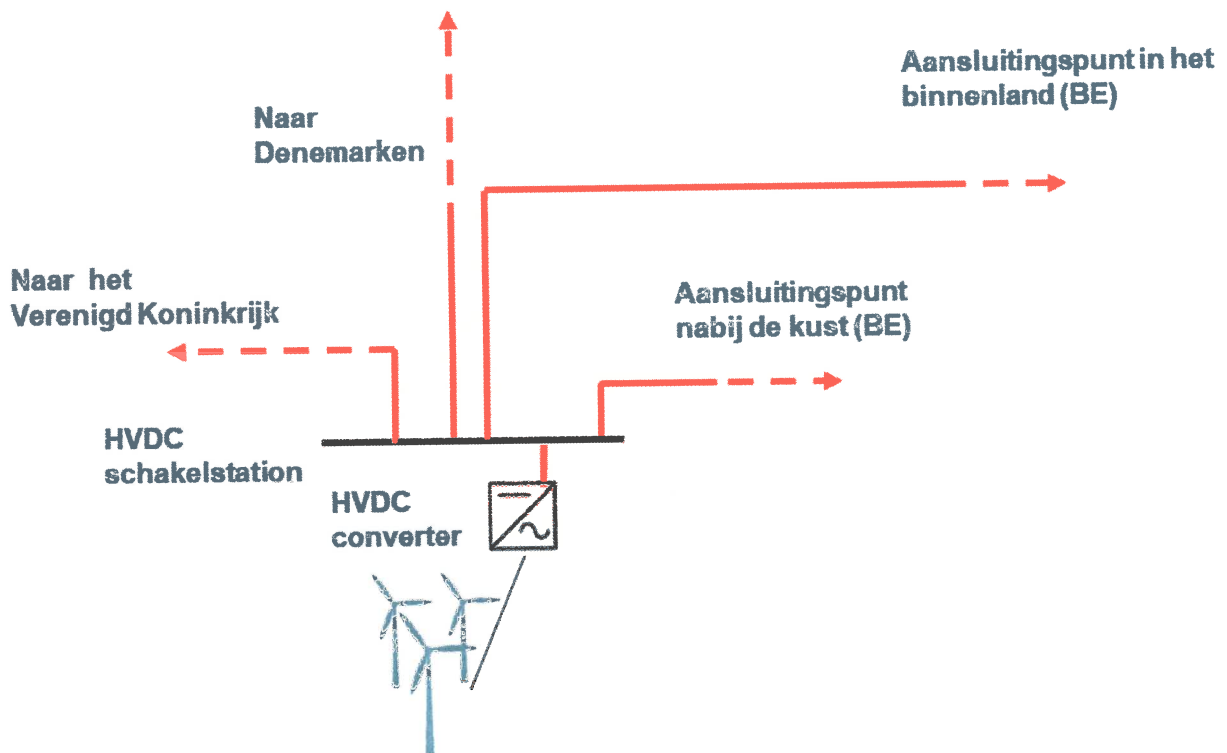


Figuur 1 (illustratief)

Op deze manier zorgen we ervoor dat hernieuwbare offshore energiebronnen efficiënt en kosteneffectief worden geïntegreerd in het transmissienet. In de EU-strategie inzake hernieuwbare offshore energie worden hybride projecten genoemd als een tussenstap tussen de tot op heden voorziene nationale projecten en een compleet vermaasd offshore energiesysteem en -net.

In de Belgische context kunnen dergelijke hybride interconnecties een belangrijk deel van de puzzel vormen in het helpen decarboniseren van het energiesysteem. Ze vormen een natuurlijke aanvulling op het geïnterconnecteerde transmissienet aan land, en staan toe om relatief snel bijkomende hernieuwbare bronnen – met name offshore windproductie – direct te verbinden met en te integreren in het Belgische systeem. In dit kader worden vandaag reeds twee opties voor hybride interconnectoren onderzocht: een tweede verbinding met het Verenigd Koninkrijk (het Nautilus-project), alsook een verbinding naar het toekomstige Deense energie-eiland dat gepland wordt in de Noordzee, zoals schematisch voorgesteld op de figuur hieronder. Een volledige analyse van de kosten en baten van

deze hybride interconnectoren valt buiten de scope van het voorliggend grid design voor MOG2. Deze analyses zullen worden uitgevoerd in het kader van de specifieke projecten, in samenwerking met de respectievelijke partners, alsook als onderdeel van de netontwikkelingsplannen.

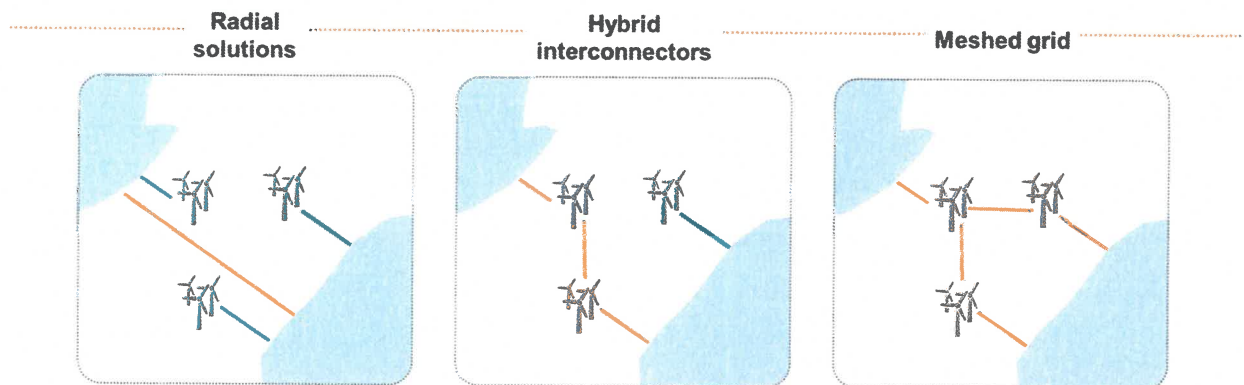


Figuur 2: schematische weergave van de energiehub die aansluiting van offshore wind en de integratie van verschillende offshore interconnectoren voorziet.

Zoals aangehaald in het verzoek van de minister van Energie is het belangrijk om reeds in het ontwerp van MOG2 rekening te houden met deze toekomstige opportuniteiten. Wat betreft de aansluitingscapaciteit is het zo dat, zoals uiteengezet in paragraaf 3.2, de realisatie van de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut toelaten om tot maximaal 3,5 GW aan bijkomende productie en/of interconnecties aan te sluiten in de kustregio. Een louter radiale aansluiting van 3,5 GW aan offshore windparken in de Prinses Elisabeth-zone zou deze hostingcapaciteit reeds volledig innemen en geen ruimte meer laten om een toekomstige interconnectie aan te sluiten in de kustregio. Om deze mogelijkheid te vrijwaren, is het noodzakelijk om nu reeds in het ontwerp de potentiële evolutie naar een hybride systeem op te nemen.

Ter conclusie kan worden gesteld dat België voor de decarbonisatie van zijn energiesysteem nood zal hebben aan de verdere integratie van hernieuwbare bronnen vanuit landen met overschotten. Hoewel de concrete invulling hiervan vandaag nog niet geheel duidelijk is, is het zo dat het offshore potentieel

in de Noordzee hierin een belangrijke rol zal spelen, en daarbij ook de toekomstige ontwikkeling van hybride interconnectoren. Het is daarom onontbeerlijk dat in het voorliggende design hiermee reeds rekening wordt gehouden. Het doel hiervan is een zo kostenefficiënt mogelijk systeem dat maximaal gebruikmaakt van de gebouwde infrastructuur en gecreëerde onthaalcapaciteit.



Figuur 3: Schematische voorstelling van radiale aansluitingen, hybride interconnectoren en een vermaasd net

4 Risicobeoordelingsmethodologie

Voor de risicoanalyse van MOG2 heeft Elia een beproefde methode toegepast. Voor elke fase van het project zijn er een aantal risico's vastgesteld waaraan men verschillende grootheden heeft verbonden:

- Enerzijds de beoordeling van de **omvang van het risico in termen van impact**.
Deze impact wordt beoordeeld aan de hand van twee dimensies:
 - A. Timing
 - B. Kostprijs
- Anderzijds de schatting van de **waarschijnlijkheid dat dit risico zich in werkelijkheid zal voordoen**.

Deze kwantificering wordt uitgevoerd op een schaal van 1 tot 5, in overeenstemming met de volgende kenmerken:

Impact

Impact	Kostprijs	
	(prijsref. 2021)	Timing
1	< € 1 M	Onbeduidende vertraging
2	< € 5 M	< 2 maanden vertraging
3	< € 10 M	2-4 maanden vertraging
4	< € 30 M	4-8 maanden vertraging
5	> € 30 M	> 8 maanden vertraging

De kolom "kostprijs" houdt geen rekening met de algemene prijsstijgingen tussen 2021 en 2023 ten gevolge van de hoge inflatie, de schaarste in bouwmaterialen en de krapte op de markt van elektrische infrastructuur.

Waarschijnlijkheid

Niveau	Waarschijnlijkheid	Benaming
1	5%	Zeer gering
2	25%	Gering
3	50%	Mogelijk
4	75%	Waarschijnlijk
5	95%	Vrijwel zeker

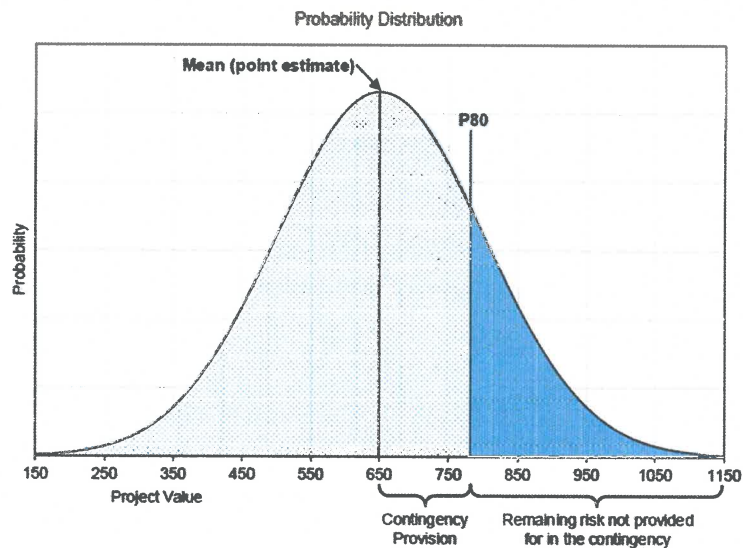
Het doel van deze oefening is een kwantitatieve maatstaf voor de ernst van elk risico te geven. Dit gebeurt via de Risk Rating. De Risk Rating is het resultaat van het optellen van de impactfactor met de waarschijnlijkheidsfactor.

In de praktijk wordt de volgende bewerking uitgevoerd:

Voor elk risico wordt de hoogste van de twee impactfactoren ('impact timing' en 'impact kostprijs') opgeteld bij de waarschijnlijkheidsfactor.

Kwantificering

De algemene economische gevolgen van de risico's zijn geraamd volgens de 'Monte Carlo'-methode. Bij een statistische verdeling is het P80-niveau de waarde die in 80% van de gevallen niet wordt overschreden. Toepassing van de P80-waarde is een standaardpraktijk bij het beheer van grote infrastructuurprojecten. Het is belangrijk voor ogen te houden dat het project zich nog in een vroeg stadium bevindt: de impact van elk risico-onderdeel is dan ook gekwantificeerd op basis van de kennis waarover Elia beschikte op het moment dat dit dossier werd samengesteld.



(Bron: www.pmi.org)

Maatregelen voor risicobeperking

Iedere bedachtzame investeerder die met risico's wordt geconfronteerd, zoekt manieren die redelijkerwijs voorhanden zijn om die risico's te beperken. In theorie kunnen allerlei maatregelen worden genomen.

In het kader van MOG2 heeft Elia de voorkeur gegeven aan drie soorten maatregelen om de risico's te beperken:

- Het inzetten van middelen voor projectbeheer, Elia zal mensen moeten aanwerven die specifiek gekwalificeerd zijn in het ontwerpen en bouwen van offshore infrastructuur of deze diensten uitbesteden aan gespecialiseerde bedrijven;
- Het zoeken naar risico-overdracht richting aannemers of onderaannemers via de met hen gesloten contracten. Bij het opstellen van de specificaties voor de producten en diensten die Elia inkoopt, wordt ervoor gezorgd dat het risico wordt gedragen door de leveranciers die de producten leveren of de diensten verlenen. Het gaat daarbij echter niet om een 'volledige' overdracht of 'tegen elke prijs': bij de onderhandelingen wordt gezocht naar het beste evenwicht tussen de overdracht van risico's en de kostenconcurrentiepositie;

-
- Het sluiten van verzekeringen voor bepaalde risico's. Een volledige dekking van alle risico's is echter niet haalbaar. Niet alle risico's zijn verzekeraar, vooral die met betrekking tot de ontwerpfase. In latere fasen zouden bepaalde risico's kunnen worden gedekt, maar verzekeringsmaatschappijen zouden pas tussenbeide komen als er materiële schade werd vastgesteld. In de praktijk worden bijvoorbeeld alle risico's uitgesloten die tot vertraging van de inbedrijfstelling van MOG2 leiden en ook alle risico's tijdens de aanleg, waardoor MOG2 onvoldoende beschikbaar is voor exploitatie.

In de praktijk past Elia bij het ontwerp, de aanleg en de exploitatie van offshore infrastructuur voortdurend deze drie soorten maatregelen toe om risico's te vermijden of de gevolgen ervan te beperken.

5 Beschrijving van de specifieke risico's

We hebben de risico's van MOG2 in het kader van dit document gestructureerd rond zeven hoofdthema's die we hieronder beschrijven. Zoals reeds aangegeven, volgt Elia meer thema's rond projectrisico's op dan hier weergegeven.

5.1 Offshore risico's

Het MOG2-project is per definitie onderhevig aan alle risico's eigen aan offshore activiteiten. Door de omvang van het project is het risiconiveau aanzienlijk groter vergeleken met MOG1 vanwege onder andere door:

- het aangesloten vermogen
- de veel uitgebreidere functies dan die van MOG1 (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.

Tijdens het ontwerp en de aanleg van MOG1 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 MOG2 wordt gewerkt, is Elia niet langer een nieuweling op dit gebied. Veel van de risico's die ten tijde van het MOG1-project bestonden, bestaan echter ook voor MOG2. Dankzij haar ervaring zou Elia beter op deze risico's moeten kunnen anticiperen.

Anderzijds zijn er risico's die specifiek zijn voor MOG2 en die zelfs nog versterkt worden door de hierboven genoemde elementen betreffende omvang, ontwerp en functionaliteit. Elia zal technologieën moeten toepassen die nieuw zijn voor het bedrijf en met leveranciers en dienstverleners moeten samenwerken die ze niet kent. Dit zou ervoor kunnen zorgen dat Elia bepaalde budgetten, termijnen of de omvang van de werkzaamheden onderschat.

De blootstelling aan het weerrisico is ook groter dan bij MOG1, enerzijds door de grotere omvang van de werken en anderzijds doordat een deel van de installatiewerken van de apparatuur offshore zal plaatsvinden, in tegenstelling tot MOG1, waarbij de belangrijkste onderdelen onshore werden gebouwd en geassembleerd om aan het einde van het proces op zee te worden geïnstalleerd. Dit zal in een zekere mate ook mogelijk zijn voor MOG2, maar verwacht wordt dat er toch een aanzienlijke hoeveelheid werk offshore zal moeten gebeuren.

Bovendien is een zeer grote hoeveelheid werken gepland in dezelfde periode en binnen een beperkte geografische perimeter, zowel op als rond het eiland. Dit kan leiden tot incidenten of zelfs ongevallen, en zodoende tot vertragingen en extra kosten.

Wat betreft de kabels kunnen we bijvoorbeeld de volgende belangrijke risico's noemen:

- Technische problemen bij de productie van de kabel
- De uitdaging om de kabels op het eiland te brengen. Hetzelfde geldt voor de kabeltrekwerkzaamheden op en rond het strand (aanlanding aan de kust);
- Het leggen van de kabels, wat technische problemen kan opleveren en waarbij de aannemer schade kan veroorzaken;
- Schade aan de kabels door vaartuigen van derden nadat de kabels zijn gelegd;
- Het risico dat een kabel of een pijpleiding van een derde beschadigd raakt door bouwwerkzaamheden

Er is ook een reële kans dat er op de zeebodem resten van oorlogsexplosieven liggen, wat de prijs van sommige contracten kan opdrijven.

Elia ziet ook een belangrijk risico op het vlak van de beschikbaarheid van bouwplaatsen voor offshore metalen structuren en de daarbij horende resources (materiaal, gereedschap, mensen, etc.), gezien de sterke stijging in het aantal projecten de laatste jaren, zowel kant productie als kant transmissie.

Recente ontwikkelingen in Nederland en Duitsland hebben er ook voor gezorgd dat de markt van HVDC-projecten sterk gewijzigd is, vooral omwille van de toewijzing van een groot aantal nieuwe projecten aan de bestaande marktactoren begin 2023.

Ten slotte komt er op het eiland een grote hoeveelheid hoogspanningsmateriaal (transformatoren, shuntreactoren, gasgeïsoleerde schakelinrichtingen) waarbij in geval van technische problemen bij de fabricage of bij testen meer kans is op vertragingen, zeker in vergelijking met MOG1.

5.2 Projectomvang

Door het grote verschil in omvang van het MOG2-project in vergelijking met MOG1 is de uitvoering ervan beduidend complexer. Er moeten namelijk veel meer kabels worden gelegd, interfaces worden beheerd en aannemers op elkaar worden afgestemd.

Als deze interfaces niet duidelijk genoeg zijn gedefinieerd, kan dit leiden tot vertragingen en hogere kosten, zowel voor de eilandwerkzaamheden als voor de elektrische installaties. Dit risico wordt nog vergroot door de vele inter-arraykabels die op het eiland moeten aangesloten worden en het feit dat er ook een interface tussen het eiland en het offshore HVDC-conversiestation tot stand moet worden gebracht.

De grotere projectomvang heeft eveneens een invloed op het aantal deliverables tijdens de ontwerpfase, waardoor het risico bestaat dat de kwaliteit van sommige deliverables door de grote omvang van het werk dat erbij komt kijken, afneemt. Hetzelfde geldt voor de werkzaamheden van de aannemers, die veel talrijker zullen zijn en derhalve een complexere coördinatie zullen vergen.

Ten slotte is het aantal schepen dat in aanmerking komt voor het vervoer en de installatie van bepaald materieel beperkt, wat een risico inhoudt wat betreft hun beschikbaarheid. Als de schepen niet op tijd worden geboekt, leidt dat tot vertragingen en extra kosten. Bovendien moet er rekening mee worden gehouden dat een schip, zelfs als het voor Elia is geboekt, kan worden geblokkeerd voor een project dat los staat van Elia, waardoor het hele MOG2-project mogelijk vertraging oploopt.

5.3 Spanningstransformatie en windmolenparken

In tegenstelling tot MOG1, waarbij de windmolenparken hun eigen transformatie verzorgen en bij een spanning van 220 kV in het Elia-net injecteren, zijn de producenten bij MOG2 op 66 kV aangesloten, en is Elia verantwoordelijk voor de transformatie van de elektriciteit die ze produceren. Als omwille van de onzekere timing van de veilingen van de concessie voor de Prinses Elisabethzone de technische specificaties van de interfaces met de parken te lang onbekend blijven, wordt de ontwerpfase voor Elia lastiger en is het mogelijk dat bepaalde studies moeten herdaan worden.

Het is ook mogelijk dat de technologie die voor de turbines wordt gebruikt zich sneller ontwikkelt dan Elia verwacht (bijvoorbeeld 132 kV zou standaard kunnen worden in plaats van 66 kV), waardoor het project technisch nog veel complexer zou worden en opnieuw re-engineering zal nodig zijn.

5.4 Resources

Het specifieke karakter van dit project en de kennis en expertise die ervoor nodig zijn, brengen extra risico's mee voor de goede uitvoering ervan, zowel in de ontwerp- als in de bouwfase. Het beperkte aantal mensen op de huidige (krappe) arbeidsmarkt met voldoende ervaring in de ontwikkeling van offshore activiteiten kan leiden tot een tekort aan competente profielen en hogere salaris- of

aankoopkosten. Bovendien is er vanwege het gebruik van gelijkstroom voor een deel van MOG2 nog meer behoefte aan topdeskundigen. Dit is een belangrijke factor voor vertragingen en mogelijk extra kosten, vooral als sommige aangeworven personen niet blijken te voldoen.

5.5 Interconnectoren

Een belangrijk nieuw element binnen het MOG2-project, is het feit dat het minstens één hybride interconnector omvat naast de aansluitingsinstallaties van de nieuwe Belgische offshore windmolenparken. Hiervoor moet Elia een beroep doen op multi-terminal HVDC-technologie.

Elia loopt hierbij het risico te worden geconfronteerd met een technologische kloof tussen het bedrijf en de HVDC-constructeurs (OEMs). Dit kan ertoe leiden dat een leverancier geen apparatuur conform de vereiste specificaties kan leveren, waardoor het tijdschema en het budget van het project in het gedrang komen. De vele bestellingen die de OEMs begin 2023 hebben binnenkregen kunnen leiden tot een personeelstekort bij de OEMs dat de nodige technologische ontwikkelingen potentieel in de weg zou kunnen staan.

Bovendien bestaat bij een conversiestation het risico dat de elektrische invloed ervan op de DC-kabels wordt onderschat en dat de specificaties hierdoor niet correct zijn.

Ten slotte zou de concentratie van verschillende installaties waarin vermogenslektronica is geïntegreerd op een beperkt gebied in België (MOG1, NEMO, MOG2, windturbines) tot ongewenste onderlinge interacties kunnen leiden, waardoor extra onderzoek of zelfs extra apparatuur nodig zou zijn.

5.6 Aankopen

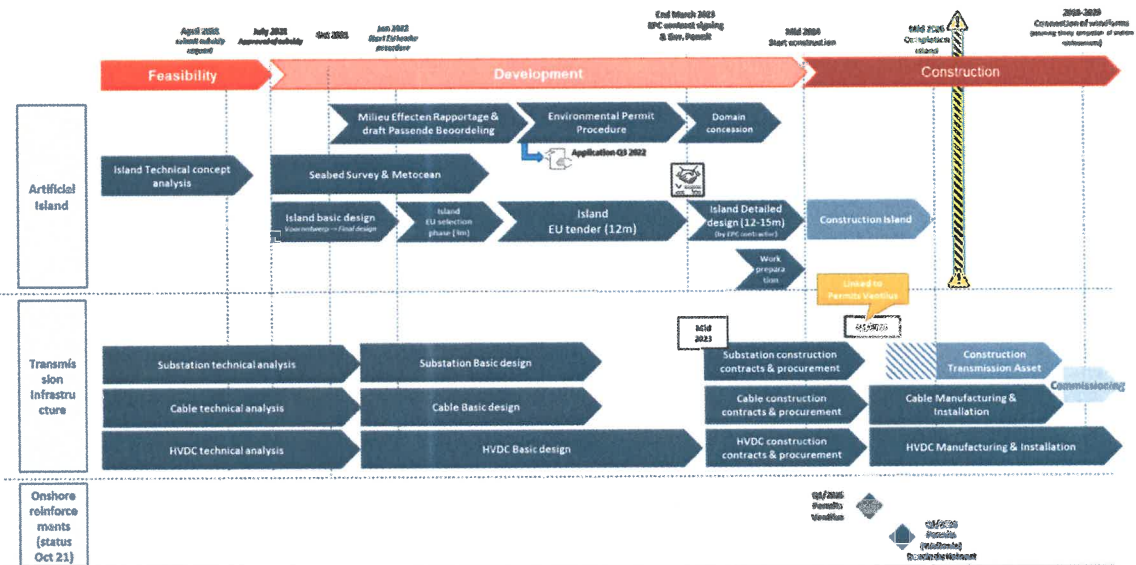
Een degelijke aanpak wat betreft de aankoopprocedures zal cruciaal zijn voor het succes van het project. De uitzonderlijke omvang en scope van MOG2 zorgt voor aanzienlijke aankooprisico's. In de eerste plaats is Elia er in dit stadium niet zeker van dat het op de markt voldoende capaciteit kan vinden om de benodigde kabels en apparatuur tijdig en tegen redelijke prijzen te leveren. De voor MOG2 vereiste hoeveelheden zijn namelijk groot en bovendien blijft de vraag naar deze producten door de sterke ontwikkeling van offshore windenergie in het algemeen alsmaar stijgen. De huidige hoge volatiliteit van de grondstofprijzen kan ook een aanzienlijke invloed hebben op de projectprijs. Bovendien loopt Elia bij een project van deze omvang een groot risico op klachten na de gunning van de opdrachten en ook een groot risico op commerciële geschillen met haar leveranciers in verband met de uitvoering van hun contracten. Gesprekken over prijschommelingen kunnen moeizaam verlopen, te meer daar het concept van het kunstmatige eiland volledig nieuw is voor Elia.

5.7 Planning

Door de complexiteit en de omvang van het project zijn er veel factoren die tot vertraging kunnen leiden. Daarbij moet met name worden gedacht aan onvoldoende middelen die door de aannemers ter beschikking worden gesteld, een slechte kwaliteit van die middelen of onvoldoende deskundigheid van degenen die aan het project werken, onvoldoende afstemming tussen de disciplines, een ondermaatse planning, of gegevens van leveranciers en aannemers die te laat beschikbaar zijn. Al deze factoren kunnen leiden tot extra kosten voor het project.

Los van deze afwegingen, inclusief de vergunningsaspecten, zou Elia, als de inbedrijfstelling pas plaatsvindt na de vooraf met Elia overeengekomen datum en de oorzaak daarvan te wijten is aan grove nalatigheid van Elia, haar vergoeding voor het betrokken jaar geheel of gedeeltelijk verliezen, in overeenstemming met de bepalingen van de Elektriciteitswet.

6 Planning



7 Budgetspreiding

Onderstaande tabel geeft de geplande budgetspreiding weer in duizenden euro:

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

8 Elia's verzoek via dit dossier

België heeft van de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie op de Noordzee een van de pijlers gemaakt van zijn bijdrage tot de doelstellingen die het land de komende jaren wil bereiken op het gebied van hernieuwbare energie en, meer in het algemeen, de strijd tegen de opwarming van de aarde. Elia werkt al twee jaar aan de ontwikkeling van de bijkomende infrastructuur die de door de toekomstige windmolenparken op de Noordzee geproduceerde elektriciteit op de meest betrouwbare, technisch en economisch efficiënte en milieuvriendelijke manier zal vervoeren.

De elementen in de tariefregeling die van doorslaggevend belang zijn voor de investeringsbeslissing zijn enerzijds het niveau van de vergoeding die door de CREG wordt vastgelegd voor het kapitaal dat Elia in haar 'klassieke' projecten investeert en anderzijds de risicopremie die volgens de CREG aan Elia moet worden toegekend in verband met de risico's die aan MOG2 zijn verbonden.

Naast een risicopremie moet voor de realisatie van MOG2 ook het specifieke regulatorische kader voor MOG2 worden vastgesteld, rekening houdend met de bijzonderheden van het project. Daartoe werden de specifieke afschrijvingstermijnen reeds vastgesteld in de tarifaire methodologie, maar moeten de kwalificatie van de exploitatiekosten (beheersbaar en niet-beheersbaar), de wijze waarop de verhoging van de totale beheersbare kosten wordt bepaald, de dekking via de tarieven van eventuele compensatiekosten voor de parken en eventuele incentives op gepast wijze worden vastgesteld.

9 Bijlage: risicoregister

De risico's van de ontwerpfase worden hieronder beschreven. Wat betreft de kostenimpact wordt ditmaal wel degelijk rekening gehouden met de prijsevoluties van de voorbije twee jaar, ten gevolge van inflatie, schaarste van materialen en krappe marktcondities.

ID	Risk	Description	Probability	Timing	Budget	Score	Mitigations	Cost Impact
ECL-047	Tech uncert. regarding wind farm interface	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-072	Limited available resources with offshore experience	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-084	Omissions in the offshore connection framework (66kV)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-303	Island contractor unable to detail engineer the preferred cable (offshore) landing solution from Elia	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-308	Impact of NID	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

ECL-333	Basic design unclear at contract signing - HVDC Converter	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
----------------	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

De risico's van de bouwfase worden hieronder opgesomd. Wat betreft de kostenimpact wordt ditmaal wel degelijk rekening gehouden met de prijsevoluties van de voorbije twee jaar, ten gevolge van inflatie, schaarste van materialen en krappe marktcondities.

ID	Risk	Description	Probability	Timing	Budget	Score	Mitigations	Cost Impact
ECL-043	Delay in island construction		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-046	Vessel availability		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-093	Cable damage by 3rd party vessel		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-096	Commercial dispute with contractor during construction		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-101	Cable damage during offshore cable installation		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-105	Commissioning works offshore fail to complete timely		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-106	Quality of third party equipment and/or works not acceptable		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

ECL-107	Delay during installation of offshore cables	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-254	Vessel availability : delay on external project	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-305	HVDC converter market conditions	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-378	Availability of yards and/or critical yard resources	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

5.3. TOTAAL INKOMEN TE DEKKEN DOOR DE TARIEVEN

5.3.1. Algemeenheden

Art. 8.

De transmissietarieven dekken het totaal inkomen nodig voor de uitoefening van gereguleerde activiteiten verbonden aan het transmissienet en de netwerken met een transmissiefunctie.

Dit totaal inkomen omvat:

- 1) de kosten van de netbeheerder, met inbegrip van de afschrijvingen en de financiële lasten;
- 2) de vergoeding van de netbeheerder die een billijke marge voor de vergoeding van de kapitalen geïnvesteerd in het net alsook de stimulansen omvat.

5.3.2. De noodzakelijke kosten

Art. 9.

Het totaal inkomen omvat de kosten noodzakelijk voor de voortzetting van gereguleerde activiteiten, met uitzondering van kosten die de CREG, in toepassing van de criteria bedoeld bij titel 5.4, geheel of gedeeltelijk wegens hun onredelijk karakter heeft verworpen.

Art. 10.

De kosten bedoeld in het voorgaande artikel zijn met name, zij het niet uitsluitend, samengesteld uit de volgende elementen:

- 1) de kosten en kostenverminderingen verbonden met afschrijvingen die in mindering worden gebracht van het gereguleerd actief in toepassing van artikel 15, § 4, de niet-recurrente afschrijvingen en de waardeverminderingen met toepassing van artikel 15, § 2, 2) met uitzondering van de afschrijvingen op positieve consolidatieverschillen, evenals de opname in het resultaat van kapitaalsubsidies;
- 2) de kosten en kostenverminderingen verbonden aan de waardeverminderingen op financiële vaste activa, de vorderingen op meer dan een jaar, de voorraden en bestellingen in uitvoering, de vorderingen op hoogstens één jaar;
- 3) de kosten die verband houden met het beheer van congesties, de *black start* dienst, het gebruik (energie) van reserves, de spanningsregeling en van de reactieve energie alsook met de aankopen van actieve energie ter compensatie van de netverliezen die niet bedoeld worden in punt 23) van onderhavig artikel;
- 4) de kosten voor het gebruik van de infrastructuur van derden;
- 5) de aanvullende pensioenlasten of de niet-gekapitaliseerde pensioenlasten van de publieke sector (met inbegrip van de bewegingen op de overeenkomstige provisierekeningen) die krachtens de statuten, collectieve arbeidsovereenkomsten of andere voldoende geformaliseerde overeenkomsten, goedgekeurd vóór 30 april 1999, als gestrande kosten in de tarieven opgenomen mogen worden, voor zover de netbeheerder deze betaalde aan medewerkers (of aan hun rechthebbenden, of hun werkgever) die een gereguleerde transmissieactiviteit of een activiteit met een

elektriciteitstransmissiefunctie hebben verricht in de jaren die aan de liberalisering voorafgingen;

- 6) de effectief verschuldigde vennootschapsbelasting op de billijke marge omvat in artikel 14, na maximale verrekening van alle belastingverminderingen;
- 7) andere belastingen dan deze bedoeld in punt 6), in het bijzonder de onroerende voorheffing, de taksen en hiermee gelijkgestelde heffingen ten laste van de netbeheerder, met uitsluiting van de boetes opgelegd aan de netbeheerder en van de schadevergoedingen opgelegd aan de netbeheerder in het geval van netincidenten te wijten aan de netbeheerder;
- 8) de geboekte meer- en minderwaarden, met uitzondering van deze bedoeld in punt 22);
- 9) de financiële lasten en opbrengsten (op basis van het *embedded debt*-principe);
- 10) de kosten of kostenverminderingen die het gevolg zijn van de verrichtingen uit interconnecties en de deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit aan het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme, met uitzondering van de kosten en inkomsten die verband houden met *offshore* interconnectoren die behandeld moeten worden in overeenstemming met het specifieke tarifaire regulatoire stelsel dat in samenspraak met een andere nationale regulerende instantie van de Europese Unie werd bepaald en dat is opgenomen in bijlage 3. In het bijzonder gaat het om:
 - het saldo uit de te betalen opbrengsten en kosten die voortvloeien uit de toepassing van een compensatiemechanisme voor de transmissie van grensoverschrijdende fluxen; voor zover zij het gevolg zijn van Europese reglementering, van beslissingen van de CREG of van een overeenkomst tussen de betrokken netbeheerders;
 - de inkomsten uit de congestierentes;
 - de eventuele noodzakelijke kosten om het toegestaan minimuminkomen te verzekeren voor de realisatie van een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 55° van de elektriciteitswet en zoals gedefinieerd in Bijlage 3;
 - de eventuele inkomsten gedefinieerd in Bijlage 3, wanneer het maximum toegestane inkomen voor de realisatie van een *offshore* interconnector in de zin van artikel 2, 55° van de elektriciteitswet overschreden wordt;
- 11) de kostenverminderingen of -vermeerderingen die het gevolg zijn van overdrachten tussen de resultatenrekening en de balans, met inbegrip van de verschillen toegewezen aan het inkomen uit vorige regulatoire periodes (overdracht van de regulatoire vorderingen en schulden), met dien verstande dat de bedoelde overdrachten geen verband houden met werken voor rekening van derden (ontvangen voorschotten en bestellingen in uitvoering), noch op de overdrachten tussen rekeningen die voortvloeien uit de kosten die verband houden met de openbare dienstverplichtingen of de toeslagen;
- 12) de kostenverminderingen die verband houden met terugnemingen van voorzieningen die van vóór 1 januari 2008 dateren;
- 13) de kosten verbonden aan de verplichte verplaatsing van infrastructuur van de netbeheerder die het gevolg is van de toepassing ten laste van de netbeheerder van de bepalingen van de wet van 10 maart 1925 op de elektriciteitsvoorziening of van de bepalingen van vervangende gewestelijke regelgeving te zake;

- 14) De kosten van de aankoop van volgende diensten voor de infrastructuur op zee zoals de *Modular Offshore Grids*, die gefactureerd worden door derden, en na aftrek van de tussenkomst van verzekeringen:
- *seabed surveys*, voor zover deze kosten niet geactiveerd zijn;
 - de reparatie van kabels: alle kosten voor de reparatie van een van de onderzeese kabels;
 - het opnieuw ingraven van kabels: werken om een kabel terug in te graven wanneer uit monitoring en onderzoek van de zeebodem is gebleken dat dat noodzakelijk is;
 - herstel van het platform: alle kosten om de schade aan het platform en de uitrusting ervan als gevolg van een botsing met een boot die niet door de netbeheerder wordt bestuurd, te herstellen;
 - 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).
- 15) de kosten en kostenverminderingen verbonden aan de verplichte aanleg van de ontmantelingsprovisies voor de behandeling, de ontmanteling en het weghalen van de assets van de *Modular Offshore Grids*;
- 16) de vergoedingen voor de titularissen van een domeinconcessie zoals bedoeld in artikel 6/2, § 1, 2° en 6/5, § 3 van de elektriciteitswet voor zover ze niet ten laste van de netbeheerder zijn met toepassing van artikel 6/2, § 2 en 6/5, § 5 van de elektriciteitswet of van een van de uitvoeringsbesluiten ervan;
- 17) de kostenverminderingen verbonden aan ontvangen schadevergoedingen van verzekeringen die specifiek gericht zijn op de dekking van niet-beheersbare kosten;
- 18) de operationele kosten gefactureerd door CORESO en JAO;
- 19) de kosten (met inbegrip van de bewegingen op overeenstemmende provisierekeningen) van de aankoop van andere goederen en diensten, voor zover dit gebeurt binnen het kader van gereguleerde activiteiten van de netbeheerder, in het bijzonder deze gericht op:
- het beheer van de elektrische infrastructuur;
 - het beheer van het elektrisch systeem;
 - het beheer van de telecom-infrastructuur;
 - de informatica-activiteiten;
 - het gemeenschappelijk beheer;
 - de verzekeringspremies;
 - de lasten over te dragen naar balansrekeningen;

- 20) de kosten (met inbegrip van de bewegingen op overeenstemmende provisierekeningen) van bezoldigingen, sociale lasten en alle lasten betaald in het kader van groepsverzekeringen;
- 21) de kostenverminderingen die het gevolg zijn van gereguleerde activiteiten van de netbeheerder, met name:
- de opbrengsten uit de valorisatie van het gereguleerd actief, zelfs als ze geen verband houden met gereguleerde activiteiten;
 - de opbrengsten van *commercial metering*;
 - de opbrengsten uit prestaties ter ondersteuning van dochterondernemingen;
 - de opbrengsten uit exploitatie- of verminderingssubsidies van sociale lasten;
 - de recuperaties uit verzekeringen die specifiek gericht zijn op de dekking van beheersbare kosten;
 - de recuperaties uit infrastructuur- of onderhoudswerken;
 - de opbrengsten uit werken voor derden;
 - de andere ontvangsten of recuperaties;
- 22) de meer- of minderwaarden van transacties onder bezwarende titel van vaste activa met uitzondering van vaste activa aangekocht in het kader van een compensatie volgens artikel 32, § 6;
- 23) de kosten die verband houden met de aankoop op lange termijn van blokken van actieve energie "*Calendar*" en "*winterkwartalen*" om de netverliezen te compenseren alsook de reserveringskosten, de balanceringsreserves (FCR, aFRR en mFRR), desgevallend verminderd met het geheel van boetes die aan de leveranciers worden opgelegd wegens het niet nakomen van hun verplichtingen terzake.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in de punten 1) tot 18) worden als niet-beheersbaar beschouwd.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in de punten 19) tot 22) worden als beheersbaar beschouwd.

De kosten [en verminderingen] bedoeld in punt 23) worden als beïnvloedbaar beschouwd.

Voor wat de kosten [en verminderingen] betreft, die niet onder één van de categorieën bedoeld in alinea 1 vallen, bepaalt de CREG, voorafgaand aan de neerlegging van het tariefvoorstel, of deze als beheersbaar, niet-beheersbaar of beïnvloedbaar moeten worden beschouwd.

Tijdens de regulatoire periode worden de kostencategorieën die niet in alinea 1 bedoeld worden en waarover de CREG zich niet heeft uitgesproken voorafgaand aan de neerlegging van het tariefvoorstel in overeenstemming met alinea 5, als beheersbaar beschouwd, behoudens het sluiten van een overeenkomst tussen de CREG en de netbeheerder.

Art. 11.

De netbeheerder handhaaft de kost van de diensten aangeboden aan de gebruikers op een zo laag mogelijk niveau door een optimale beheersing van de factoren die deze kost bepalen.

Art. 12.

Kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten is niet toegelaten.

5.3.3. Vergoeding

5.3.3.1. Algemene principes

Art. 13.

Naast de kosten bedoeld onder 5.3.2, dekken de nettarieven eveneens de vergoedingen die aan de netbeheerder kunnen worden toegekend. Het betreft:

- 1) de billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen;
- 2) stimulansen als vergoeding voor het realiseren van doelstellingen bepaald door de CREG.

5.3.3.2. De billijke marge op de in het net geïnvesteerde kapitalen

Art. 14.

De billijke marge is de normale vergoeding voor de kapitalen geïnvesteerd in het net. Ze wordt jaarlijks voor het desbetreffende exploitatiejaar bepaald door vermenigvuldiging van het rendementspercentage bedoeld in artikel 16 met het rekenkundig gemiddelde van de begin- en eindwaarde van het gereguleerd actief (RABgemiddeld) bedoeld in artikel 15.

De billijke marge is een netto vergoeding, ná toepassing van de vennootschapsbelasting.

Het verschil (positief of negatief) tussen de gebudgetteerde en door de CREG goedgekeurde billijke marge en de werkelijke, eveneens door de CREG goedgekeurde, waarde van deze marge, wordt integraal toegewezen aan het totaal inkomen van de volgende regulatoire periode.

Bij wijze van uitzondering wordt het kapitaal geïnvesteerd in een *offshore* interconnector vergoed op basis van een specifiek tarifair regulatoir stelsel bepaald in samenspraak met een andere nationale regulerende instantie en opgenomen in bijlage 3. De waarde van de activa van de netbeheerder in voornoemde interconnector maakt geen deel uit van de waarde van het ondervermeld gereguleerd actief (RAB) en de vergoeding die voortvloeit uit dat specifieke tarifaire regulatoire kader komt bovenop de andere vergoedingen bedoeld in de huidige methodologie.

5.3.3.2.1. *Het gereguleerd actief*

Art. 15.

§ 1. Per 31 december 2020 bedraagt de waarde van het gereguleerd actief (RAB) van de beheerder van het nationaal transmissienet € 5.088.965.244,66, met inbegrip van een meerwaarde van € 1.313.637.445,18.

Ingeval de rechten op de gereguleerde materiële vaste activa wijzigen ingevolge een transactie tussen netbeheerders, wordt de waarde van het gereguleerd actief, met het onderscheid tussen de historische aanschaffingswaarde goedgekeurd door de CREG en de meerwaarde zoals die op het moment van de transactie bij de afstand doende vennootschap voorkomt, overgenomen als de waarde van het gereguleerd actief bij de verkrijgende vennootschap.

§ 2. De waarde van het gereguleerd actief evolueert jaarlijks door:

- 1) de toevoeging van de aanschaffingswaarde van de investeringen van het jaar in materiële en immateriële vaste activa, opgenomen in § 3;

- 2) de vermindering met de in dat jaar geboekte afschrijvingen, overeenkomstig § 4, de niet-recurrente afschrijvingen en de waardeverminderingen op de geregleerde materiële en immateriële vaste activa;
- 3) de vermindering met de netto boekwaarde van de in dat jaar buiten gebruik gestelde geregleerde activa evenals met een jaarlijks bedrag van € 25 miljoen om op een regelmatige en vaststaande wijze de meerwaarde begrepen in de RAB te verminderen;
- 4) de vermindering met de tussenkomsten van derden die in de loop van het jaar geïnd werden;
- 5) de bewegingen van de kapitaalsubsidies in de loop van het jaar;
- 6) de evolutie van de behoefte aan bedrijfskapitaal. De waarde van het geregleerd actief wordt vermeerderd met de behoefte aan bedrijfskapitaal in plus of in min. De behoefte aan bedrijfskapitaal wordt bepaald op basis van de gescheiden balans met betrekking tot de desbetreffende geregleerde activiteit met uitsluiting van de balansrekeningen die verband houden met de ODV's bedoeld in de artikelen 6 en 7 of gecompenseerd via accijnzen. De behoefte aan bedrijfskapitaal van de netbeheerder is, op een bepaald moment, gelijk aan het verschil tussen enerzijds de som van de voorraden, de bestellingen in uitvoering, de vorderingen op ten hoogste één jaar, de benodigde operationele liquiditeiten (beperkt tot 2 % van de omzet uit de in België geregleerde activiteiten) en de overlopende rekeningen van het actief op dat moment en, anderzijds, de som van de niet-rentedragende schulden, met name de handelsschulden op ten hoogste één jaar, de ontvangen voorschotten op bestellingen, de schulden met betrekking tot belastingen, bezoldigingen en sociale lasten, de overige schulden en de overlopende rekeningen van het passief op dat moment, zoals bedoeld in Bijlage I "Minimumindeling van het algemeen rekeningstelsel van de ondernemingen onderworpen aan boekhoudkundige verplichtingen andere dan verenigingen en stichtingen van het koninklijk besluit van 21 oktober 2018 tot uitvoering van de artikelen III.82 tot en met III.95 van het Wetboek van economisch recht.

Het resultaat van deze bewerkingen vormt de eindwaarde van het geregleerd actief (RAB) van het betreffende exploitatiejaar en wordt overgenomen als beginwaarde van het geregleerd actief van het volgende jaar.

§ 3. De verworven materiële en immateriële vaste activa bedoeld in § 2, 1) zijn deze die zijn opgenomen in de goedgekeurde ontwikkelingsplannen, investeringsplannen of aanpassingsplannen, aangevuld met de vervangingsinvesteringen, investeringen voor nieuwe aansluitingen en aanpassingen van bestaande infrastructuur, die door de CREG als redelijk zijn aanvaard.

§ 4. De netbeheerder bepaalt het jaarlijks bedrag van de afschrijvingen bedoeld in § 2, 2) door toepassing van de volgende afschrijvingspercentages op de historische aanschaffingswaarde, zonder rekening te houden met enige restwaarde:

Industriële gebouwen:	3 % (33 jaar)
Niet-industriële gebouwen:	2 % (50 jaar)
Kabels:	2 % (50 jaar)
Leidingen:	2 % (50 jaar)
Posten en cabines:	
- Laagspanningsuitrustingen:	3 % (33 jaar)

- Hoogspanningsuitrustingen:	3 % (33 jaar)
- Numerieke technologie	6 % (16,66 jaar)
Aansluitingen:	
- Transformaties	3 % (33 jaar)
- Lijnen en kabels	2 % (50 jaar)
Meetapparatuur:	3 % (33 jaar)
Teletransmissie en optische vezels:	10 % (10 jaar)
HDPE-kokers voor optische vezel:	2 % (50 jaar)
Gereedschap en meubilair:	10 % (10 jaar)
Rollend materieel:	20 % (5 jaar)
Software en licenties:	20 % (5 jaar)
<i>Modular Offshore Grid I:</i>	3,33 % (30 jaar)
HVDC-technologie:	
- Omvormers	3,33 % (30 jaar)
- Kabels	2,5 % (40 jaar)

Modular Offshore Grid II :

- <u>Kunstmatig eiland</u>	<u>1,67% (60 jaar)</u>
- <u>AC-technologie :</u>	
▪ <u>Laagspanningsuitrustingen</u>	<u>3,00% (33 jaar)</u>
▪ <u>Hoogspanningsuitrustingen</u>	<u>3,00% (33 jaar)</u>
▪ <u>Numerieke technologie</u>	<u>6,00% (16,66 jaar)</u>
▪ <u>Offshore AC kabels</u>	<u>3,33% (30 jaar)</u>
▪ <u>Industriële gebouwen</u>	<u>3,00% (33 jaar)</u>
- <u>DC technologie :</u>	
▪ <u>Laagspanningsuitrustingen</u>	<u>6,00% (16,66 jaar)</u>
▪ <u>Hoogspanningsuitrustingen</u>	<u>3,33% (30 jaar)</u>
▪ <u>Numerieke technologie</u>	<u>6,00% (16,66 jaar)</u>
▪ <u>Offshore DC kabels</u>	<u>3,33% (30 jaar)</u>
▪ <u>Industriële gebouwen</u>	<u>3,33% (30 jaar)</u>

Na overleg met de CREG en rekening houdend met specifieke projecten kunnen andere activaklassen en afschrijvingspercentages worden goedgekeurd. Indien activa worden gerenoveerd, kunnen de renovatiekosten worden afgeschreven over de helft van de initiële afschrijvingsperiode van de activa. De kapitaalsubsidies worden in het resultaat opgenomen zodra ze vaststaan en dit aan hetzelfde ritme als de activa waarop ze betrekking hebben.

Het afschrijvingsritme is lineair tenzij de CREG dit voor bepaalde activa vooraf anders bepaalt.

§ 5. De netbeheerder splitst de waarde van het gereguleerd actief (RAB) op tussen enerzijds het MOG I en het MOG II (RAB_{MOG1}) en anderzijds de andere elementen van zijn net en de behoefte aan bedrijfskapitaal.

§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 voor 1 januari 2022 en de behoefte aan werkkapitaal (RAB_{old}).

5.3.3.2.2. Het rendementspercentage

Art. 16.

In overeenstemming met het *Capital Asset Pricing Model* en in functie van de financiële structuur van de netbeheerder, is het rendementspercentage de som van:

- 1) de risicovrije rente;
- 2) de individuele risicopremie van de netbeheerder;
- 3) de bijkomende risicopremie voor het dekken van bijkomende risico's van de *Modular Offshore Grids*.

Art. 17.

§ 1. De risicovrije rente (RVR) evolueert in functie van het gemiddelde rekenkundige 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: is vastgelegd op 1,68 %:

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

indien OLO_{10jaar} tussen 1,68 % en 2,78 % ligt, dan is de RVR gelijk aan OLO_{10jaar};

indien OLO_{10jaar} hoger is dan 2,78 %, dan is de RVR gelijk aan $2,87\% + (OLO_{10jaar} - 2,87\%) \times (100\% \times RAB_{new} + 50\% \times RAB_{old}) / RAB$

§ 2. De individuele risicopremie wordt bepaald door de marktrisicopremie (R_m) met een bèta parameter (β) te vermenigvuldigen.

§ 3. De marktrisicopremie (R_m) is vastgelegd op 3,50 %.

§ 4. De bètafactor (β) is vastgelegd op 0,69.

§ 5. De bijkomende risicopremie voor het dekken van bijkomende risico's die verband houden met het Modular Offshore Grid I en het Modular Offshore Grid II ($RMOG1$) is vastgelegd op 1,4 % tijdens de afschrijvingsperiode van ~~het deze~~ *Modular Offshore Grids*.

Art. 18.

De financiële structuur van de netbeheerder (S) is de verhouding, begrensd tot 100 %, van zijn eigen vermogen en zijn gereguleerd actief. De teller wordt voor het betreffende exploitatiejaar berekend als het rekenkundig gemiddelde van de beginwaarde na resultaatverwerking en de eindwaarde ervan vóór resultaatverwerking.

Indien de financiële structuur van de netbeheerder kleiner is dan of gelijk aan 40 %, is het rendementspercentage gelijk aan het resultaat van de formule:

$$S \times ([RVR + (R_m \times \beta)] + (RAB_{MOG_i} / RAB) \times R_{MOG_i})$$

Indien de financiële structuur van de netbeheerder groter is dan 40 %, wordt in de formule in voorgaande alinea de factor S gelijkgesteld aan 40 % en wordt daarbij het resultaat van volgende formule opgeteld:

$$(S - 40\%) \times (RVR + 0,70\%)$$